

---

# CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CCVI**  
n. 3

## RELAZIONE

### SULLO STATO E LA SICUREZZA DELLE ATTIVITÀ MINERARIE IN MARE NEL SETTORE DEGLI IDROCARBURI

(Anno 2024)

(Articolo 8, comma 10, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

*Presentata dal Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

(MESINI)

---

*Trasmessa alla Presidenza il 13 febbraio 2025*

---

**PAGINA BIANCA**

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



## INDICE

<b>Oggetto della Relazione</b>	<b>6</b>
<b>PARTE I QUADRO GENERALE</b>	<b>7</b>
1.1 Premessa	7
1.2 Il Comitato: funzioni, struttura, modalità di funzionamento	12
1.3 Profili di organizzazione e di gestione	17
<b>PARTE II ATTIVITA'</b>	<b>18</b>
2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività <i>upstream</i> - anno 2024	18
2.1.1 Impianti, ore lavorate e produzioni	18
2.1.2 Dismissione mineraria delle piattaforme marine	29
2.1.3 Ispezioni	37
2.1.4 Dati relativi agli incidenti	38
2.1.5 Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014)	40
2.1.6 Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE)	44
2.1.7 Cause dirette e alla radice di incidenti gravi	45
2.1.8 Attivazione di procedura di <i>Emergency Shut Down</i> (ESD)	46
2.1.9 Incendi/Esplosioni	47
2.1.10 Innovazioni normative	48

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



<b>2.2</b>	<b>Sintesi cumulativa degli ultimi 9 anni (2016 -2024) dei dati relativi alle ore effettive lavorate, produzioni, ispezioni, e incidenti (per la prima volta tale sintesi viene riportata rispetto alle precedenti Relazioni trasmesse al Parlamento)</b>	81
<b>2.3</b>	<b>Attività del Comitato</b>	85
<b>2.4</b>	<b>Attività dei Comitati periferici</b>	93
<b>2.5</b>	<b>Attività in collaborazione con la Commissione europea</b>	104
<b>2.6</b>	<b>Ulteriori attività</b>	105
<b>2.7</b>	<b>Prospettive future</b>	107
<b>PARTE III</b>	<b>DOCUMENTI</b>	112
<b>3.1</b>	<b>Documenti originati dal Comitato</b>	112
3.1.1	La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali	112
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	114
3.1.3	Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui Grandi Rischi	114
3.1.4	Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività	

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



3.1.5	minerarie in mare nel settore degli idrocarburi	114
	Documenti di consultazione TRIPARTITA	115
<b>❖ CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI</b>		116
<b>❖ ELENCO ACRONIMI</b>		122
<b>❖ ELENCO DELLE PRINCIPALI NORME MENTIONATE</b>		124
<b>❖ ELENCO DEGLI ALLEGATI</b>		129
<b>❖ ALLEGATI</b>		130

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



## OGGETTO DELLA RELAZIONE

Il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 recepisce 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.

La presente Relazione illustra l'attività svolta nell'anno **2024** dal *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*. Il Comitato opera quale autorità competente in materia ai sensi dell'art. 8 del predetto decreto. Le funzioni e la struttura del Comitato sono tuttora fissate dal D.Lgs. 145/2015, ma attendono di essere aggiornate alla luce del recente Regolamento di organizzazione del Ministero della transizione ecologica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128). Analogi aggiornamenti sono in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le “Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”.

Dopo avere descritto il quadro generale entro cui opera il Comitato, la Relazione riporta l'attività svolta, descrivendo: (1) gli impianti esistenti al 2024; (2) gli impianti in dismissione mineraria al 2024; (3) le ore effettive lavorate e le produzioni di gas e di petrolio nel 2024; (4) le ispezioni effettuate dalle amministrazioni componenti il Comitato nel 2024; (5) i dati relativi agli incidenti occorsi nel 2024; **(6) una sintesi cumulativa** degli ultimi 9 anni (2016 -2024) dei dati relativi alle ore effettive lavorate,

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



produzioni, ispezioni, e incidenti; (7) l'attività in collaborazione con la Commissione europea.

Inoltre, la Relazione riporta i vari documenti prodotti dal Comitato in riferimento:

(a) alle proprie modalità di funzionamento e priorità di azione; (b) alle linee guida per la redazione della relazione sui grandi rischi; (c) alle comunicazioni alla Commissione europea sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi; (d) ai documenti di consultazione tripartita tra gli operatori, le rappresentanze sindacali e l'autorità competente; (e) a ulteriori documenti e alle prospettive future.

Infine, la Relazione riporta le carte dei titoli minerari vigenti con relativi impianti.

## **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 la quale la Commissione Europea ha fissato gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare,

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



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/UE), 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

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



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, per le 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,

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

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 EUOAG di Autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (*European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group*), e svolga consultazioni sull'applicazione del pertinente

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

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*

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



*sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranei*"; 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, struttura e modalità di funzionamento

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 EUOAG.

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



Le funzioni e la struttura del Comitato sono tuttora fissate dal D.Lgs. 145/2015, ma attendono di essere aggiornate alla luce del recente Regolamento di organizzazione del Ministero della transizione ecologica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128). Analogi aggiornamenti sono in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le “Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”.

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

- valutare e accettare le relazioni sui grandi rischi, valutare le comunicazioni di nuovo progetto e le operazioni di pozzo o combinate e altri documenti di questo tipo ad esso sottoposti, attraverso la verifica dell'attività svolta dalle divisioni UNMIG (Italia settentrionale, Italia centrale e Italia meridionale) afferenti, oggi, alla Direzione Generale Fonti energetiche e Titoli Abilitativi (DG FTA) del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica; vigilare sul rispetto da parte degli operatori dei dettami del D. Lgs. 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di prevenzione; fornire consulenza ad altre Autorità o Organismi, compresa l'Autorità preposta al rilascio delle licenze (oggi la DG FTA);
- elaborare piani annuali;
- 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

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



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;

- 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

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



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 oggi sede presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (Direzione Generale Tutela della Biodiversità e del Mare, DG TBM) mentre in precedenza aveva sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico; consta anche di articolazioni periferiche 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 (in corso di aggiornamento) il Comitato è tutt'ora 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 DG FTA del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica che, in caso di assenza o impedimento del Presidente ne assume le relative funzioni (DPCM 27 settembre 2016, in corso di aggiornamento);

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

- Direttore della DG TBM del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco;
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto - Guardia Costiera.

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

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

### 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, in corso di aggiornamento), 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 (nomine per tre mandati consecutivi, formalizzate con DPCM 20 marzo 2017 (primo mandato), con DPCM 25 agosto 2021 (secondo mandato) e con DPCM 27 novembre 2024 (Allegato 2, terzo mandato). Il presente mandato del Presidente scadrà il 26 Novembre 2027.

In osservanza alla prescrizione di cui all'art. 3, comma 1, del DPCM 27 settembre 2016 (in corso di aggiornamento), è stata costituita la segreteria del Comitato inizialmente con sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico e con avvalimento di risorse della DGIS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera e, successivamente, con sede presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128).

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,

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



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 e nella sicurezza delle attività *upstream*, il Comitato ha creato nell'ambito del sito istituzionale MASE una sezione dedicata consultabile all'indirizzo:

<https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>

## PARTE II: ATTIVITA'

### 2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2024

#### 2.1.1 – Impianti, ore lavorate e produzioni

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 2024), 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 31 dicembre 2024 [✓a]

**Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:**

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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

• **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];

• **Dettaglio 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*],
- **STCR** [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];

• **Tipo di fluido:**

- **petrolio**;
- **gas**;
- **condensato**;
- **petrolio/gas**;
- **petrolio/condensato**.

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto [✓b]	Anno di installazione [✓c]	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [✓ d]	
							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	12,59091	45,183561
4	Agostino A	NUI	-	1970	gas	27	12,495518	44,54018
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

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



9	Amelia A	NUI	-	1971	gas	27	12,660836	44,40516
10	Amelia B	NUI	-	1991	gas	17	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
13	Anemone B	NUI	-	1999	gas	0	12,704814	44,229289
14	Anemone Cluster	NUI	-	1979	gas	0	12,70531	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	17	13,078865	44,228781
18	Annalisa	NUI	-	1999	gas	0	13,113554	44,171042
19	Annamaria B	NUI	-	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	18,32532	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	23	12,628146	44,306251
28	Arianna Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,62743	44,305788
29	Armida 1	NUI	-	1973	gas	0	12,44954	44,475932

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



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
33	Azalea B PROD	NUI	STCR	1987	gas	0	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	42	13,809339	44,030369
38	Barbara E	NUI	-	1987	gas	27	13,757562	44,086474
39	Barbara F	NUI	-	1988	gas	40	13,817099	44,050183
40	Barbara G	NUI	-	1992	gas	12	13,79153	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	13,78203	44,077718
45	Basil	NUI	-	1983	gas	17	13,001086	44,131649
46	Benedetta 1	NUI	-	2006	gas	0	12,581966	44,1794
47	Bonaccia	FMI	-	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

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



51	Brenda PERF	NUI	-	1987	gas	0	13,044925	44,116443
52	Brenda PROD	NUI	STCR	1987	gas	19	13,045114	44,115802
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 (chiuso miner.), Cassiopea 1 DIR A	NUI	SPS	2008, 2024	gas	0	13,732618	36,936642
57	Cassiopea 2	NUI	SPS	2024	gas	0	13,7314375	36,9375614
58	Cassiopea 3	NUI	SPS	2024	gas	0	13,7377676	36,9276371
59	Cervia A	FMI	-	1986	gas	21	12,639005	44,294608
60	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105
61	Cervia B	NUI	-	1984	gas	0	12,645428	44,288823
62	Cervia C	NUI	-	1992	gas	13	12,640079	44,30165
63	Cervia K	NUI	STCR	2000	gas	0	12,639076	44,295474
64	Clara Est	NUI	-	2000	gas	0	14,071618	43,779617
65	Clara Nord	NUI	-	2000	gas	0	13,976674	43,939355
66	Clara NW	NUI	-	2015	gas	0	14,023295	43,802145
67	Clara Ovest	NUI	-	1987	gas	0	13,711516	43,828681
68	Daria A	NUI	-	1994	gas	0	13,249138	44,067586
69	Daria B	NUI	STCR	1995	gas	12	13,249706	44,066931
70	Davide	NUI	-	1980	gas	0	14,017133	43,095985
71	Davide 7	NUI	-	2002	gas	0	14,016886	43,095755

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



72	Diana	NUI	-	1971	gas	0	12,425718	44,441373
73	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689
74	Eleonora	NUI	-	1987	gas	0	14,155689	42,840158
75	Elettra	NUI	-	2014	gas	0	14,215197	43,764413
76	Emilio	NUI	-	2001	gas	0	14,243294	42,934945
77	Emilio 3	NUI	SPS	1980	gas	0	14,23388	42,938165
78	Emma Ovest	FMI	-	1982	gas	31	14,379206	42,808505
79	Fabrizia 1	NUI	-	1998	gas	0	14,00114	43,041377
80	Fauzia	NUI	-	2014	gas	0	13,554058	44,056355
81	Fratello Cluster	NUI	-	1979	gas	0	14,168514	42,610534
82	Fratello Est 2	NUI	-	1980	gas	0	14,172827	42,576845
83	Fratello Nord	NUI	-	1980	gas	0	14,170126	42,648861
84	Garibaldi A	NUI	-	1969	gas	27	12,510457	44,523023
85	Garibaldi A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,51205	44,523727
86	Garibaldi B	NUI	-	1969	gas	27	12,531292	44,487009
87	Garibaldi C	FMI	-	1992	gas	27	12,51528	44,531601
88	Garibaldi D	NUI	-	1993	gas	16	12,546062	44,478183
89	Garibaldi K	NUI	STCR	1998	gas	0	12,516137	44,532077
90	Garibaldi T	NUI	STCR	1998	gas	0	12,511376	44,523311
91	Gela 1	NUI	-	1960	petrolio	19	14,26955	37,032157
92	Gemini 1	NUI	SPS	2024	gas	0	13,7673297	36,8763856

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



93	Gela Cluster	NUI	-	1986	petrolio	0	14,269454	37,032449
94	Giovanna	NUI	-	1992	gas	19	14,463941	42,768002
95	Giulia 1	NUI	-	1980	gas	0	12,753326	44,13104
96	Guendalina	NUI	-	2011	gas	0	12,881491	44,566435
97	Hera Lacinia 14	NUI	-	1992	gas	0	17,165078	39,058611
98	Hera Lacinia BEAF	NUI	-	1998	gas	0	17,172791	39,061388
99	Jole 1	NUI	-	1999	gas	0	13,926435	43,040959
100	Leonis	FPI	FSO	2009	petrolio	49	14,637158	36,559805
101	Luna 27	NUI	SPS	1987	gas	0	17,214444	39,088056
102	Luna 40 SAF	NUI	SPS	1995	gas	0	17,204166	39,091944
103	Luna A	FMI	-	1976	gas	18	17,181692	39,114236
104	Luna B	NUI	-	1992	gas	14	17,200158	39,084925
105	Morena 1	NUI	-	1996	gas	0	12,482887	44,231073
106	Naide	NUI	-	2005	gas	0	12,745412	44,343275
107	Naomi Pandora	NUI	-	2000	gas	0	12,847416	44,689089
108	Panda 1	NUI	SPS	2002	gas	0	13,623818	37,00661
129	San Giorgio Mare 6	NUI	-	1981	gas	0	13,920136	43,206235
130	San Giorgio Mare C	NUI	STCR	1972	gas	0	13,901802	43,202624
131	Santo Stefano Mare 101	NUI	-	1987	gas	0	14,607395	42,22899
132	Santo Stefano Mare 1-9	NUI	-	1968	gas	0	14,59295	42,231768
133	Santo Stefano Mare 3-7	NUI	-	1968	gas	0	14,610729	42,219268

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



134	Santo Stefano Mare 4	NUI	-	1975	gas	0	14,675454	42,207323
135	Santo Stefano Mare 8 bis	NUI	-	1991	gas	0	14,636563	42,21649
136	Sarago Mare 1	NUI	-	1981	petrolio	0	13,785407	43,32096
137	Sarago Mare A	NUI	-	1981	petrolio	0	13,788738	43,288851
138	Simonetta 1	NUI	-	1997	gas	0	14,183769	42,559691
139	Squalo	NUI	-	1980	gas	0	14,244378	42,715657
140	Tea	NUI	-	2007	gas	0	13,018813	44,501557
141	Vega A	FMI	-	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638
142	Viviana 1	NUI	-	1998	gas	0	14,155051	42,656403
143	Vongola Mare 1	NUI	-	1985	gas	0	13,811731	43,253892

**NOTE:**

**NOTA [✓a]** Nella tabella 2.1 vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 1° gennaio dell'anno 2024, anche se non più produttive.

**NOTA [✓b]** Dettaglio tipo impianto

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014<sup>1</sup>, 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,

<sup>1</sup> Regolamento di esecuzione (UE) 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.

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



nel dettaglio sul tipo d'impianto, è riportato l'acronimo SPS (*Subsea Production System*); le teste pozzo sottomarine, al 1° gennaio dell'anno 2024, sono 14: 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 l'acronimo FSO per specificarne la tipologia; le *Floating Storage and Offloading unit*, al 1° gennaio dell'anno 2024, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS).

3. Le piattaforme di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate con l'acronimo STCR [Supporto: Trattamento /Compressione /Raccordo]; al 1° gennaio dell'anno 2024, esse sono 10: 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.

**NOTA [✓c]** Installazione. Si assume che l'anno di installazione faccia riferimento all'anno di avvio della campagna di installazione *offshore*. Si consideri che una piattaforma installata in un certo anno potrebbe essere messa in produzione negli anni successivi.

**NOTA [✓d]** Le coordinate sono riferite al sistema *World Geodetic System 1984* (WGS84).

**Nuovi impianti** fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024)

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto [✓b]	Anno di installazione [✓c]	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [✓d]	
							longitudine	latitudine
1	Cassiopea 1 DIR A	NUI	SPS	2024	gas	0	13,732618	36,936642
2	Cassiopea 2	NUI	SPS	2024	gas	0	13,7314375	36,9375614

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

3	Cassiopea 3	NUI	SPS	2024	gas	0	13,7377676	36,9276371
4	Gemini 1	NUI	SPS	2024	gas	0	13,7673297	36,8763856
<p><b>Osservazione:</b> Il pozzo Cassiopea 1 è stato chiuso minerariamente, mentre il SPS (<i>Subsea Production System</i>) Cassiopea 1 DIR A è stato installato nel 2024. Le coordinate dei due SPS coincidono.</p>								

**Impianti dismessi** durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024)

Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Coordinate in WGS 84		Temporaneo / Permanente
				longitudine	latitudine	
-	-	-	-	-	-	-
<p><b>Osservazione:</b> nessuna installazione offshore è stata dismessa durante l'anno 2024.</p>						

**Impianti mobili:** elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024) [include le unità mobili di perforazione offshore (MODU) e gli altri impianti non destinati alla produzione]:

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)
Jack up Key Manhattan	MODU ( <i>Jack-Up Drilling Unit</i> )	1980	101	Mare Adriatico	12		
Jack up Resourceful	MODU ( <i>Jack-Up Drilling Unit</i> )	2008	118	Mare Adriatico	5		
Saipem 10000	MODU ( <i>Drilling Unit</i> )	2000	200	Mare Adriatico	12		

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



**Numero totale delle ore effettive lavorate** in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2024). Informazioni a fini della normalizzazione dei dati [✓e].

a. Numero totale di ore lavorative effettive e ore di manutenzione in mare per tutti gli impianti: **3.992.520 h** (per confronto anno 2023: 3.011.307 h, 2022: 2.304.770 h, 2021: 2.240.788 h, 2020: 1.947.435 h, anno 2019: 2.710.426 h, anno 2018: 3.669.101 h, anno 2017: 3.045.243 h); numero di persone occupate **6226**, ore di manutenzione correttiva **160.249**, ore di manutenzione totale **523.955**;

b. Produzione totale: **1,61 MTEP** (per confronto anno 2023: 1,65 MTEP, 2022: 1,78 MTEP, 2021: 1.90 MTEP, 2020: 2.42 MTEP, anno 2019: 2.85 MTEP, anno 2018: 3,311 MTEP, anno 2017: 4,217 MTEP);

Produzione di petrolio a mare: **0,39 MTEP** (per confronto anno 2023: 0,38 MTEP, 2022: 0,43 MTEP, 2021: 0,43, 2020: 0,44 MTEP, anno 2019: 0,45 MTEP, anno 2018: 0,54 MTEP, anno 2018, 2017: 0,72 MTEP);

Produzione di gas a mare: **1,45 GSMC** (per confronto anno 2023: 1,50 GSMC, 2022: 1,76 GSMC, 2021: 1,87 GSMC, 2020: 2,42 GSMC, anno 2019: 2,93 GSMC, anno 2018: 3,38 GSMC, anno 2017: 4,27 GSMC).

**NOTA [✓e].** Nota sulle informazioni a fini della normalizzazione dei dati

1. Ai fini del Regolamento UE n. 1112/2014 per “normalizzazione” si intende una trasformazione applicata uniformemente a tutti gli elementi di un insieme di dati in modo da conferire alcune specifiche proprietà statistiche.

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



2. Le fonti dei dati per la produzione di idrocarburi sono del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica - Direzione generale infrastrutture e sicurezza (IS) - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG); vedi sito: <https://unmig.mite.gov.it/wp-content/uploads/dati/produzione/produzione-2022.pdf>

3. Il valore della produzione di idrocarburi in mega tonnellate di petrolio equivalenti (MTEP) è stato calcolato - per le sole esigenze di normalizzazione dei dati di questa relazione - sulla base sulle seguenti assunzioni:

- Il riferimento per la definizione di TEP è la formulazione della *International Energy Agency*, secondo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a  $10^7$  kcal ovvero a 41,868 GJ; 1 TEP pari a 1187 SMC;
- Il valore convenzionalmente attribuito al potere calorifico inferiore del gas naturale è pari a 8.190 kcal/m<sup>3</sup>, in continuità con quanto fatto nelle edizioni precedenti della relazione;

4. Con il simbolo SMC si intende lo standard metro cubo, ovvero l'unità di misura della quantità di sostanza gassosa contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 °C) e di pressione (pressione atmosferica pari a 1 atm ovvero a 101.325 Pa); 1 GSCM =  $10^9$  SCM.

5. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono stati trasmessi dagli operatori alla Presidenza di questo Comitato.

### **2.1.2 - Dismissione mineraria delle piattaforme marine**

Per l'anno 2024 l'aggiornamento all'Elenco delle piattaforme in dismissione mineraria è stato pubblicato con il Comunicato ministeriale 28 giugno 2024

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



(<https://unmig.mase.gov.it/comunicato-ministeriale-28-giugno-2024/>) che qui si riporta:

Elenco piattaforme in dismissione mineraria – 2024

**(D.M. 15/02/2019 recante “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione d'idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”)**

Per la dismissione delle piattaforme a mare e delle infrastrutture connesse si applica il Decreto del 15 febbraio 2019 adottato dal Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 57 dell'8 marzo 2019, recante “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”.

Tali Linee Guida stabiliscono le procedure, comprensive dei tempi e delle modalità da seguire, per la dismissione mineraria o per l'eventuale riutilizzo delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie.

L'art. 5 delle Linee Guida prevede, nello specifico, al comma 1 che “le società titolari di concessioni minerarie comunicano entro il 31 marzo di ogni anno l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie [...]. La DGFTA (ex DGIS), previo parere tecnico rilasciato dalle Sezioni UNMIG competenti, valuta se nell'elenco ricevuto sono inserite piattaforme e infrastrutture connesse delle quali le condizioni strutturali e degli impianti possano consentire il riutilizzo, e, acquisiti i pareri dei competenti Uffici del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – DGVA, e del Ministero della cultura per gli aspetti di rispettiva competenza, pubblica sul BUIG e sul proprio sito web, entro il 30 giugno di ogni anno, l'elenco delle piattaforme e infrastrutture connesse in dismissione mineraria che devono essere rimosse secondo le procedure previste dalle stesse Linee Guida. Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni dei competenti uffici del MASE (ex MATTM) e del

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



Ministero della Cultura, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

Ciò premesso, si richiama che nell'ultimo Elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo, aggiornato nel BUIG – Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse – Anno LXVIII N. 5 – 31 Maggio 2024, sono presenti le piattaforme **ADA 2, ADA 3, ADA 4, AZALEA A, FABRIZIA 1, JOLE 1, PC 73, ARMIDA 1, REGINA 1 e VIVIANA 1**, mentre nell'Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi non sono presenti piattaforme.

Nella situazione specifica relativa all'anno 2024, entro il 31/03/2024 è pervenuta, in adempimento dell'art. 5 comma 1 del D.M. 15/02/2019, la comunicazione della società ENI S.p.A. di cui alla nota n. 407/DICS del 27/03/2024 (agli atti con prot. 59138.27/03/2024), con la quale la società riporta nell'elenco delle strutture i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, le piattaforme **PORTO CORSINI MARE SUD 1 e PORTO CORSINI MARE SUD 2** (entrambe afferenti alla concessione Porto Corsini Mare), la piattaforma ANTARES 1 (afferente alla concessione A.C30.EA) e la piattaforma **DIANA** (afferente alla concessione A.C29.EA).

L'Ufficio competente di questa Direzione Generale ha effettuato, con nota prot. 65481 del 08/04/2024, indirizzata alla Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale, alla Direzione generale valutazioni ambientali (VA) di questo Ministero e alla Direzione generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio Servizio V Tutela del Paesaggio del Ministero della Cultura, la richiesta dei pareri di competenza rispettivamente di cui ai commi 2 e 3 dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019.

Al riguardo, sono stati ricevuti i seguenti pareri.

**Pareri della Ex Divisione VI – Ex Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale.**

Le piattaforme Porto Corsini Mare Sud 1, Porto Corsini Mare Sud 2, Antares 1 e Diana rientrano nelle competenze della ex Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale, che esprime le seguenti valutazioni conclusive.

Piattaforma Porto Corsini Mare Sud 1 (67263.10/04/2024)

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

*“A seguito delle ultime ispezioni della struttura, le quali non hanno rilevato particolari anomalie, danni o cedimenti strutturali che possano compromettere l’integrità della piattaforma, non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo della piattaforma “PCMS-1” anche per attività diverse da quella mineraria”.*

Piattaforma Porto Corsini Mare Sud 2 (67300.10/04/2024)

*“L’ultima ispezione subacquea eseguita sulla struttura risale al 2015, durante la quale non sono state riscontrati problemi. Il periodo trascorso dall’ultima ispezione risale a circa 9 anni fa; pertanto, andrebbe valutato se far eseguire una nuova ispezione, quanto meno solo visiva, al fine di confermare il buono stato di conservazione della struttura. Comunque, a seguito delle ultime ispezioni della struttura condotte nel 2015, le quali non hanno rilevato particolari anomalie, danni o cedimenti strutturali che possano compromettere l’integrità della piattaforma, al momento non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo della piattaforma “PCMS-2” anche per attività diverse da quella mineraria”.*

Piattaforma Diana (67334.10/04/2024)

*“Nonostante le modeste condizioni di mantenimento delle strutture, le ultime ispezioni non hanno rilevato particolari anomalie, danni o cedimenti strutturali che possano compromettere l’integrità della piattaforma. Pertanto, al momento, non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo della piattaforma “DIANA” anche per attività diverse da quella mineraria”.*

La piattaforma è costituita da un cluster di tre monotubolari.

Piattaforma Antares 1 (67336.10/04/2024)

*“Le ultime ispezioni non hanno effettivamente rilevato particolari anomalie, danni o cedimenti strutturali che possano compromettere l’integrità della piattaforma. Tuttavia, essendo la sovrastruttura in un modesto stato di conservazione e presentando un’inclinazione di 3,59°, questo Ufficio ritiene che la struttura “ANTARES 1” non possa essere riutilizzata per scopi diversi dall’attività mineraria, proponendone la rimozione”.*

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



Pertanto, preso atto che la piattaforma Antares 1 non dispone di caratteristiche conformi rispetto alle condizioni richieste per un suo eventuale riutilizzo, e come anticipato nella nota 65481.08/04/2024 e confermato nella 69169.12/04/2024, la piattaforma ANTARES 1 **NON** può essere riutilizzata.

**Parere della ex Div V – Procedure di valutazione VIA e VAS della DG Valutazioni Ambientali – Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica (prot. 117460.26-06-2024)**

Il parere (117460.26-06-2024) riporta quanto segue.

*“Alla luce delle informazioni riportate nei “Quadri ambientali”, nelle “Relazioni descrittive” e all’interno dei pareri rilasciati dall’Ex Divisione VI – Sezione UNMIG dell’Italia Settentrionale, relativi alla dismissione delle piattaforme in oggetto, si rappresenta quanto segue.*

*Le piattaforme “Porto Corsini Mare 1”, “Porto Corsini Mare 2” e “Diana” presentano nel complesso un discreto stato di conservazione, non mostrando particolari anomalie. Di conseguenza, non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo delle piattaforme anche per attività diverse da quella mineraria, fermo restando quanto riportato all’interno del titolo II del DM 15.02.2019. Per quanto riguarda la piattaforma “Antares 1”, a seguito di rilievi effettuati nel 2023, pur presentando un discreto stato di conservazione, è stata riscontrata un’inclinazione complessiva pari a 3.59°, con un orientamento dell’inclinazione verso 286.09°. Lo stesso Ufficio UNMIG dell’Italia Settentrionale, all’interno del parere fornito, ritiene che la struttura “Antares 1” non possa essere riutilizzata per scopi diversi dall’attività mineraria, proponendone pertanto la rimozione.*

*Per quanto riguarda l’interferenza con aree marine protette, aree marine di pregio ambientale quali le aree umide tutelate dalla Convenzione di RAMSAR, le aree della Rete Natura 2000, le aree marine protette, si rileva che le stesse non sono disturbate dalla presenza delle piattaforme, poiché queste sono poste sempre ad una distanza maggiore di 5 km. Relativamente altri aspetti concernenti il contesto socioeconomico, non si rilevano criticità legate alle operazioni di rimozione delle suddette piattaforme e delle strutture connesse.*

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

*In conclusione, nel concordare sul fatto che le piattaforme in argomento sono da dismettere e nel rappresentare che da tale dismissione non deriveranno impatti significativi sull'ambiente, si rimanda comunque per l'esecuzione dei lavori all'acquisizione delle necessarie autorizzazioni e nulla osta in materia ambientale nonché all'adozione di tutte le misure di sicurezza delle persone e delle cose.”*

**Parere del Servizio V della DG Archeologica, Bella Arti e Paesaggio del Ministero della cultura (prot 118382.26-06-2024)**

Il parere (118382.26-06-2024) riporta quanto segue.

*“Considerate le conclusioni assunte in analoghe procedure riguardanti altre piattaforme collocate nel Mar Adriatico, comunica di non rilevare particolari criticità, per quanto di competenza, nelle aree interessate e in prossimità delle piattaforme e che, tuttavia, nella eventualità di una scomposizione o rimozione delle piattaforme e ripristino dei luoghi, ovvero di un progetto di recupero o trasformazione delle stesse per scopi differenti da quelli minerari, dovrà essere svolta un'attenta analisi degli impatti diretti e indiretti attesi sul patrimonio culturale subacqueo, noto o ancora non conosciuto, come anche sui beni culturali e paesaggistici di intervisibilità da terra-mare; in particolare si osserva quanto di seguito:*

*dismissione Antares 1: non si rilevano motivi ostativi alle operazioni di dismissione della piattaforma e delle infrastrutture connesse. Si ribadisce il disposto dell'art. 90 del D.Lgs. 42/2004 in caso di rinvenimenti fortuiti, da segnalare immediatamente alla Soprintendenza ABAP per le province di Ravenna, Forlì-Cesena e Rimini per gli interventi conseguenti;*

*Diana cluster, PCM1 e PCM2: nell'eventualità che gli impianti rientrino in progetti di recupero che prevedano nuove lavorazioni, con particolare riferimento ad attività che interessino i fondali, sarà necessario corredare la relativa documentazione progettuale con aggiornato documento di valutazione preventiva dell'interesse archeologico ai fini della verifica di assoggettabilità alla procedura medesima, come previsto all'All. 1.8 al D.Lgs. 36/2023, ovvero, qualora ne ricorrono i requisiti, dichiarazione sostitutiva, sottoscritta dal RUP, che attesti motivatamente l'esclusione*

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



*delle opere in progetto dalla procedura di verifica preventiva dell'interesse archeologico, o la loro non assoggettabilità al Codice dei contratti medesimo.*

*Relativamente agli aspetti di tutela paesaggistica, eventuali interventi di recupero e trasformazione delle strutture delle piattaforme interessate, dovranno attentamente valutare i valori tecnici e panoramici del rapporto di intervisibilità terra-mare, in particolare per la piattaforma Diana Cluster localizzata a 10km dalla costa di Ravenna.”*

Tutto ciò premesso, costituente parte integrante e sostanziale della presente comunicazione, tenendo conto dei pareri di competenza emessi ai sensi del comma 3 dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019, si comunica, ai sensi dell'art. 5, comma 4, del D.M. 15/02/2019, che la piattaforma Antares 1 è risultata NON riutilizzabile. Per la piattaforma Antares 1 non possono essere presentate istanze di riutilizzo ai sensi del D.M. 15/02/2019 e pertanto la stessa è da dismettere minerariamente.

Si comunica, inoltre, che le società o gli enti interessati al riutilizzo delle piattaforme Porto Corsini Mare Sud 1, Porto Corsini Mare Sud 2 e Diana in Elenco, in possesso dei requisiti indicati dal D.M. 15/02/2019, possono presentare istanze ai sensi del citato decreto in quanto come sopra esposto è possibile il riutilizzo di tali piattaforme.

Il Direttore generale: BARBARO

#### **Allegato**

#### **ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE**

Aggiornamento al 30 giugno 2024

Parte a) – Elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione progetto di rimozione
ADA 2	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183634 N 12,591285 E	Monotubolare	Presentato
ADA 3	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183361 N 12,591176 E	Monotubolare	Presentato
ADA 4	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183561 N 12,590910 E	Monotubolare	Presentato
AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A. (r.u.)	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	Presentato
FABRIZIA 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,041377 N 14,001140 E	Monotubolare	Presentato
JOLE 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,040959 N 13,926435 E	Monotubolare	Presentato
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,385037 N 12,579101 E	Monotubolare	Presentato
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	Presentato
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	Presentato
VIVIANA 1	B.C5.AS	Eni S.p.A.	42,656430 N 14,155021 E	Monotubolare	Presentato
ANTARES 1	A.C30.EA	Eni S.p.A.	44,395350 N 12,443720 E	Monotubolare	30/4/2025

Parte b) – Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione istanza di riutilizzo
PORTO CORSINI MARE SUD 1	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,348645 N 12,588894 E	Monotubolare	30/6/2025
PORTO CORSINI MARE SUD 2	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,368498 N 12,576432 E	Monotubolare	30/6/2025
DIANA	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,441400 N 12,425767 E	Cluster di tre monotubolari	30/6/2025

Per approfondimenti si rimanda al sito UNMIG:

<https://unmig.mase.gov.it/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine/>

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



### 2.1.3 - Ispezioni [✓f]

I dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024) sono riportati in Tabella:

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
189	219	189

#### Ulteriori attività di controllo

- 396 ore di pattugliamento aereo
- 6989 ore di pattugliamento navale
- 808 monitoraggi satellitari
- 122 monitoraggi ambientali (acque)
- 37 monitoraggi ambientali (sedimenti et al.)
- 11 ispezioni subacquee (SUB/ROV)

#### NOTA [✓f] Dati sulle ispezioni in mare

- 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 da ogni ispettore per effettuare i sopralluoghi ispettivi sugli impianti durante l'anno 2024, 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. Con Numero di impianti ispezionati si intende il numero di impianti, differenti tra di loro, che sono stati ispezionati nell'anno 2024.

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



#### 2.1.4 Dati relativi agli incidenti [✓g]

Nel corso del 2024 non si sono verificati eventi<sup>2</sup> classificabili ai sensi dell'allegato I del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea. Sono state invece comunicate - ai sensi dell'allegato IX del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea - le categorie incidentalari riportate nella sottostante Tabella:

Categorie ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	N. eventi	N. eventi
		ore lavorate	ktep
<b>a) Rilasci accidentali</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammati - Incendi</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammati - Esplosioni</i>	-	-	-
<i>Rilasci di gas non infiammato</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio non infiammato</i>	-	-	-
<i>Rilasci di sostanze pericolose</i>	-	-	-
<b>b) Perdita di controllo del pozzo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<i>Eruzioni</i>	-	-	-
<i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso</i>	-	-	-
<i>Guasto di una barriera del pozzo</i>	-	-	-
<b>c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>d) Perdita di integrità strutturale</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<i>Perdita di integrità strutturale</i>	-	-	-
<i>Perdita di stabilità/galleggiamento</i>	-	-	-

<sup>2</sup>Per evento s'intende "an incident that requires to be reported under Annex I of the Implementing Regulation" (EUOAG, Guidance Document on Commission Implementing Regulation (EU) N.1112/2014, Part 2-Definitions, pag.5 [<https://euroag.jrc.ec.europa.eu/node/11>]), ovvero un incidente – ma più in genere un episodio accidentale anche solo potenzialmente critico per la sicurezza – che richiede di essere comunicato all'Autorità Competente, quando rientra in una o più categorie descritte nella Direttiva e specificate operativamente nell'Allegato I del Regolamento UE n. 1112/2014.

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



<i>Perdita di stazionarietà</i>	-	-	-
e) Collisione di una nave	1	2,50 E-07	6,23 E-06
f) Incidenti di elicottero	0	0	0
g) Incidenti mortali (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
h) Infortuni gravi a 5 o più persone nello stesso incidente (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
i) Evacuazioni di personale	0	0	0
j) Incidenti ambientali	0	0	0

Nella soprastante tabella viene riportato un incidente inteso come al punto E dell'all. IX regolamento UE 1112/2014, ovvero *"Imbarcazioni in rotta di collisione e collisioni effettive di navi con un impianto in mare: qualsiasi collisione o potenziale collisione fra una nave e un impianto in mare che ha o potrebbe avere energia sufficiente per causare un danno all'impianto e/o alla nave tale da comprometterne la struttura nel suo complesso e l'integrità dei processi"*. L'evento è stato comunicato il 18/04/2024 al MASE ed alla Capitaneria di Porto di San Benedetto del Tronto con la seguente descrizione: "Si comunica che nelle prime ore dell'odierna giornata, una motopesca 'Antonio Padre SB-540' alle ore 00:55, per cause in corso di accertamento da parte della Capitaneria di San Benedetto del Tronto, ha urtato violentemente contro la piattaforma monotubolare "Fabrizia". Sulla base delle informazioni raccolte ci risulterebbe che il peschereccio, con a bordo tre persone componenti l'equipaggio, a seguito del forte impatto, ha iniziato ad imbarcare acqua ed in poco tempo è affondato ad una distanza di circa 700 metri della citata piattaforma. Sul posto è intervenuta anche una motovedetta della Capitaneria di Porto di San

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



Benedetto del Tronto che ha provveduto a curare il recupero dell'equipaggio portandolo in salvo. Ci risulta che i tre pescatori siano in buone condizioni di salute. Non si sono rilevate evidenze di criticità strutturale alla piattaforma.

**NOTA [✓g]:** La colonna “numero di eventi” nella tabella si riferisce al numero di eventi per categoria. Come indicato nell’Allegato I del Regolamento UE n. 1112/2014, per descrivere al meglio ogni singolo evento è possibile specificare, per ognuno di esso, anche più di una categoria. Nella colonna “numero di eventi” può essere assegnato il valore 1 ad ogni categoria che descrive un singolo evento<sup>3</sup>; per questo motivo, se durante l’anno di riferimento si sono registrati eventi multi-categoria, è normale che la somma dei valori della colonna numero di eventi (per categoria) nella tabella soprastante sia maggiore del valore del numero di eventi accaduti.

#### 2.1.5- Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014) [✓h] (\*\*)

	Numero eventi	Valore normalizzato (eventi/ora lavorate)
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi	3	0,75 E-06
Numero totale di infortuni	8	2,00 E-06

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

**NOTA [✓h].** Numero totale di decessi e infortuni.

1. Nel 2024 si sono registrati 3 infortunio definito di tipo grave e 5 infortuni lievi (i chiarimenti sono alla pagina successiva).

<sup>3</sup> Si supponga che in un anno avvengano m eventi; se la cella della tabella al paragrafo 2.1.4 ha valore n, significa che n eventi tra gli m accaduti, sono descritti dalla specifica categoria C<sub>i</sub>; ogni evento può essere descritto da più categorie C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>...

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



2. Come indicato nella Linee Guida EUOAG al Regolamento n.1112/2014, per evento si intende un incidente - ma più in genere un episodio accidentale anche solo potenzialmente critico per la sicurezza - che richiede di essere comunicato all'Autorità Competente, quando rientra in una o più categorie descritte nella Direttiva 2013/30/UE e specificate operativamente nell'Allegato IX del Regolamento UE n.1112/2014 (le categorie in oggetto costituiscono la prima colonna della tabella nel precedente par. 2.1.4). Nella relazione, con il termine "infortunio" s'intende un infortunio rilevato a fini statistici ovvero un accadimento che ha determinato un'assenza dal posto di lavoro superiore a 3 giorni oppure che ha avuto un esito fatale. Sono considerati lievi gli infortuni con assenza fino a 30 giorni; gravi gli infortuni con assenza superiore a 30 giorni. Per "numero totale di infortuni" si intende la somma degli infortuni fatali, degli infortuni gravi e degli infortuni lievi.

### **Infortuni (gravi o lievi) di cui alla soprastante Tabella**

03/01/2024 - Infortunio grave riportato in Tabella 4.3, occorso sul Jack Up Resourceful impegnato sulla piattaforma PCMS2. Alle ore 05.00 AM, nell'ambito delle operazioni di chiusura mineraria con il Jack Up Resourceful su piattaforma PCMS2, ed in particolare durante le attività di imbarco di uno skip (cassone multibenna) vuoto da supply vessel a jack up, un operatore comandava la rotazione del carico tramite la tag-line. Questa era rimasta impigliata in una delle tasche nella parte bassa dello stesso. Appena iniziata la rotazione, la fune si è liberata improvvisamente causando lo sbilanciamento dell'operatore e la sua conseguente caduta a terra. La persona è stata prontamente soccorsa e portata dal medico di bordo per le prime cure. In seguito, è stata attivata la procedura di MEDEVAC con Codice Verde assegnato dal servizio sanitario." L'infortunato ha subito la frattura distale del radio destro con una prima prognosi di 29 giorni e prognosi definitiva di 36 giorni.

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

18/02/2024 – Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Alle ore 10:30 circa, sulla piattaforma Angela Cluster quando un operatore di ditta contrattista stava smontando una valvola mediante una chiave. Durante la rimozione il mignolo della mano destra è rimasto schiacciato tra chiave e valvola. È stata attivata la procedura di Medevac da parte del capo piattaforma e l'IP è stato sbarcato via crew boat con “codice verde” per il successivo avvio al Pronto Soccorso.

28/02/2024 - L'infortunio riguarda un lavoratore, dipendente della Società ENERGEAN ITALY SPA, a bordo della FSO Alba Marina. Durante il turno di riposo presso il Ponte Coperta 4 – Lato dritto, il lavoratore è scivolato sul pavimento esterno del ponte in quanto bagnato dall'umidità dell'aria, mentre si recava in area esterna per motivi ricreativi. L'infortunio ha comportato 67gg di assenza.

21/05/2024 - L'infortunio riguarda un lavoratore, dipendente della Società COEMI Srl, a bordo della piattaforma VEGA A. Durante le attività di movimentazione del rescue boat (LB009), necessarie per poter effettuare la manutenzione del mezzo, si è infortunato al dito anulare sinistro. L'evento è scaturito dal fatto che la persona, al fine di gestire il carico sospeso, aveva vincolato una cima di ritenuta al corrimano. Nel mollare la corda, svincolando il carico, la stessa ha iniziato a girare intorno al corrimano trascinando il dito dell'infortunato causandogli l'amputazione (non ossea) del polpastrello. L'infortunio ha comportato 71 gg di assenza.

03/06/2024 – Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Verso le 16:00 un carpentiere di una ditta contrattista operante sulla piattaforma offshore Garibaldi

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

A, si è presentato dal sorvegliante (capo piattaforma) in fase di discesa, con un arrossamento all'occhio sinistro. A richiesta del sorvegliante sulle cause dell'arrossamento, il lavoratore ha riferito che era così dal giorno precedente e considerando che era programmata la sua discesa in giornata, all'arrivo a terra si sarebbe recato al Pronto Soccorso per accertamenti. A scopo cautelativo, il Sorvegliante Eni a bordo, ha attivato la procedura Medevac (codice verde- sbarco via crew boat) ed il lavoratore è rientrato in porto a Ravenna verso le 18.30 e successivamente si è recato al Pronto Soccorso dove gli sono stati fatti lavaggi all'occhio e gli è stato detto di ripresentarsi il giorno successivo. Il mattino seguente (04 giugno) si è ripresentato per il controllo dove gli sono stati attribuiti 4 giorni di prognosi. Il lavoratore ha ripreso l'attività lavorativa il giorno 08/06/2024.

02/09/2024 - L'infortunio riguarda un lavoratore, dipendente della Società SIME Srl, a bordo della piattaforma VEGA A. Durante il tragitto dagli spogliatoi alla sala mensa del 2° livello, è scivolato sulla scala di accesso all'Helideck, Modulo 150, cadendo accidentalmente con la schiena sui gradini, accusando un dolore al bicipite femorale sinistro. L'infortunio ha comportato 29 gg di assenza.

01/12/2024 - Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Alle ore 11:35 circa, presso l'impianto jack-up Key Manhattan su piattaforma Cervia C, un operatore di ditta contrattista, mentre si trovava sulla monkey board per stivare un drill pipe, è scivolato procurandosi una distorsione al ginocchio. Il lavoratore è comunque rimasto in piedi ed indossava correttamente tutti i DPI previsti per l'attività, in

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



particolare l'imbragatura anticaduta correttamente ancorata alla struttura. Il lavoratore in autonomia si è recato presso l'infermeria ed è stato visitato dal medico di bordo sull'impianto. Considerando le condizioni non critiche riscontrate nell'immediato, il lavoratore è stato sbarcato il giorno successivo, 02/12, ed in data 03/12 si è recato al pronto soccorso, dove è stata confermata una distorsione al ginocchio con una prognosi di 10 giorni.

11/12/2024 -- Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Sulla piattaforma Daria B, alle ore 19:15 circa, un cameriere della ditta Pellegrini, mentre preparava la cena si è procurato un taglio al dito medio della mano sinistra. Il lavoratore è stato assistito dal team di primo soccorso di piattaforma ed in parallelo è stato attivato il Medevac (codice verde) coinvolgendo anche il nostro Medico Responsabile per le Emergenze. Il lavoratore è stato sbarcato al porto di Pesaro verso le 21.20 e preso in carico dal 118 locale.

#### 2.1.6- Guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) [✓i]

SECE	Numero di guasti ai SECE 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

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



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

**NOTA [✓i]:** Per guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE), la categorizzazione di ogni evento viene comunicata sulla base delle prime osservazioni effettuate dopo l'accadimento dello stesso, secondo quanto disposto dal Regolamento UE N.1112/2014 per le finalità di rendicontazione statistica; la dinamica dell'incidente potrà essere ricostruita solo a conclusione di indagini tecniche approfondite e dei relativi seguiti.

### 2.1.7- Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

Cause	Numero di incidenti	Cause	Numero di incidenti
<b>a) Cause connesse alle attrezzature</b>	/	<b>c) Errore procedurale/organizzativo</b>	/
<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>	/

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



<i>Guasto strumentazione</i>	/	<i>Organizzazione della sicurezza inadeguata</i>	/
<i>Guasto del sistema di controllo</i>	/	<i>Altro</i>	/
<i>Altro</i>	/		
<b>b) Errore umano – Errore operativo</b>	/	<b>d) Cause meteorologiche</b>	/
<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>	/		

### 2.1.8 Attivazione di procedura di *Emergency Shut Down (ESD)*

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2024, che hanno determinato l'attivazione della procedura di *Emergency Shut Down*. Per ognuno di essi è indicato in tabella il nome dell'impianto ed il codice della concessione di coltivazione dove l'evento è accaduto, una breve descrizione dello stesso ed i tempi di risoluzione della criticità che ha portato all'attivazione dell'ESD.

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



N.	Data (dal 1 gennaio 2024 al 31 dicembre 2024)	Nome impianto e codice concessione di coltivazione	Breve descrizione dell'evento che ha determinato l'avvio della procedura ESD	Tempi (indicare unità di misura) di risoluzione criticità e tempi di ripresa dell'attività operativa
1	02/03/2024	Hera Lacinia Beaf D.C1.AG	Avaria PLC F&G	7 h
2	01/04/2024	Daria A/B A.C13.AS	Avaria DCS di piattaforma	88 h → causa condimeteo avverse
3	09/07/2024	Barbara T A.C7.AS	Blocco Generazione Elettrica	50 h
4	09/07/2024	Barbara T2 A.C7.AS	Blocco Generazione Elettrica	50 h
5	28/08/2024	Annamaria B A.C11.AG	Avaria PLC F&G	29 h
6	16/09/2024	Hera Lacinia Beaf D.C1.AG	Avaria quadro Generatore Elettrico	60 h → causa condimeteo avverse
7	11/11/2024	Hera Lacinia Beaf D.C1.AG	Intervento n°2 sensori mix. expl. zona modulo di processo causa perdita gas a valle duse separatore	81 h → causa condimeteo avverse
8	25/12/2024	Clara NW B.C13.AS	Avaria PLC F&G	121 h → causa condimeteo avverse

## 2.1. 9 Incendi/esplosioni

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2024, *nei quali si è verificato un incendio (anche di natura minore) o un'esplosione*. Per ognuno di essi, viene descritto se l'evento è stato concatenato o meno con altri eventi critici (specificati nel Regolamento 1112/2014- Allegato 0).

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



N.	Data (dal 1 gennaio 2024 al 31 dicembre 2024)	Nome impianto e codice concessione di coltivazione	Breve descrizione dell'evento	Concatenazione con altri eventi del Regolamento 1112/2014 (barrare eventualmente anche più di uno)	Tempi di risoluzione della criticità e tempi ripresa dell'attività operativa
				<input type="checkbox"/> A; <input type="checkbox"/> B; <input type="checkbox"/> C; <input type="checkbox"/> D;  <input type="checkbox"/> E; <input type="checkbox"/> F; <input type="checkbox"/> G; <input type="checkbox"/> H;  <input type="checkbox"/> I; <input type="checkbox"/> J;	.

**2.1.10 Innovazioni normative**

Verranno riportate le principali innovazioni normative con incidenza nel settore delle attività upstream, anche offshore, a decorrere dal 2016 (anno successivo al D.Lgs. 145/2015) sino a tutto il 2024.

**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

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



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 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

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



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

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

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 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.**

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



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** Modalità di *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: (i) partecipazione alla formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi; (ii) definizione di linee programmatiche e di azione relative al sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e

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



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,

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



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.

**Legge 11 febbraio 2019, n. 12** *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione.*

Con l'art. 11-ter (Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee) della legge 12/2019 è stata introdotta la pianificazione delle aree idonee, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, per lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse siano compatibili con l'assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. Con particolare riferimento alle aree marine, il piano (c.d. PiTESAI), oltre a tener conto di eventuali pianificazioni già in essere, deve considerare anche i possibili effetti

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



sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste. Nel PiTESAI devono altresì essere indicati i tempi e i modi per la dismissione delle installazioni che abbiano cessato le loro attività e per il ripristino dei relativi luoghi. Il PiTESAI deve essere adottato entro febbraio 2021, previa valutazione ambientale strategica; fino a febbraio 2021: (1) proseguono i procedimenti in corso per il conferimento di nuove concessioni di coltivazione; (2) non è consentita la presentazione di nuove istanze di concessioni di coltivazione; (3) sono sospesi i procedimenti amministrativi in corso per il conferimento di nuovi permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi; (4) sono sospese le attività in essere di prospezione e ricerca di idrocarburi, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività. Alla data di adozione del PiTESAI, nelle aree in cui le attività legate agli idrocarburi risultino compatibili con le previsioni del Piano, i titoli minerari sospesi riprendono efficacia. Nelle aree non compatibili saranno invece rigettate le istanze presentate e revocati i permessi in essere, con l'obbligo per il titolare del ripristino dei siti; le attività di coltivazione proseguono invece fino alla scadenza del titolo e non sono ammesse nuove istanze di proroga. La stessa norma prevede infine l'aumento dei canoni minerari, a decorrere dal 1° giugno 2019.

**Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019** *Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse*

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

Le Linee guida sono state adottate in applicazione dell'art. 25, comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante «Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114». Il provvedimento definisce le procedure di *decommissioning* delle piattaforme e delle infrastrutture connesse, a servizio di impianti minerari, situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nell'ambito di concessioni di coltivazione di giacimenti di idrocarburi ormai esauriti o non più utilizzabili. L'obiettivo delle Linee guida è quello di identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria delle piattaforme offshore, affinché l'intero processo sia compatibile sotto il profilo ambientale e sociale, nel rispetto della Strategia Marina, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibile. Tra le disposizioni, l'obbligo per le società titolari di concessioni minerarie di comunicare, entro il 31 marzo di ogni anno, al Ministero dello Sviluppo Economico l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, allegando una relazione tecnica descrittiva sullo stato degli impianti. Il MiSE, acquisiti i pareri del Ministero dell'Ambiente e il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali, pubblica entro il 30 giugno di ogni anno la lista delle piattaforme in dismissione e in particolar modo quelle che possono essere riutilizzate. Possono essere quindi valutati e promossi anche eventuali usi alternativi innovativi delle piattaforme, in un'ottica di economia circolare e crescita blu. Le società e gli enti interessati al riutilizzo di una

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



piattaforma in dismissione per scopi diversi dall'attività mineraria possono presentare il proprio progetto entro 12 mesi dalla pubblicazione dell'elenco. Le istanze presentate saranno valutate dall'Amministrazione competente, sulla base di specifici criteri quali l'innovazione, le ricadute socio-economiche, la sostenibilità e i tempi di esecuzione.

**Decreto Legge 26 ottobre 2019 n. 124, convertito con modificazioni dalla Legge 19 dicembre 2019, n. 157 Disposizioni urgenti in materia fiscale e per esigenze indifferibili.**

L'articolo 38 del D.L. 124/2019, al fine di superare l'annoso contenzioso nazionale in materia, introduce a decorrere dal 2020 l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPI), intendendosi come tali le strutture emerse destinate alla coltivazione di idrocarburi, site nel mare territoriale. La base imponibile dell'imposta è calcolata tenendo conto delle scritture contabili, dato che i cespiti in argomento non sono oggetto di inventariazione negli atti del catasto nazionale. Il gettito del nuovo tributo è destinato in parte allo Stato e in parte ai Comuni.

**Legge 27 dicembre 2019 n. 160 Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.**

L'art. 1, comma 736, della Legge 160/2019 modifica la disciplina sulle *royalties* (di cui all'art. 19 del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625) dovute dai

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



titolari delle concessioni di coltivazione, eliminando l'esenzione prevista per i primi 20 milioni di metri cubi standard di gas e 20.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in terraferma, e per i primi 50 milioni di metri cubi standard di gas e 50.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in mare. A partire dal 1 gennaio 2020, inoltre, le esenzioni dal pagamento delle *royalties* previste per tener conto delle marginalità economiche nonché degli oneri di produzione, compresi quelli di trattamento e trasporto, si applicano unicamente alle concessioni di coltivazione con una produzione annua inferiore o pari a 10 milioni di metri cubi standard di gas in terraferma e con una produzione inferiore o pari a 30 milioni di metri cubi standard di gas in mare. Il versamento dell'aliquota di prodotto precedentemente oggetto di esenzione è effettuato in forma cumulativa, per tutte le concessioni delle quali il soggetto passivo d'imposta è titolare, presso la Tesoreria centrale dello Stato.

**Legge 28 febbraio 2020 n. 8** recante *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica”*

Con l'art. 12, comma 4-bis, del citato D.L. 162/2019, convertito nella Legge 8/2020, sono state apportate modifiche all'articolo 11-ter del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12. Il citato art. 11-ter ha introdotto il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee

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



(PiTESAI), per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse possano risultare compatibili con l’assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. L’intervento normativo di cui alla Legge 8/2020 ha soltanto prorogato il termini di approvazione del citato PiTESAI, da 18 mesi - dalla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019 - a 24 mesi, e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso, portandolo da 24 a 36 mesi; è stata inoltre introdotta la possibilità di installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree che saranno indicate come non compatibili con le attività *upstream*.

**Legge 11 settembre 2020, n. 120** recante “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale”.

Detto provvedimento, con l’art. 60-bis, ha apportato modifiche al Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162, di attuazione della direttiva 2009/31/CE, in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nell’ottica della semplificazione e della “promozione” di dette attività anche ai fini del raggiungimento degli

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



obiettivi di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni in atmosfera.

E' stato pertanto modificato l'art. 7, comma 3, del D.Lgs. 162/2011 prevedendo che, nelle more dell'adozione del piano delle aree idonee allo svolgimento di dette attività, previsto dallo stesso D.Lgs., possano essere comunque rilasciate, in via provvisoria, eventuali licenze di esplorazione ed autorizzazioni allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio. Sono comunque considerati quali siti idonei i giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale, per i quali il Ministero dello Sviluppo Economico (oggi, Ministero della Transizione Ecologica) può autorizzare i titolari delle relative concessioni di coltivazione a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>. Con l'art. 62-ter dello stesso D.L. 76/2020 è stata inoltre introdotta una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

In materia di tassazione del settore *upstream*, l'art. 18 del D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625, di recepimento della direttiva europea 94/22/CEE, prevede infatti che i titolari di permessi di prospezione e ricerca di idrocarburi, nonché di concessioni di coltivazione e di stoccaggio sono tenuti a versare allo Stato un c.d. "canone demaniale" in funzione dell'estensione della superficie geografica del titolo minerario in essere, con cadenza annuale e secondo un

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



importo fisso e predeterminato dal legislatore. Tale corrispettivo è dovuto per il godimento di un bene demaniale di proprietà dello Stato, sia come superficie, sia soprattutto come sottosuolo. Detti canoni sono stati rideterminati dall'art. 11-ter, commi 9 e 10, del D.L. n. 135/2018, convertito in Legge n. 12/2019, disponendone, a decorrere dal 1° giugno 2019, l'aumento di 25 volte rispetto agli importi precedentemente stabiliti dal legislatore del 1996.

Con l'art. 62-ter è stato quindi introdotto il comma 9-bis all'art. 11-ter del D.L. 135/2018, prevedendo che *"Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l'ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3% della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell'anno precedente"*.

Tale integrazione si è resa necessaria in quanto il notevole aumento dei canoni demaniali, precedentemente disposto, superava in alcuni casi il ricavo delle attività di coltivazione, penalizzando eccessivamente gli operatori del settore.

- **Legge 26 febbraio 2021 n. 21 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183, recante Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, di realizzazione di collegamenti digitali, di esecuzione della decisione (UE,**

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



*EURATOM) 2020/2053 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, nonché in materia di recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Proroga del termine per la conclusione dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta sui fatti accaduti presso la comunità "Il Forteto".*

Con l'art. 12-ter del citato D.L. 183/2020, convertito in Legge 21/2021, sono state apportate modifiche all'articolo 11-ter del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12.

Il citato art. 11-ter ha introdotto il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché per le stesse possa essere verificata la compatibilità con l'assetto del territorio e la sostenibilità anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico.

L'intervento normativo di cui al D.L. 183/2020 ha soltanto prorogato il termine di approvazione del citato PiTESAI, da 24 mesi - dalla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019 - al 30 settembre 2021.

In attuazione di detta previsione normativa, con Decreto del Ministro della transizione ecologica del 28 dicembre 2021, pubblicato in G.U. in data 11 febbraio 2022, è stato quindi approvato il PiTESAI.

Detto Piano, al fine di pianificare nuove attività in materia di idrocarburi e razionalizzare quelle già esistenti, in una ottica anche di matrice europea di

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

decarbonizzazione e di transizione energetica verso fonti rinnovabili, indica le “aree idonee” e “non idonee” sul territorio nazionale e in mare cui far riferimento, sulla base di criteri prettamente ambientali, per poter eventualmente presentare istanze per intraprendere nuove attività upstream; detta mappatura delle aree idonee e non idonee costituisce la base anche per stabilire se i titoli minerari e le relative attività già in essere siano “compatibili” con i territori interessati; in tal caso i criteri ambientali sono integrati anche con criteri economici e sociali, come stabilito dall’art. 11-ter, D.L. 135/2018, proprio per tener conto del fatto che sussistono già attività industriali in essere con i relativi indotti e i relativi investimenti.

In estrema sintesi, il PiTESAI prevede dunque che:

- i procedimenti relativi ad istanze di prospezione e ricerca proseguono solo se riguardanti gas e se presentate dopo il 01/01/2010, purché ricadenti in “aree idonee” alla presentazione di future istanze;
- i procedimenti relativi ad istanze di concessioni proseguono in “aree idonee”, o anche in “aree non idonee” purché in questo caso sia stato accertato un potenziale minerario esclusivamente di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 150 MSmc ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell’iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento;
- i permessi di ricerca vigenti proseguono nelle attività, salvo quelli sospesi nel decorso temporale da più di 7 anni precedenti l’entrata in vigore della Legge 12/2019, per motivi esclusivamente dipendenti da scelte del titolare del

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



permesso, purché riguardanti solo la ricerca di gas e ricadenti, anche parzialmente, in "aree idonee";

- le concessioni di coltivazione di idrocarburi in terraferma ed in mare proseguono se hanno infrastrutture in essere o già approvate in "aree idonee", salvo quelle improduttive da più di 7 anni precedenti dall'adozione del Piano, per motivi dipendenti da scelte del concessionario;

- le concessioni in mare proseguono anche se hanno una o più infrastrutture in "aree non idonee", salvo quelle improduttive da più di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano, per motivi dipendenti da scelte del concessionario;

- le concessioni in terraferma proseguono anche se hanno una o più infrastrutture all'interno di "aree non idonee" purché siano produttive o improduttive da meno di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano e che a seguito dell'analisi costi benefici (CBA) ottengano un risultato per cui i costi della mancata proroga sono superiori ai benefici, restando in vigore e continuando a poter essere prorogate fino a quando l'analisi CBA ne giustificherà la prosecuzione;

- le altre concessioni di coltivazione vigenti che, alla data di adozione del PiTESAI non saranno in una delle predette casistiche, resteranno in vigore fino alla scadenza - da intendersi come scadenza del titolo o della proroga anche in corso di rilascio - senza possibilità di eventuali ulteriori proroghe.

**• Legge 22 aprile 2021, n. 55 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 1 marzo 2021, n. 22, recante**

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



*disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri”.*

Con D.L. 22/2021, n. 22 il Ministero dell'ambiente del territorio e del mare (MATTM) è stato ridenominato Ministero della Transizione Ecologica (MITE) e a questo sono state attribuite competenze e funzioni anche in materia di energia, prima in capo al Ministero dello sviluppo economico, con conseguente trasferimento delle due direzioni generali coinvolte - Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica (DGAECE) e Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSEG) ora rinominata Direzione generale infrastrutture e sicurezza (DGIS) - e della relativa dotazione organica.

In attuazione dell'art. 10 del citato D.L. è stato poi adottato il D.P.C.M. 29 luglio 2021, n. 128 che, nel regolare l'organizzazione del nuovo Ministero della transizione ecologica, con l'art. 9, comma 2, ha tra l'altro espressamente trasferito la sede del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare nel settore degli idrocarburi, di cui all'art. 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145 di attuazione della Direttiva 2013/30/UE, dalla DGIS alla Direzione generale patrimonio naturalistico e mare (DGPNM) del MITE, residuando in capo alla DGIS, ora competente sia in materia di rilascio di titoli minerari per la ricerca e la produzione di idrocarburi, che di royalties e di sicurezza - la sola funzione di supporto nell'elaborazione dei piani annuali, obblighi di pubblicazione e cooperazione con le autorità competenti o con i punti di contatto degli Stati membri, secondo quanto disposto dal D.Lgs. 145/2015, d'intesa con la DGPNM.

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

- Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28.12.2021, pubblicato in G.U. in data 11.02.2022, di approvazione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), adottato ai sensi dell'art. 11-ter D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12

L'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, di conversione con modificazioni del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 e s.m.i. ha previsto l'adozione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) “al fine di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse. Il PiTESAI deve tener conto di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni e per quanto riguarda le aree marine, deve principalmente considerare i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste. Nel PiTESAI devono altresì essere indicati tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività”.

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

In base al citato disposto normativo il PiTESAI è inoltre “adottato previa valutazione ambientale strategica e, limitatamente alle aree su terraferma, d'intesa con la Conferenza unificata”.

Con Decreto del Ministro della transizione ecologica n. 548 del 28/12/2021 e pubblicato in G.U. in data 11/02/2022 è stato quindi approvato il Piano in parola. In estrema sintesi, il documento, sulla base di una approfondita analisi e descrizione del settore upstream in Italia, degli scenari di riferimento e degli obiettivi di decarbonizzazione da raggiungere, ha definito le aree idonee e non idonee per nuove attività in materia di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (solo gas), sulla base di criteri prettamente ambientali, e ha poi indicato i criteri di riferimento, ambientali, ma anche sociali ed economici, per stabilire se le attività in essere possano invece continuare perché “compatibili” con i territori interessati o meno. Sulla base delle previsioni del PiTESAI l'Amministrazione competente sta portando avanti un processo di verifica e razionalizzazione del settore, con l'adozione di vari provvedimenti di riperimetrazione delle aree impegnate da permessi e concessioni e/o di rigetto delle istanze per nuovi titoli, di revoca, ma anche di proroga dei titoli minerari “compatibili”, etc.

Con particolare riferimento all'offshore, si segnala infine che in attuazione del PiTESAI, solo il 5% dell'intera superficie marina sottoposta a giurisdizione italiana potrà essere considerata ancora “idonea” a nuove attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ma per solo gas. In considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 e dell'obiettivo europeo d'ampliare almeno al 30% la superficie a mare interessata dalla rete

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

delle aree marine protette, il PiTESAI ha ritenuto infatti “di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere a nuove attività le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi o dove questo non è più avvenuto nell’arco degli ultimi 30 anni, adottando pertanto un criterio di “riperimetrazione” delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo (cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni 1990-2021); tale determinazione sarà definita con specifico Decreto del Ministro della Transizione Ecologica. (...) In totale, verranno chiusi definitivamente (...) alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi 540.414 km<sup>2</sup> di mare, su un totale di 568.976 km<sup>2</sup> sottoposti a giurisdizione italiana” (cfr. pagg. 14 e ss. del PiTESAI consultabile al seguente link: <https://unmig.mite.gov.it/decreto-ministeriale-28-dicembre-2021/>)

- **Art. 16 del Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17** recante “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell’energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.”, convertito con modificazioni dalla Legge 27 aprile 2022, n. 34.

Con l’art. 16 del citato D.L. 17/2022 è stata introdotta una misura di emergenza per far fronte a un particolare contesto, caratterizzato da instabilità e incertezza per la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali di gas naturale, a fronte dello scatenarsi della guerra russo-ucraina, ancora in

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



corso, e dal considerevole e repentino aumento del costo del gas, con conseguenti gravi difficoltà economiche per le aziende e PMI italiane, già messe a dura prova dall'emergenza COVID.

La misura introduce dunque un sistema di approvvigionamento di gas di produzione nazionale da vendere a prezzi equi, per il tramite del GSE, ad aziende energivore italiane, attraverso contratti di dieci anni e condizioni svincolate dalle quotazioni spot, mantenendo comunque ferma la traiettoria di uscita dalle fonti fossili.

In parziale deroga a quanto previsto dal sopra citato PiTESAI, la misura in parola prevede inoltre che possano partecipare alle anzidette procedure di approvvigionamento sia i titolari di concessioni di coltivazione di gas attive e “compatibili” secondo il PiTESAI, ma anche le concessioni improduttive o in sospensione volontaria delle attività che, in base al PiTESAI sarebbero state invece destinate a chiudere; i concessionari interessati sono tenuti a manifestare interesse per dette procedure, comunicando un programma di produzione per gli anni dal 2022 al 2031, i possibili sviluppi, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale per lo stesso periodo nonché il profilo atteso di produzione e i relativi investimenti necessari. Le relative autorizzazioni dovranno essere rilasciate in tempi brevi, entro sei mesi, e le procedure di valutazione ambientale sono rimesse ad una apposita Commissione Tecnica. La determinazione dei prezzi e delle condizioni di vendita del gas sono demandati a successivi decreti interministeriali.

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



Ai fini dell'attuazione di detta misura, il Ministero della Transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della Sicurezza Energetica) ha fornito al GSE la lista degli operatori da invitare alla procedura: 10 operatori, per un totale di circa 118 concessioni in essere a terra e a mare, con una previsione di potenziale aumento di produzione nazionale di gas di circa 2 miliardi sm3, gran parte in offshore.

• **Art. 4 del Decreto Legge 18 novembre 2022 n. 176** recante “*Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica*” convertito con modificazioni con L. 13 gennaio 2023, n. 6

Il citato art. 4 apporta delle modifiche al predetto art. 16 D.L. 17/2022, al fine di incrementare ulteriormente l'approvvigionamento di gas di produzione nazionale da vendere a prezzi equi alle aziende italiane, rafforzando l'intento della prima norma di ovviare alla condizione di dipendenza dal gas russo, all'aumento esponenziale dei prezzi del gas ed alla conseguente particolare crisi economica che stanno affrontando le aziende.

In particolare, l'intervento in parola prevede che siano considerati, in deroga a quanto disposto dal PiTESAI, i soli vincoli costituiti dalla vigente legislazione nazionale ed europea o derivanti da accordi internazionali, di talché sono ammesse a partecipare alle procedure in parola anche altre 10 concessioni circa, prima escluse perché insistenti in aree non idonee secondo il PiTESAI, consentendo un potenziale ulteriore incremento di quota gas da destinare alle aziende nazionali di complessivi 200 milioni sm3 circa.

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

Inoltre l'art. 4, in parziale deroga ai divieti normativi di attività *upstream* in alto Adriatico ex art. 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ammette a partecipare alle procedure di approvvigionamento di gas anche “le concessioni di coltivazione di idrocarburi poste nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po, a una distanza dalle linee di costa superiore a 9 miglia e aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di 500 milioni di metri cubi”, purché gli operatori presentino analisi tecnico-scientifiche e programmi dettagliati di monitoraggio e verifica dell'assenza di effetti significativi di subsidenza sulle linee di costa. Rientrano in detta casistica due concessioni offshore che verrebbero pertanto rimesse in produzione. L'intervento di cui all'art. 4 prevede altresì che possono essere rilasciate a mare nuove concessioni tra le 9 e le 12 miglia, in deroga all'art. 6, comma 17, D.Lgs. 152/2006 che invece preclude nuove attività in materia di idrocarburi nelle aree marine protette e nelle 12 miglia da dette aree e dalla costa. Anche in questo caso, la deroga è prevista solo con riferimento a siti caratterizzati da elevato potenziale minerario (riserva certa superiore a 500 milioni mc) e a condizione che i titolari delle nuove concessioni offshore aderiscano alle procedure di approvvigionamento gas in parola.

Infine, l'art. 4 modifica l'art. 16 D.L. 17/2022 prevedendo che per il rilascio delle autorizzazioni necessarie a incrementare la produzione nazionale di gas, ma anche per il conferimento delle nuove concessioni tra le 9 e le 12 miglia, l'Amministrazione ha tre mesi a disposizione e non più 6 mesi, come previsto dall'originale versione della norma. Ulteriori modifiche sono state da ultimo

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



apportate al meccanismo di stipula da parte del GSE di contratti di acquisto di diritti di lungo termine sul gas, in forma di contratti finanziari per differenza rispetto al punto di scambio virtuale (PSV).

• **Art. 2 del Decreto Legge 9 dicembre 2023 n. 181** recante *“Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023”, convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11.*

Considerando il particolare momento storico caratterizzato dalla costante fluttuazione dei prezzi del gas e anche dall'incertezza di approvvigionamento dall'estero, l'intervento in parola ha voluto rafforzare le previsioni di cui all'art. 16 D.L. 17/2022, come già modificato dal D.L. 176/2022 (di cui alla relazione per il Comitato Offshore 2022), al fine di garantire una maggior sicurezza di approvvigionamento interno del gas, con la messa in produzione di importanti giacimenti già rinvenuti, in particolare nei mari italiani, per la durata di vita utile degli stessi, nonché la messa a disposizione del gas nazionale prodotto ai clienti finali industriali che maggiormente ne fanno uso, a prezzi più calmierati rispetto a quelli di mercato.

In deroga al quadro normativo esistente, sono state pertanto introdotte delle eccezioni alle condizioni stabilite, per il proseguo delle attività upstream, dal Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre

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

2021, nonché ai divieti di attività upstream in mare, previsti dall'attuale quadro normativo vigente in alto Adriatico (ex art. 4 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9) e nelle aree protette e nella fascia marina delle 12 miglia dalla costa e da dette aree protette (ex art. 6, comma 17, Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

L'intervento in parola consente infatti, in deroga alle precipitate disposizioni, la ripresa delle attività di produzione di gas nell'ambito di concessioni già rilasciate o da rilasciare in una precisa fascia dell'alto Adriatico, (nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo distante da quest'ultimo 40 chilometri a sud e che dista almeno 9 miglia marittime dalle linee di costa), prima vietata alle attività upstream, nonché il rilascio di nuove concessioni nella fascia di mare tra le 9 e le 12 miglia marine (in deroga alla previsione del D.Lgs.152/2006 che esclude il rilascio di nuovi titoli minerari nelle aree protette e nelle 12 miglia marine dalla costa e dalle citate aree protette), purché a determinate condizioni di sicurezza e di portata di produzione: i giacimenti devono essere stati infatti già rinvenuti e devono avere un quantitativo di riserva certa superiore a 500 milioni di metri cubi; i titolari di concessioni esistenti o i soggetti richiedenti nuove concessioni devono aderire alle procedure in parola e presentare analisi tecnico-scientifiche e programmi dettagliati di monitoraggio e verifica dell'assenza di effetti significativi di subsidenza sulle linee di costa, da condurre sotto il controllo del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

E' inoltre consentita la prosecuzione e/o la ripresa delle attività di produzione gas, comprese le attività di ricerca e di sviluppo con nuove infrastrutture

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

minerarie, nell'ambito di concessioni già esistenti in terraferma e in mare, tenendo conto dei soli vincoli “assoluti” di cui al PiTESAI (e non di tutti gli altri vincoli aggiuntivi di esclusione previsti dallo stesso) già istituiti e costituiti al momento di entrata in vigore del presente provvedimento.

È stato altresì previsto che i procedimenti da svolgere per il rilascio di concessioni, proroghe e autorizzazioni necessarie a dare attuazione alla presente misura dovranno essere svolti mediante procedimento unico di cui alla Legge 241/1990, che include anche la VIA e si concludono nel termine di 3 mesi. I procedimenti di valutazione di impatto ambientale, anche in corso, saranno definiti da apposita Commissione tecnica PNRR-PNIEC.

Le suddette autorizzazioni, proroghe e concessioni saranno rilasciate dopo la manifestazione di interesse alle procedure in parola e prima della stipula dei relativi contratti di vendita/acquisto gas.

Considerando che l'attuale produzione di gas naturale nazionale si attesta su poco più di 3 miliardi di metri cubi all'anno, secondo prime stime, con la misura in parola sarebbe possibile incrementare, nel pieno rispetto di tutti gli standard di sicurezza richiesti dal settore e per i cinque anni di attuazione della misura in parola, la produzione nazionale di gas (considerando la messa in produzione dei nuovi giacimenti offshore) di circa 6,5 miliardi di Smc da destinare a prezzi calmierati al settore industriale italiano; a detta cifra occorre sommare anche il possibile incremento di produzione nazionale che potrebbe derivare dai vari interventi di ottimizzazione/manutenzione/variazione, etc. della produzione da

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



concessioni esistenti che tuttavia non è possibile al momento prevedere né quantificare. La misura di cui all'art.16 D.L. 17/2022, come da ultimo riscritto ex art. 2 D.L. 181/2023, è attualmente in corso di attuazione.

- **Art. 7 del Decreto Legge 9 dicembre 2023 n. 181 recante “Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023”, convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11.**

L'art. 7 in parola ha apportato modifiche al Decreto Legislativo 14 settembre 2011 n. 162 recante “Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento”, al fine di sanare alcune lacune riscontrate nel testo dello stesso, che rimanda a decreti ministeriali successivi la definizione di alcuni aspetti rilevanti e propedeutici per il rilascio di licenze e/o autorizzazioni allo stoccaggio di CO<sub>2</sub>. Con lo stesso articolo sono state inoltre introdotte delle norme di raccordo tra il testo originale del D.Lgs. 162/2011 e le modifiche apportate allo stesso con il D.L. 16 luglio 2020, n. 76, convertito con modificazioni dalla L. 11 settembre 2020, n. 120, in materia di programmi sperimentali di stoccaggio di CO<sub>2</sub> nei giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale. I programmi sperimentali che interessano un volume complessivo di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> inferiore a 100.000

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

tonnellate non sono sottoposti a valutazione ambientale. In particolare, con la norma in parola è stata introdotta la definizione di *“programma sperimentale di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>”* come attività di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> che avviene, per un periodo di tempo limitato e a fini di sperimentazione, all’interno di giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell’ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale. Il Ministero, per questa tipologia di siti, può rilasciare, non in via provvisoria e senza quindi necessità di conferma, licenze di esplorazione, autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> e autorizzazioni allo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> secondo il quadro normativo di riferimento del D.Lgs. 162/2011.

• **Art. 2 del Decreto-Legge 17 ottobre 2024 n. 153** recante *“Disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell’economia circolare, l’attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico”*, convertito con modificazioni dalla Legge 13 dicembre 2024, n. 191.

A seguito dell’annullamento in sede giurisdizionale, con sentenze del TAR Lazio, pubblicate a febbraio 2024 e non appellate in Consiglio di Stato, del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), adottato con D.M. 28 dicembre 2021, in attuazione dell’art. 11-ter del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni nella

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



legge 11 febbraio 2019, n. 12, la norma in parola è intervenuta ad abrogare le disposizioni dell'art. 11-ter, del citato D.L. 135/2018, al fine di dare certezza non solo all'Amministrazione ma anche agli operatori di settore sul fatto che non sarà adottato un altro atto di pianificazione per la materia idrocarburi.

Inoltre, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione assunti a livello europeo e internazionale, è stato introdotto il divieto di conferimento di nuovi titoli minerari a olio, salvaguardo tuttavia l'iter amministrativo di istanze già in corso così come le attività nell'ambito di permessi e concessioni ad olio già rilasciati.

Sono state altresì rafforzate le previsioni di cui agli artt. 29 della legge 21 luglio 1967, n. 613, 13, comma 1, D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625 e 9, comma 8, della Legge 9 gennaio 1991 n. 9, prevedendo che per il rilascio delle proroghe delle concessioni di produzione di idrocarburi si deve tener conto anche delle riserve e del potenziale minerario ancora da produrre e dei tempi necessari per completare la razionale produzione delle stesse fino alla durata di vita utile del giacimento, nonché considerando l'area in concessione effettivamente funzionale all'attività di produzione e di ricerca e sviluppo ancora da svolgere, con riperimetrazione delle aree non più funzionali in tal senso; la riperimetrazione è da concordare con gli operatori.

È stata poi rivista la norma del Testo Unico Ambiente (Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152) vietando le attività upstream non più nelle 12 miglia dalle coste e dalle aree protette, ma entro il limite di 9 miglia dalla linea di costa e

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

dalle aree protette, garantendo comunque un elevato grado di sicurezza per i territori circostanti.

È stato infine modificato l'art. 16, comma 2, D.L. 17/2022 e s.m.i., c.d. norma "gas release", che prevedeva che potessero partecipare alle procedure di approvvigionamento gas le sole concessioni "compatibili" secondo il PiTESAI; essendo stato annullato detto Piano è stato eliminato il relativo riferimento, ammettendo a partecipare alle procedure "gas release" tutte le concessioni in essere, già conferite o anche da rilasciare.

• **Art. 8 del Decreto-Legge 9 giugno 2024 n. 89** recante "Disposizioni urgenti per le infrastrutture e gli investimenti di interesse strategico, per il processo penale e in materia di sport", convertito con modificazioni dalla Legge 8 agosto 2024, n. 120.

L'art. 8 D.L. 89/2024 ha modificato l'art. 4 del Decreto Legislativo 14 settembre 2011 n. 162 recante "Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento". Il previgente art. 4 prevedeva infatti che gli specifici compiti in materia di CCS venissero svolti dal Comitato ETS di cui al decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, integrato con la nomina di tre componenti esperti della materia CCS e di una segreteria tecnica; l'attuale art. 4, come riscritto dall'art. 8 D.L. 89/2024, prevede invece che, per gli stessi compiti, in ragione dell'elevato grado di specializzazione delle

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



materie trattate, sia istituito un Comitato CCS ad hoc, quale organismo collegiale autonomo e separato rispetto al Comitato ETS, composto da persone di elevata qualifica professionale e comprovata esperienza nel settore CCS, che non si trovino in situazioni di conflitto di interessi. Tale organismo è composto da 5 membri: tre del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con un ruolo guida (in virtù della nomina del presidente e del vicepresidente), uno di ISPRA in virtù delle notevoli competenze tecniche ambientali in materia ed uno della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, per l'opportuna partecipazione anche degli enti regionali. Il Comitato inizia a operare con la nomina di tutti i suoi membri, che durano in carica cinque anni e il cui mandato può essere rinnovato una sola volta. Anche il Comitato CCS si avvale della Segreteria Tecnica per lo svolgimento dei compiti ad esso attribuiti, composta da 11 componenti:

- a) quattro membri, incluso il coordinatore, sono designati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di cui due in servizio presso l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG);
- b) due membri sono designati dall'ISPRA;
- c) un membro è designato dal Ministero dell'università e della ricerca, tra professori universitari esperti in materia di sismica;
- d) un membro è designato dall'Istituto superiore di sanità (ISS);

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

- e) un membro è designato dal Ministero dell'interno, tra appartenenti al Corpo nazionale dei vigili del fuoco;
- f) un membro è designato dal Comitato centrale per la sicurezza tecnica della transizione energetica e per la gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici di cui all'articolo 9 del decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 aprile 2023, n. 41;
- g) un membro è designato dalla Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281.

La norma prevede altresì che con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica siano stabilite le modalità di funzionamento del Comitato e della Segreteria tecnica e con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, siano stabiliti anche i compensi per i membri del Comitato e della segreteria.

In ultimo, la proposta normativa prevede che, nelle more dell'istituzione del Comitato CCS e della relativa Segreteria Tecnica, al fine di garantire la continuità amministrativa per il rilascio delle autorizzazioni necessarie alle attività in corso in materia CCS, le relative competenze siano svolte temporaneamente dal Comitato ETS di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 47 del 2020, con il supporto tecnico e operativo dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG), dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) e dell'Istituto superiore di sanità (ISS).

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



## 2.2 Sintesi cumulativa degli ultimi 9 anni (2016 -2024)

Viene qui curata una sintesi cumulativa degli ultimi 9 anni (2016 -2024) dei dati relativi alle ore effettive lavorate, ispezioni e incidenti. Si riporta in Figura 1 la produzione di idrocarburi dall'offshore nazionale degli ultimi 10 anni (2015-2024). In particolare appare la produzione di gas, quella di petrolio e la produzione equivalente, in Milioni di Tonnellate di petrolio equivalente (MTEP). L'esame della Figura mostra come la produzione totale di petrolio equivalente abbia registrato una continua diminuzione (pari a circa il 65 %), passando dalle 4.57 MTEP del 2015 alle 1.60 MTEP del 2024.

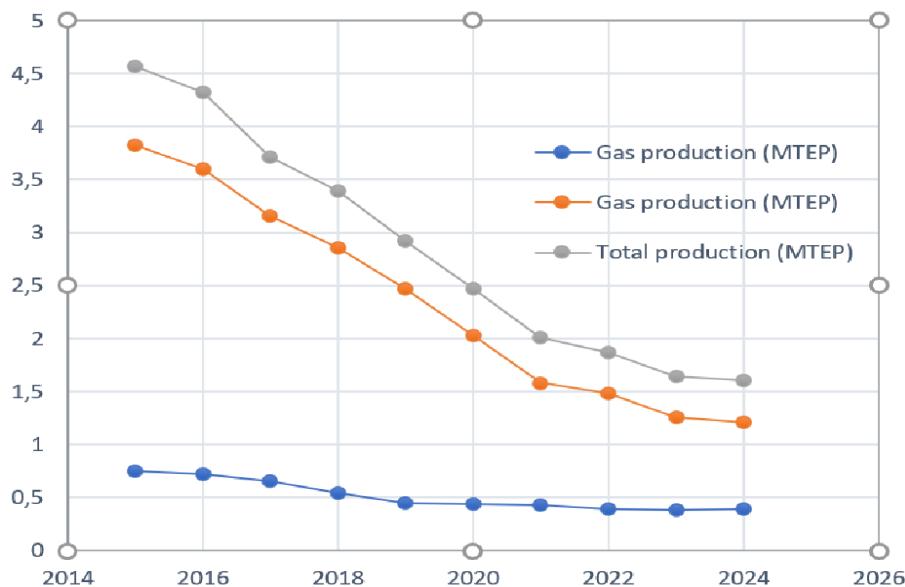


Figura 1. Produzione di idrocarburi dalle aree nazionali offshore negli anni 2015-2024. Sono riportati in particolare i valori della produzione di gas, di petrolio e la produzione totale espressa in milioni di tonnellate di petrolio equivalente (MTEP) (dati elaborati da sito Unmig: <https://unmig.mase.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/produzione-nazionale-di-idrocarburi/>)

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



Nella Tabella A vengono riportati, per gli anni dal 2016 al 2024, il monte ore lavorate, i dati risultanti dagli incidenti (mortali, gravi e non gravi) verificatesi, il numero di ispezioni effettuate da parte degli enti afferenti a questo Comitato, il numero di impianti ispezionati e il numero di persone/giorno coinvolte nelle ispezioni.

Anno	Ore lavorate	Incidenti mortali	Incidenti gravi	Incidenti totali	Ispezioni effettuate	Persone/Impianti per ispezioni	Impianti ispezionati
2016	3045243	0	5	6	401	408	100
2017	3056478	0	1	2	289	366	88
2018	3669101	0	4	4	236	234	86
2019	2710426	1	9	16	191	168	71
2020	1947435	0	4	7	164	156	69
2021	2240788	0	2	4	222	339	164
2022	2304779	02	0	4	291	325	257
2023	3011307	0	1	1	238	241	238
2024	3992520	0	3	8	189	219	189

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

*Tabella A. Ore lavorate, ispezioni effettuate, numero di Impianti ispezionati e tipologie di incidenti verificatisi negli anni 2016-2024 (Relazioni al Parlamento sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi anni 2016-2024, a cura di questo Comitato).*

I dati della Tabella A mostrano che casi di infortunio si sono verificati in tutti gli anni analizzati. Il numero degli infortuni non deve essere considerato in termini assoluti, poiché è, in generale, funzione dell'esposizione dei lavoratori alle diverse attività svolte. Il *“Lost Time Injury Frequency”* (LTIF) è un indicatore consolidato per la valutazione dei rischi professionali: esso descrive la frequenza degli incidenti che hanno causato un incidente. Misura il numero di eventi incidentali mortali e non mortali avvenuti in un periodo di esposizione convenzionale di 1.000.000 di ore (UNI EN 7249:2007).

L'equazione che descrive l'indice LTIF è data da:

$$\text{LTIF} = \frac{N}{E} \times 10^6$$

dove N identifica il numero di eventi infortunistici avvenuti nel periodo di esposizione considerato, ed E rappresenta una misura di esposizione al rischio, in questo caso, le ore lavorate dagli operatori in attività offshore. Il termine  $10^6$  è semplicemente un fattore moltiplicativo che rende leggibile il numero. L'andamento di LTIF nel periodo considerato (2016-2024) è riportato nella Figura 2. Da essa si evidenzia che, ad eccezione di alcuni anni in cui si sono verificati diversi infortuni, LTIF è generalmente costante nel tempo, nonostante le variazioni del numero di ore lavorate. Il valore medio di LTIF nel periodo di 9 anni è 2,0 (totale incidenti 52, ore lavorate circa 26

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



milioni). In altre parole, mediando i valori degli eventi incidentali sul monte ore lavorato negli ultimi 9 anni (2016-2024) di attività offshore, emerge che per ogni milione di ore lavorate sono occorsi 2 incidenti.

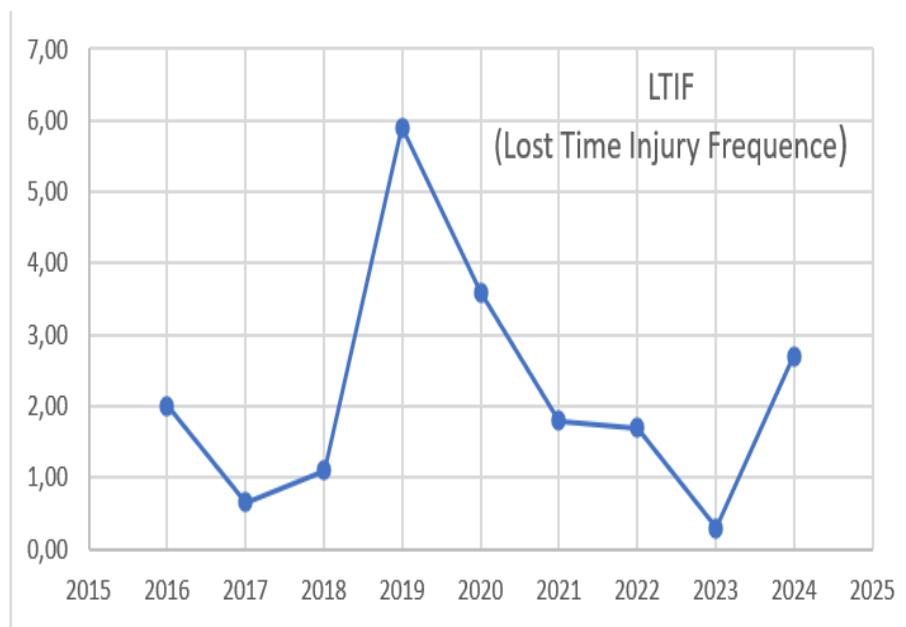


Figura 2. Il “Lost Time Injury Frequency” (LTIF) calcolato a partite dai dati di Tabella A per le attività offshore negli anni 2016-2024. LTIF è un indicatore consolidato per la valutazione dei rischi professionali. Mediando i valori degli eventi incidentali sul monte ore lavorato negli ultimi 9 anni di attività offshore, emerge un LTIF pari a 2: questo significa che per ogni milione di ore lavorate sono occorsi mediamente 2 incidenti.

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

### 2.3 Attività del Comitato

Il Comitato centrale si è insediato in data 9 maggio 2017. Alle 5 sedute del 2017, si sono aggiunte 4 sedute del 2018, 3 sedute nel corso del 2019, 2 sedute nel 2020 a cui è seguita la vacanza della Presidenza. Nel 2021 non si sono tenute riunioni; si sono poi aggiunte 2 sedute sia nel 2022, sia nel 2023, mentre nel 2024 il Comitato centrale si è riunito 2 volte, e precisamente:

#### 24 APRILE 2024

Temi trattati:

**Comunicazioni.** Il Presidente comunica di avere ricevuto vari riesami di RGR, come pure molte comunicazioni di operazioni di pozzo. In particolare pone in rilievo il progetto Argo Cassiopea (Canale di Sicilia) e quello sulla piattaforma Porto Corsini Mare Ovest (offshore di Ravenna) per operazioni di pozzo (side-track pozzo PC MW30 dir B e varie chiusure minerarie) ove si stanno predisponendo attività propedeutiche alla realizzazione di un progetto pilota di stoccaggio geologico di CO2.

**Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR/VGR.** Fatto aggiornamento sul numero di: (1) riunioni svolte dai Comitati periferici; (2) Relazioni Grandi Rischi (RGR) presentate per competenza territoriale; (3) RGR accettate e in fase di valutazione per competenza territoriale; (4) Valutazioni Grandi Rischi (VGR) presentate per competenza territoriale; (5) Valutazioni Grandi Rischi (VGR) accettate e in fase di valutazione per competenza territoriale; (6) altre operazioni valutate e accettate per competenza territoriale. Forniti i prospetti cronologici di accettazione/approvazione delle RGR (anche in relazione al loro riesame quinquennale) compilati dai 3 Uffici UNMIG di Bologna, Roma e Napoli. Analizzati i prospetti con particolare attenzione ai termini “data di

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

presentazione” e “data di accettazione” con specifico riferimento alla decorrenza per la revisione quinquennale della RGR. Viene chiarito che “data di presentazione” debba essere intesa la data in cui le RGR sono inviate agli organi competenti, mentre “data di accettazione” debba essere intesa quella in cui gli organi competenti accettano tali documenti di RGR dopo avere eventualmente richiesto integrazioni documentali. A questo riguardo, viene ricordato che questo Comitato nella riunione del 10 maggio 2023 ha approvato che la decorrenza del termine per la revisione quinquennale delle Relazioni Grandi Rischi abbia corso dalla data di “accettazione” delle stesse, ai sensi dell’art. 8 commi 3 lett. a) e 4 del D.Lgs 145/2015.

**Eventuali sanzioni (art. 32 c. 5 e 6, dlgs 145/2015).** Il Presidente riprende il tema in parte posto nella ultima riunione (10 maggio 2023) del Comitato, allo scopo di discutere e fissare sul piano metodologico termini comuni per irrogazione di sanzioni, nel caso in cui siano stati presentati riesami periodici RGR oltre i termini previsti. Viene riletto per esteso l’art. 12 del DPCM 27/09/2016. Si apre discussione. Al termine della discussione viene ribadita la necessità di disporre di un regolamento, nel senso sopra indicato, che dettagli compiutamente l’iter procedimentale sanzionatorio di cui all’art.12 DPCM 27/09/2016 ed in particolare per il comma 1 punto b. La DG PNM si incarica di sottoporre nuovamente la questione all’Ufficio legislativo del MASE, anche per acquisire chiarimenti sulla procedura sanzionatoria di cui sopra, attraverso l’aggiornamento del Regolamento di funzionamento del Comitato.

**Revisione delle Linee Guida RGR.** Il Presidente illustra la bozza di revisione di Linee Guida RGR: la bozza apporta modifiche rispetto alla versione originaria del 2017, mantenendone la struttura e impostazione

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

originaria; tuttavia, essa introduce alcuni chiarimenti, indicazioni e strumenti di supporto all'interpretazione della norma e per una più agevole e puntuale redazione e verifica delle relazioni Grandi Rischi e Comunicazioni sottoposte al Comitato Off-Shore da parte degli Operatori. A valle della illustrazione, Il Presidente si è fatto carico di inviare la bozza integrale della revisione delle Linee Guida, proponendo a tutti di verificare e di integrare le revisioni proposte; in particolare, chiede alla rappresentante della DG PNM del Mase una attenta analisi per quanto di competenza (avvalendosi anche di ISPRA). Lo scopo ottimale sarebbe quello di riuscire a pervenire a una bozza condivisa da questo Comitato, da discutere e possibilmente da approvare entro il mese di luglio prossimo.

**Aggiornamento sulla proposta di modifica del Regolamento di funzionamento del Comitato (DPCM 27 settembre 2016).**

Il Presidente riassume brevemente la situazione su questo punto all'ordine del giorno a partire da quanto era stato verbalizzato nelle riunioni del 1° marzo 2023 e del 10 maggio 2023. Il Comitato ritiene che la questione debba ritenersi urgente e sollecita il Presidente e i rappresentanti del Mase a farsi parte interessata presso i competenti uffici del MASE. Al riguardo, la DG PNM conferma di farsi ulteriormente parte attiva nel rappresentare l'urgenza della richiesta di aggiornamento in, che dovrà recepire anche le ulteriori modifiche scaturenti dalla ultima riorganizzazione del MASE di cui al DPCM n.180 del 2023.

**Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori. Aggiornamento sulla modifica normativa, di interpretazione autentica, dell'art.8, c.7, del Dlgs 145/2015.** Il Presidente segnala che permangono le problematiche già segnalate nel corso delle ultime riunioni del Comitato in ordine alla ben nota antinomia

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

normativa che nasce dalla interpretazione dei commi 7 e 9 dell'art.8 DLGS 145/2015, che non consente al Comitato di poter attingere da questo capitolo di bilancio (3532, "spese sostenute dal Comitato per la sicurezza offshore per lo svolgimento dei propri compiti") per le proprie necessità. Interviene la DG PNM ricordando che a valle del Comitato del 10 maggio 2023 la sua Direzione Generale si è attivata presso: (1) l'Ufficio Centrale di Bilancio del MEF (4 luglio 2023), (2) il Capo Dipartimento DiAG del Mase( 1° settembre 2023, 16 ottobre 2023 e 23 ottobre 2023). Alla richiesta del 4 luglio all'Ufficio Centrale di Bilancio del MEF, viene fornita risposta il 31 luglio 2023 suggerendo al Mase di "mettere in campo ogni utile azione al fine di addivenire ad una interpretazione estensiva dell'ambito oggettivo del capitolo (3532), attraverso la necessità di un intervento normativo". Il Comitato Presidente prende atto di quanto viene riferito dalla DG PNM, nonché delle ulteriori precisazioni emerse nella successiva discussione; auspica che l'intervento normativo suggerito dal MEF possa essere definito ed attuato quanto prima possibile.

**Parere a ex DG IS in ordine a “Requisiti di sicurezza e ambiente in materia di licenze” (dlgs 145/2015, art. 4, c3 e c5).** La DG IS del Mase con lettera del 18 aprile u.s., in ordine a “Requisiti di sicurezza e ambiente in materia di licenze” (dlgs 145/2015, art. 4, c3 e c5), richiede: (1) un parere al Comitato circa il fatto che la documentazione che il D.Lgs. 145/2015 prevede sia presentata - in particolare ex art. 4, in merito ai requisiti di sicurezza e di capacità tecnica ed economico-finanziaria, dall'operatore che intende richiedere un nuovo titolo minerario in mare; (2) che venga verificato - se, in relazione alle fasi valutative funzionali all'accertamento delle capacità tecnico organizzative delle Società richiedenti titoli minerari a mare - sia possibile richiedere l'acquisizione da parte delle Società di (auto)-dichiarazioni circa eventuali incidenti su altri impianti upstream (avvenuti eventualmente anche

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

in altri Paesi) in gestione agli stessi e/o relativamente all'esistenza di eventuali coinvolgimenti del personale direttivo responsabile in incidenti di tipo ambientale, in corso o conclusi. Si apre la discussione, terminata la quale emerge la necessità di un approfondimento rimandando l'eventuale pare alla prossima riunione.

**Riepilogo attività svolta nel 2023 per regolamento EU 1112/2014.** E' stato trasmesso alla DG Energia UE in data 10 marzo 2024 il Report 2023 sullo Stato e la Sicurezza delle attività offshore in Italia (ai sensi del Regolamento Europeo 1112/2014 e del D.Lgs 145/2015).

**Lavori dell'European Offshore Authority Group (EVOAG).** Nel corso della ultima riunione EUOAG, tenutasi il 6 marzo 2024, è stato reso noto che verrà organizzato un workshop sull'uso dello strumento informatico SyRIO (Sistema per la segnalazione degli incidenti nelle operazioni offshore di petrolio e gas).

**Varie ed eventuali.** (1) La riunione preliminare di consultazione Tripartita si è regolarmente tenuta il 16 aprile u.s, mentre prossima riunione annuale di sottoscrizione dei Documenti di consultazione Tripartita (con Organizzazioni Sindacali e Operatori) è prevista per il 13 giugno 2024. (2) Trasmessa (in data 16 marzo 2024) a Camera e a Senato della Repubblica la "Relazione al Parlamento 2023 sullo Stato e la Sicurezza delle attività offshore in Italia" (ai sensi del Regolamento Europeo 1112/2014 e del D.Lgs 145/2015).

**12 LUGLIO 2024**

Temi trattati

**Comunicazioni.** Ricevuti vari riesami di RGR, come pure molte comunicazioni di operazioni di pozzo. In particolare pone in rilievo il progetto

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

Argo Cassiopea (Canale di Sicilia) e quello sulla piattaforma Porto Corsini Mare Ovest (offshore di Ravenna) per operazioni di pozzo (side-track pozzo PC MW30 dir B, ove si stanno predisponendo attività propedeutiche alla realizzazione di un progetto pilota di stoccaggio geologico di CO2) e varie chiusure minerarie fra cui teste pozzo sottomarine Aquila 2 e Aquila 3 (offshore Brindisi).

**Revisione delle Linee Guida RGR.**

A valle dell'invio della versione v.0.3.4, il Presidente ricorda di avere ricevuto dalla ex DG PNM revisioni alla bozza in data 25 giugno (versione DGPNM\_ISPRA giugno 24). Sono seguite ulteriori revisioni che hanno portato alla versione v.0.5.5 (inviata il 4 luglio 20224 via pec a tutti i componenti il Comitato). A valle di questa versione sono emerse osservazioni da parte della sezione UNMIG (DG FTA Mase) che interessano fondamentalmente il Capitolo 1 (Introduzione) alla sezione 1.4 (iter autorizzativi e tempistiche). Terminata questa illustrazione del lavoro di revisione intercorso a partire dalla versione v.0.3.4 del 26 aprile, il Prof. Mesini apre la discussione a cui partecipano tutti i componenti il Comitato. Al termine degli interventi, il Presidente, sulla base della discussione e delle osservazioni emerse, considerata la questione non urgente, propone di dare seguito nei prossimi due mesi ai necessari approfondimenti su questioni che appaiono ridotte e ben focalizzate (rispetto al consistente lavoro svolto finora), allo scopo di pervenire ad una bozza di Linee Guida RGR pienamente condivisa, da portare in approvazione alla prossima riunione del Comitato.

**Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR/VGR.** A valle dell'aggiornamento fatto dal Presidente, emerge dai prospetti cronologici che per 6 impianti/piattaforme il riesame RGR quinquennale è stato oltre il

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



termine prefissato a decorrere dalla data di accettazione dei documenti di RGR.

**Eventuali sanzioni (art. 32 c. 5 e 6, dlgs 145/2015).** Riprendendo il tema in parte posto nella ultima riunione del 24 aprile 2024, e alla luce di quanto evidenziato e discusso al punto precedente dell'odg viene riaffrontato la problematica di fissare termini comuni per irrogazione di sanzioni, nel caso in cui siano stati presentati riesami periodici RGR oltre i termini previsti. Si apre la discussione. Viene richiesto ai rappresentanti degli Uffici UNMIG di fornire, in relazione ai casi di superamento dei termini quinquennali previsti per l'inoltro del riesame della RGR, schede che descrivano con dettaglio (evidenziando, se necessario anche comunicazioni/segnalazioni degli Operatori alla Amministrazione) le situazioni particolari che possano essere intervenute. Si auspica che tutte le criticità rilevate nel corso di varie riunioni di Comitato su questo punto all'odg possano essere considerate nella bozza che aggiorna il nuovo DPCM che regolamenta il funzionamento del Comitato definendo, in particolare, modalità più specifiche per il procedimento sanzionatorio (art. 12 del DPCM).

**Aggiornamento sulla proposta di modifica del Regolamento di funzionamento del Comitato (DPCM 27 settembre 2016).** Viene ripreso un tema più volte trattato nelle riunioni di questo Comitato. In particolare, riprendendo quanto veniva deciso nella ultima riunione, la DG PNM conferma di essersi fatta ulteriormente parte attiva nel rappresentare l'urgenza della richiesta di aggiornamento in, che dovrà recepire anche le ulteriori modifiche scaturenti dalla ultima riorganizzazione del MASE di cui al DPCM n.180 del 2023., come già esplicitato nel punto precedente dell'odg.

**Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori. Aggiornamento sulla modifica normativa,**

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

**di interpretazione autentica, dell'art.8, c.7, del Dlgs 145/2015.** Viene ripreso questo tema, oggetto del punto all'odg, pure esso più volte trattato nelle riunioni di questo Comitato. Il Presidente ricorda che tale situazione finanziaria è in capo al capitolo di bilancio 3532 "spese sostenute dal Comitato per la sicurezza offshore per lo svolgimento dei propri compiti" a valle del versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli Operatori per le spese sostenute a mare. Riprendendo quanto veniva deciso nella ultima riunione, interviene la DG PNM confermando di essersi fatta ulteriormente parte attiva nel rappresentare l'urgenza della richiesta di aggiornamento in, che dovrà recepire anche le ulteriori modifiche scaturenti dalla ultima riorganizzazione del MASE di cui al DPCM n.180 del 2023. Non ci sono aggiornamenti sulla modifica normativa in questione. Al riguardo, il Comitato ulteriormente esprime unanime auspicio affinché l'intervento normativo a suo tempo suggerito dal MEF possa essere definito ed attuato quanto prima possibile, consentendo al Comitato di poter attingere dal capitolo di bilancio per le proprie necessità conseguenti alle funzioni ad esso attribuite.

**Parere a ex DG IS in ordine a “Requisiti di sicurezza e ambiente in materia di licenze” (dlgs 145/2015, art. 4, c3 e c5).** Il Presidente ricorda che la ex DG IS (ora DG FTA - Mase) con lettera del 18 aprile u.s. in ordine a “Requisiti di sicurezza e ambiente in materia di licenze” (dlgs 145/2015, art. 4, c3 e c5), aveva richiesto al Comitato un parere. Nella riunione del 24 aprile u.s., considerate sia le indicazioni emerse nella discussione che ne era derivata, sia la necessità di un dovuto approfondimento della richiesta, era stato proposto di rimandare alla odierna riunione del Comitato. Si apre una vivace discussione, al termine della quale il Comitato ritiene la richiesta di parere non rientri nelle proprie competenze specifiche.

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

**Varie ed eventuali.** In data 13 giugno 2024 sono stati sottoscritti i Documenti di consultazione Tripartita, con Organizzazioni Sindacali (FILCTEM CGIL, FEMCA CISL, UILTEC) e Operatori (Eni, EniMed, Energean Italy). Al termine della riunione di sottoscrizione dei Documenti di consultazione Tripartita tenutasi in un ambiente di dialogo e confronto aperto e costruttivo è stata rilasciata la seguente dichiarazione da parte dei Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali: “i Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali concordano nel ritenere i Documenti di Consultazione presentati molto bene strutturati (anche alla luce delle riflessioni che hanno avuto modo di esprimere e di vedere recepite da parte degli Operatori) rispondendo a quanto la norma prevede. Invitano ad una applicazione che “vivifichi la partecipazione dei lavoratori e in particolare delle sue rappresentanze, tanto che non risulti solo atto formale, ma atto sostanziale, concreto ed efficace nella costruzione di una condizione di più alta sicurezza”.

## 2.4 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 al Mase DG FTA-UNMIG per eventuali modifiche e/o integrazioni. Dalla loro costituzione, i Comitati periferici di Bologna, Roma e Napoli si sono riuniti rispettivamente 18, 20 e 11 volte, valutando rispettivamente 32, 35 e 13 relazioni grandi rischi (compresi i gruppi di impianto); le Relazioni Grandi Rischi (RGR) presentate entro i termini di legge

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



(18 agosto 2018) ammontano a 69, di cui 7 per gruppi di impianto aventi stesse caratteristiche ed 2 per impianto *Jack-up* di perforazione; le RGR presentate sono relative a tutti gli impianti esistenti (n. 138, più n. 2 unità galleggianti di stoccaggio (FSO), più n. 1 *jack up* (JU) di perforazione). Al 30 giugno 2024 le RGR presentate ammontano a 80 di cui 79 sono state accettate e 1 è in fase di valutazione.

Sono state inoltre depositate 45 (di cui accettate 38 e 7 in fase di valutazione) istanze di "modifiche non sostanziali" (VGR) diverse da quelle di cui all'art.2 c.1. lettera b del D.Lgs. n. 145 del 18 agosto 2015

Il quadro complessivo di presentazione/accettazione di RGR e VGR per le tre sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli è riportato nelle sottostanti tabelle.

### UNMIG BO

SEZIONE UNMIG DELL'ITALIA SETTENTRIONALE - RGR					
CONC	IMPIANTO	PRESENTAZ	ACCETTAZ (i)	PRES RIESAME	NOTE
	Jack Up "Key Manhattan" (JU-KMN)	15/06/2017	21/12/2017	Nota Eni 190 del 14.02.2023. Riesame approvato da UNMIG NA il 08.05.2023	
A.C18.A G	p.ma ANNABELLA	15/06/2017	21/12/2017	Nota Eni 1187 del 04.09.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
Cervia Mare	p.ma CERVIA C	01/07/2017	26/02/2018	Nota Eni 1088 del 10.08.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	Presentata RGR rev.2 con nota Eni 1767 del 21.12.23
Cervia Mare	p.me ARIANNA A-CL.	01/07/2017	26/02/2018	Nota Eni 1188 del 05.09.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C30.EA	p.ma ANTARES	24/03/2017	06/06/2018	Nota Eni 820 del 15.06.23 - Decaduta	P.ma inserita come non significativa nella RGR

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



					Network di Ravenna Mare
A.C35.A G	p.ma GUENDALINA	22/11/2017	06/06/2018	Nota Eni 855 del 22.06.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C2.AS	p.me AMELIA B-C-D	16/01/2018	06/06/2018	Nota Eni 903 del 29.06.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C1.AG	p.ma GARIBALDI B	13/04/2018	06/06/2018	Nota Eni 487 del 11.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C17.A G	p.ma REGINA	17/04/2018	04/07/2018	Nota Eni 527 del 17.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C8.ME	p.ma ANEMONE B	10/01/2018	04/07/2018	Nota Eni 817 del 15.06.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	P.ma inserita come non rappresentativi nella RGR Network di Rubicone (vedi nota Eni 1000 del 18.07.23)
A.C27.EA	p.ma ANGELA-ANGELINA	11/07/2018	19/12/2018	Nota Eni 1287 del 27.09.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C29.EA	p.ma ARMIDA	13/04/2018	19/12/2018	Nota Eni 486 del 11.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Ravenna Mare (ii)	16/07/2018	19/12/2018	Nota Eni 1300 del 28.09.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	RGR di network
A.C17.A G	p.ma REGINA 1	16/04/2018	19/02/2019	Nota Eni 512 del 14.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	pozzo chiuso minerariamente; p.ma in attesa di decommissioning
A.C17.A G	p.ma GIULIA 1	17/04/2018	19/02/2019	Nota Eni 519 del 17.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	

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



A.C8.ME	p.ma AZALEA B	10/04/2018	19/02/2019	non trascorsi termini	P.ma inserita come non rappresentativi nella RGR Network di Rubicone (vedi nota Eni 1000 del 18.07.23)
Cervia Mare	p.me CERVIA A-K-CL.	09/11/2017	19/02/2019	Nota Eni 901 del 29.06.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Rubicone (iii)	18/07/2018	19/02/2019	Nota Eni 1000 del 18.07.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	RGR di network
A.C33.EA	p.ma NAOMI-PANDORA	16/04/2018	19/06/2019	Nota Eni 509 del 14.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	Presentata RGR rev.1 con nota Eni 645 del 15.05.23, accettata il 04/07/23.
A.C26.EA	p.me PCW A-T	22/11/2017	19/06/2019	non trascorsi termini	P.ma inserita come non rappresentativi nella RGR Network di Casalborsetti (rev.1)
A.C26.EA	p.me PCW B-C	17/04/2018	19/06/2019	Nota Eni 526 del 17.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	Presentata RGR rev.1 con nota Eni 774 del 08.06.23, accettata il 13/09/23.
A.C1.AG	p.me GARIBALDI A-T-CL.	19/02/2018	19/06/2019	Nota Eni 900 del 29.06.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C1.AG	p.me AGOSTINO A-CL.	10/04/2018	19/06/2019	Nota Eni 469 del 06.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
A.C1.AG	p.me GARIBALDI C-K	19/02/2018	19/06/2019	Nota Eni 518 del 17.04.23 - Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR	
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Casalborsetti (iv)	04/07/2018	19/06/2019	Presentata RGR modificata (rev.1) con nota Eni 775 del 08.06.23, accettata il 13/09/23.	RGR di network
A.C9.AG	p.me ADA 2-3-4 rev.0	18/07/2018	15/04/2021		il pozzo Ada 3 è chiuso min.

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



A.C9.AG	p.me ADA 2-3-4 rev.1	20/12/2019	15/04/2021		RGR nella configurazione con tutti e 3 i pozzi chiusi minerariamente
	Jack Up "Shelf Drilling Resourceful" (JU-SDR)	15/05/2023 (nota Eni 643)	04/07/2023		

ACCETTAZIONE VGR (con lavori ancora da eseguire o appena conclusi)				
CONCESSIONE	IMPIANTO / motivo	PRESENTAZIONE	ACCETTAZIONE	NOTE
A.C9.AG	p.me ADA 2-4 / ch.min. pozzi ADA 2 e 4 con JU-KMN	21/01/2020	15/04/2021	attività riprogrammata per fine 2024 inizio 2025
A.C29.EA	p.ma DIANA / ch.min. pozzi DIANA 1-2-3 con JU-SDR	02/02/2023	04/07/2023	attività avviata a gennaio e conclusa ad aprile 2024
A.C30.EA	p.ma ANTARES 1 / ch.min. pozzo Antares 1 con JU-SDR	02/02/2023	04/07/2023	attività programmata per il 2024
CERVIA MARE	p.ma CERVIA C / Sidetrack pozzi Cervia 34-35 con JU-KMN	22/12/2023	29/02/2024	attività programmata per il 2024
CERVIA MARE	p.ma ARIANNA / Workover pozzo Cervia 23 con JU-KMN	08/01/2024	29/02/2024	attività programmata per il 2024

ACCETTAZIONE REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE			
CONCESSIONE	IMPIANTO	PRESENTAZIONE	ACCETTAZIONE
A.C5.AV	p.ma ANTONELLA	09/11/2021 (annullata) ripresentata il 14/12/2023	29/02/2024
CERVIA MARE	p.ma CERVIA C	Presentata RGR rev.2 con nota Eni 1767 del 21.12.23	29/02/2024

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



Note:

- (i) come prima accettazione è stata indicata la data del verbale in cui è stata accettata la RGR, non la comunicazione di accettazione alla società.
- (ii) comprende le seguenti p.me: Angela-Angelina, Angela Cluster, Amelia B-C-D, Amelia A, Guendalina, Tea, Armida, Armida 1, Diana, Antares, Antares 1, Porto Corsini C (PC-C), Porto Corsini 80 (PC-80), Porto Corsini 80bis (PC-80bis), Porto Corsini Mare Sud 1 (PCMS1), Porto Corsini Mare Sud S2 (PCMS2), Porto Corsini 73 (PC73)
- (iii) comprende le seguenti p.me: Arianna A-CL., Cervia A-K-Cl., Cervia B, Cervia C, Morena 1, Naide, Anemone B, Anemone Cluster, Azalea A, Azalea B Prod-Perf, Antonella, Benedetta 1.
- (iv) comprende le seguenti p.me: Agostino A-Cl., Agostino B, Agostino C, Garibaldi A-T- Cl., Garibaldi B, Garibaldi C-K, Garibaldi D, PCW A – T, PCW B – C, Naomi Pandora.

### UNMIG RM

SEZIONE UNMIG DELL'ITALIA CENTRALE - RGR						
CONC	IMPIANTO	PRESENTAZ	ACCETTAZ (a)	RIESAME	ACCETT. RIESAME	NOTE
	Jack Up "Labin"	25/03/2024 (UNMIG RM)	11/06/2024 (UNMIG RM)			
	Jack Up "Key Manhattan"	15/06/2017 (UNMIG BO)	21/12/2017 (UNMIG BO)	15/02/2023 (UNMIG NA)	08/05/2023 (UNMIG NA)	
	Jack Up "Shelf Drilling Resourceful"	15/05/2023 (UNMIG BO)	17/07/2023 (UNMIG BO)			
B.C10.AS	p.ma GIOVANNA	21/02/2018	19/03/2019	15/06/2023	05/01/2024	
B.C5.AS	p.ma FRATELLO CLUSTER	10/04/2018	11/11/2019	06/04/2023	05/01/2024	
B.C10.AS	p.ma EMMA W	10/01/2018	19/03/2019	29/06/2023	29/12/2023	
B.C22.AG	p.ma CALPURNIA	17/04/2018	17/06/2019	17/04/2023	11/12/2023	
B.C17.TO	p.ma BONACCIA	17/04/2018	17/06/2019	17/04/2023	05/12/2023	
A.C7.AS	p.me BARBARA C-T-T2	16/01/2018	11/06/2018	29/06/2023	05/01/2024	
A.C36.AG	p.ma FAUZIA	24/11/2017	11/06/2018	29/06/2023	05/01/2024	
B.C13.AS	p.ma CLARA NW	18/12/2017	17/06/2019	29/06/2023	05/01/2024	
A.C32.AG	p.ma ANNALISA	10/01/2018	14/05/2019			(b)
A.C11.AG	p.ma ANNAMARIA B	13/04/2018	14/05/2019	11/04/2023	05/12/2023	
A.C13.AS	p.ma DARIA A - B	06/03/2018	14/05/2019	29/06/2023	29/12/2023	
A.C12.AG	p.ma BRENDÀ	19/03/2018				(c)
B.C15.AV	p.ma PENNINA	13/04/2018	20/10/2020			(d)

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



B.C4.AS	p.me DAVIDE - DAVIDE 7	10/04/2018	20/10/2020	06/04/2023	05/01/2024	(e)
B.C3.AS	p.ma ELEONORA	17/04/2018	11/11/2019	17/04/2023	05/01/2024	
B.C3.AS	p.ma EMILIO	04/07/2018	19/03/2019	03/07/2023	29/12/2023	
B.C14.AS	p.ma CALIPSO	17/04/2018	17/06/2019			(f)
RGR di Network	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Pineto (TE)	09/07/2018	11/11/2019	12/07/2023	29/12/2023	
RGR di Network	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Grottammare (AP)	04/07/2018	21/10/2020	27/10/2023	05/01/2024	
RGR di Network	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Fano (PU)	03/07/2018				(g)
RGR di Network	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Falconara Marittima (AN)	18/07/2018	17/06/2019	21/07/2023	11/12/2023	
A.C7.AS	p.ma BARBARA F/SSD XIII	23/02/2017	09/11/2017	18/08/2023	29/12/2023	(h) (i)
A.C12.AG	p.ma BASIL	16/04/2019	25/07/2019	non trascorsi termini		
B.C13.AS	p.ma CLARA EST	10/12/2021	29/12/2023	non trascorsi termini		
B.C1.LF	p.me SANTO STEFANO MARE 101 - 3/7 - 8 bis	17/07/2018	26/07/2021	non trascorsi termini		
B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 1/9	17/07/2018	26/07/2021	non trascorsi termini		
B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 4	17/07/2018	26/07/2021	non trascorsi termini		
B.C8.LF	p.me ROSPO MARE A - B - C	18/06/2018	07/03/2023	non trascorsi termini		
B.C8.LF	F.S.O. ALBA MARINA	29/06/2018	07/03/2023	non trascorsi termini		
B.C2.LF	p.me SAN GIORGIO MARE 3 - 6 - C	13/07/2018	26/08/2023	non trascorsi termini		
B.C7.LF	p.me SARAGO MARE A - 1	12/07/2018	26/08/2023	non trascorsi termini		

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



B.C7.LF	p.ma VONGOLA MARE	16/07/2018	26/08/2023	non trascorsi termini	
---------	----------------------	------------	------------	--------------------------	--

ACCETTAZIONE VGR				
CONCESSIONE	IMPIANTO	PRESENTAZIONE	ACCETTAZIONE	NOTE
B.C3.AS	p.ma EMILIO/Key Manhattan	13/09/2018	19/03/2019	<i>interventi di work over pozzi</i>
B.C5.AS	p.ma VIVIANA 1 bis/Key Manhattan	13/09/2018	19/03/2019	<i>chiusura mineraria</i>
B.C14.AS	p.ma CALIPSO/Key Manhattan	29/11/2019	08/10/2021	<i>interventi di work over pozzi</i>
B.C17.TO	p.ma BONACCIA NW/Key Manhattan	20/12/2019	08/10/2021	<i>interventi di work over pozzi</i>
A.C12.AG	p.ma BRENDAG/Key Manhattan	11/02/2019	25/07/2019	<i>interventi di work over pozzi</i>
A.C12.AG	p.ma BASIL/Key Manhattan	17/04/2019	25/07/2019	<i>interventi di work over pozzi</i>
A.C32.AG	p.ma ANNALISA/Key Manhattan	25/09/2019	23/12/2019	<i>interventi di work over pozzi</i>
B.C21.AG	p.ma FABRIZIA/Key Manhattan	07/07/2021	24/01/2022	<i>chiusura mineraria</i>
B.C21.AG	p.ma JOLE/Key Manhattan	07/07/2021	24/01/2022	<i>chiusura mineraria</i>
B.C13.AS	p.ma CLARA EST/Key Manhattan	15/12/2021	29/12/2023	<i>interventi di work over pozzi</i>
B.C3.AS	p.ma EMILIO/Key Manhattan	14/02/2023	14/07/2023	<i>perforazione pozzo Donata 4 Dir</i>
B.C15.AV	p.ma PENNINA/Resource ful	05/01/2024	08/03/2024	<i>chiusura mineraria</i>
B.C4.AS	p.ma DAVIDE- DAVIDE 7/Resourceful	05/01/2024	08/03/2024	<i>chiusura mineraria</i>
B.C2.LF	p.ma SAN GIORGIO MARE 3/Labin	26/04/2024	11/06/2024	<i>chiusura mineraria</i>
B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 8 Bis/Labin	30/04/2024	<i>in itinere</i>	<i>chiusura mineraria del pozzo "SSM- 8bis".</i>
B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 3-7/Labin	30/04/2024	<i>in itinere</i>	<i>Side-Track al pozzo "SSM 7"</i>

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 4/Labin	30/04/2024	in itinere	chiusura mineraria del pozzo "SSM-4ST"
B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 101/Labin	30/04/2024	in itinere	chiusura mineraria del pozzo "SSM-101".

ACCETTAZIONE REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE						
CONCESSIONE	IMPIANTO	PRESENTAZ	ACCETTAZ	PRESENTAZIONE RIESAME	ACCETT. RIESAME	NOTE
B.C14.AS	p.ma CALIPSO	29/11/2019	08/10/2021	17/04/2023	11/12/2023	
B.C17.TO	p.ma BONACCIA NW	18/12/2019	08/10/2021	non trascorsi termini		(l)
A.C12.AG	p.ma BRENDÀ	11/02/2019	25/07/2019	non trascorsi termini		
A.C32.AG	p.ma ANNALISA	23/09/2019	23/12/2019	non trascorsi termini		

**NOTE:** situazione aggiornata al 30 giugno 2024

- (a) come prima accettazione è stata indicata la data della comunicazione di accettazione alla Società e non la data in cui è stata accettata la RGR in sede di riunione
- (b) in data 23/09/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (c) mai accettata in quanto in data 11/02/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (d) la p.ma PENNINA è stata inserita nel riesame della RGR del Network Grottammare
- (e) l'impianto costituito dalle p.me DAVIDE – DAVIDE 7 è stato successivamente inserito nel riesame della RGR del Network Grottammare
- (f) in data 29/11/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (g) la RGR del Network Fano non è mai stata approvata in quanto decaduta poiché in data 16/04/2019 è stata presentata la RGR della p.ma BASIL, unica p.ma non significativa del Network - quindi il Network fano non esiste più
- (h) comprendeva anche l'impianto di perforazione modulare Super Sundowner XIII (e quindi la VGR) per interventi di work over ai pozzi montato sulla piattaforma Barbara F
- (i) **risulta essere l'unica RGR inviata oltre il termine dei 5 anni dalla data di accettazione**
- (l) la p.ma BONACCIA NW è fuoriuscita dal Network Falconara

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



## UNMIG NA

SEZIONE UNMIG DELL'ITALIA MERIDIONALE - RGR					
CONC	IMPIANTO	PRESENTAZ	ACCETTAZ	RIESAME	ACCETT. RIESAME
D.C1.AG	p.ma "Luna A"	27/06/2018	05/12/2019	Non trascorsi termini dall'accettazione	
D.C1.AG	p.ma "Luna B"	27/06/2018	05/12/2019	Non trascorsi termini dall'accettazione	
D.C1.AG	p.ma "Hera Lacinia Beaf"	27/06/2018	05/12/2019	26/05/2022	Presentata RGR di modifica sostanziale in data 26/05/2022. RGR modificata accettata dal Comitato Periferico di Crotone in data 15/12/2022
D.C1.AG	p.ma "Hera Lacinia 14"	27/06/2018	05/12/2019	Non trascorsi termini dall'accettazione	
C.C6.EO	p.ma "Vega A"	06/06/2018	12/09/2018	07/09/2023	Presentato riesame con dichiarazione di non sussistenza di modifiche sostanziali in data 07/09/2023. Richieste integrazioni da UNMIG NA. Ricevute integrazioni in data 24/04/2024. In corso di istruttoria
C.C6.EO	FSO "Leonis"	04/06/2018	12/09/2018	07/09/2023	Presentato riesame con dichiarazione di non sussistenza di modifiche sostanziali in data 07/09/2023. Richieste integrazioni da UNMIG NA. Ricevute integrazioni in data 23/01/2024. In corso di istruttoria
C.C3.AG	p.ma "Perla"	21/05/2018	20/03/2019	18/05/2023	Presentato riesame con dichiarazione di non sussistenza di modifiche sostanziali in data 18/05/2023. Procedimento concluso in data 28/12/2023, nota UNMIG NA prot. n. 213091 del 28/12/2023
C.C3.AG	p.ma "Prezioso"	19/03/2018	20/03/2019	29/08/2022	Presentata RGR di modifica sostanziale in data 29/08/2022. RGR modificata accettata dal Comitato Periferico di Gela in data 26/09/2023

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



F.C2.AG	sconnessione FPSO "Firenze" conservazione passiva campo sottomarino "Aquila"	24/01/2018	10/07/2018	27/03/2024	Presentato riesame con dichiarazione di non sussistenza di modifiche sostanziali in data 27/03/2024 per il campo sottomarino "Aquila". In corso di istruttoria. La FPSO "Firenze" è stata sconnessa e trasferita all'estero
C.C1.AG	p.ma "Gela 1"	24/05/2018	20/03/2019	18/05/2023	Concessione C.C1.AG - p.ma "Gela 1" - competenze in capo all'URIG della Regione Siciliana. Non sono noti ad UNMIG NA gli sviluppi del procedimento di riesame.
<b>IMPIANTI NON DESTINATI ALLA PRODUZIONE</b>					
	Impianto di perforazione "SAIPEM 10000"	10/10/2022	30/08/2023	Non trascorsi termini dall'accettazione	
	Jack Up "Key Manhattan"	15/06/2017 (UNMIG BO)	21/12/2017 (UNMIG BO)	15/02/2023 (UNMIG NA)	L'impianto di perforazione Jack Up "Key Manhattan", la cui prima RGR era stata accettata dalla Sezione UNMIG BO, durante la presentazione del riesame quinquennale operava nel territorio di competenza UNMIG NA. Presentato Riesame in data 15/02/2023. Procedimento concluso in data 08/05/2023, nota UNMIG NA prot. n. 73177 del 08/05/2023.

**2.5 Attività in collaborazione con la Commissione Europea**

Si continua ad attendere la annunciata revisione della Direttiva Europea 2013/30/EU. Rimangono valide le osservazioni che questo Comitato ha raccolto nelle Relazioni 2020, 2021, 2022 e 2023. In particolare, si evidenziano nuovamente: (1) le aree di miglioramento futuro, (2) l'analisi costi e benefici, (3) la partecipazione pubblica, (4) la dismissione degli impianti, (5) la sicurezza

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



informatica e da minacce esterne, (6) la responsabilità civile, (7) le garanzie finanziarie.

Inoltre, nell'ambito della collaborazione con la Commissione europea, è stata predisposta la *"Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2024)"* di cui si riferisce al par. 3.1.4.

Nell'ambito EUOAG si è preso parte ai Meeting del 6 marzo 2024 e 4 dicembre 2024, di cui nel seguito si evidenziano i punti discussi in agenda



**Meeting of the European Union Offshore Authorities Group (EUAOG)**

**6 March 2024, 10:00 – 16:00**

**Berlaymont building (rue de la Loi 200 – 1040 Brussels)**  
**Room Walter Hallstein**

*Draft agenda*

**Ordinary session (10:00 – 12:30)**

1. Opening of the session, approval of the agenda.
2. Annual report (2022), conclusions.
3. Safety trends and accidents: interventions from Member States.
4. Experiences with ensuring compliance with safety rules (inspections, investigations, enforcement).
5. Cyber security: update on current initiatives.
6. AOB.

*Light lunch provided by the Commission.*

**Plenary session (13:30 – 16:00)**

1. Introduction, approval of the agenda.
2. Latest developments in the offshore sector in Third Countries.
3. Decommissioning of wells and installations: lessons learnt, updates.
4. Offshore sector related topics:
  - Methane Regulation, Net-Zero Industry Act.
  - Safety technologies, mental health.
5. AOB.

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



DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY

## MEETING OF THE EUROPEAN UNION OFFSHORE AUTHORITIES GROUP (EUOAG)

Agenda – 4 December 2024

10.00 – 12.30 (CET time)

## Webex meeting

<https://ecconf.webex.com/ecconf/l.php?MTID=mfb79fae05d6a804def25de6c25cc39da>

1. Opening of the session, approval of the agenda.
2. Offshore safety annual report (2023) - presentation by the Commission.
  - Tour de table
3. Fitness check evaluating EU energy security architecture -presentation of the results by the Commission.
  - Tour de table
4. Interventions from stakeholders on emergency response, safety trends and incidents.
  - Helicopter safety; Divers' safety - SLIC questionnaire; Maintenance of old installations; Emergency preparedness and response (**IndustriALL**).
5. AOB.

Da questi incontri a livello europeo fra le autorità competenti e portatori di interessi industriali, ne scaturisce un confronto costruttivo volto sia a tenere sempre alto il livello di attenzione, sia a ricorrere alle migliori pratiche rispetto alle problematiche di sicurezza del lavoro e di protezione ambientale.

Nel corso delle 2 riunioni del gruppo europeo delle autorità competenti, di particolare interesse sono state le relazioni illustrate in tema di *Cybersecurity* (6/3/24, DG-ENER, Castro-Barigon), di *Decommissioning of offshore installations (OSPAR De la Torre, 6/3/24)*, di *Public consultation on fitness check for energy security* (DG-ENER, Paliotta 4/12/24) e di *Safety performance indicators* (IGOP, 4/12/24) che si riportano in **Allegato 4**.

## 2.6 Ulteriori attività

Continua il lavoro del Comitato - attraverso la *partnership* del *Network CLYPEA* per la sicurezza offshore della DGIS. Il *Network* trae le risorse

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

economiche dall'articolo 35 del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, che prevede che parte del valore dell'incremento dell'aliquota di prodotto (art. 19, D.Lgs 625/96) relativa al 3% sia assegnata al MASE (DG FTA e DG TBM), per assicurare il pieno svolgimento delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare. La DG FTA ha finanziato e continua a finanziare accordi di collaborazione con Enti di Ricerca, Istituti e Corpi dello Stato, con l'obiettivo di un costante miglioramento della sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. I progetti attualmente in corso sono:

- [Monitoraggio deformazioni del suolo](#)

Istituto per il Rilevamento Elettromagnetico dell'Ambiente (IREA) del CNR, Dipartimento di Ingegneria Civile, Chimica, Ambientale e dei Materiali (DICAM) dell'Università di Bologna, Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV)

- [Circolazione di fluidi in zone estensionali e a pieghe e sovrascorimenti: studio di analoghi onshore per pianificare il monitoraggio offshore](#)

Dipartimento di Scienze della Terra (DTS) dell'Università di Roma La Sapienza, Istituto di Geologia Ambientale e Geoingegneria (IGAG) del CNR

- [Prosecuzione del progetto Hazard and Risk Assessment Lacinia – H&RA Lacinia](#)

Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV), Istituto di Scienze Marine (ISMAR) del CNR, Università di Bologna, EUCENTRE, Consorzio della Rete dei Laboratori Universitari di Ingegneria Sismica e Struturale (ReLUIIS) e Ricerca sul Sistema Energetico (RSE)

- [Aspetti economico-finanziari del settore energetico e minerario](#)

Centro di Ricerca Interuniversitario in Economia del Territorio (CRIET)

- [Progetto per la sicurezza e la transizione energetica](#)

Politecnico di Torino, Environment Park, Fondazione Istituto Italiano di Tecnologia (IIT)

- [Valutazione del potenziale minerario nazionale](#)

Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV), Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Centro di Ricerca Interuniversitario in Economia del Territorio (CRIET)

- [Aggiornamento Linee Guida per la redazione della Relazione sui Grandi Rischi](#)

Politecnico di Torino, Istituto di Scienze Marine (ISMAR) del CNR

- [Prosecuzione del progetto Analisi costi-benefici a supporto del PITESAI](#)

Ricerca sul Sistema Energetico (RSE)

- [Sicurezza degli impianti offshore](#)

Marina Militare

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



Maggiori informazioni sui progetti attivati nell'ambito del *Network CLYPEA* possono essere tratte al sito del MASE: <https://unmig.mase.gov.it/clipea-sicurezza-offshore/>

In particolare, nel corso del 2024 il MASE-DGIS ha organizzato un incontro presso la *Accademia dei XL* di Roma allo scopo di aggiornare gli Accordi di ricerca finanziati e in via di finanziamento a tutela della sicurezza e delle protezioni ambientale nelle operazioni di esplorazione/coltivazione di idrocarburi a mare (programma in Allegato 5).

Nell'ambito di queste ulteriori attività del Comitato, si pone in evidenza l'intervento del Presidente di questo stesso Comitato al *Comitato Interministeriale per le Politiche del Mare (CIPOM) Piano del Mare, Audizione afferente al tema "Transizione ecologica dell'industria del mare"*, Roma, 21 Maggio 2024 (allegato 6).

[https://www.strutturapolitichemare.gov.it/media/wlrdrx4f/mesini\\_comitato-21-maggio-24-unibo.pdf](https://www.strutturapolitichemare.gov.it/media/wlrdrx4f/mesini_comitato-21-maggio-24-unibo.pdf)

## 2.7 Prospettive future

- Continua a essere attesa la revisione della Direttiva europea 30/2013 – per la quale si è conclusa da tempo la fase di consultazione. Al riguardo, la Commissione Europea ha redatto un “*REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL AND THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE assessing the implementation of Directive 2013/30/EU of the*

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

*European Parliament and of the Council of 12 June 2013 on the safety of offshore oil and gas operations and amending Directive 2004/35/EC” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:732:FIN&qid=1605537696964>.*

Il Rapporto (riportato in Allegato 7) ha dimostrato i punti forti e i punti deboli della Direttiva come recepita dagli Stati membri e utilizzata nella pratica. I risultati sono stati in larga parte positivi. I benefici potenziali, in termini di incidenti evitati, superano ampiamente i costi di attuazione e gli adeguamenti necessari negli impianti in mare. La relazione sulle esperienze di attuazione della direttiva copre il periodo compreso tra la data in cui gli Stati membri hanno recepito la direttiva e la fine delle disposizioni transitorie per il settore. Dalla valutazione risulta che sia la Direttiva sia la legislazione di attuazione degli Stati membri disciplinano adeguatamente la sicurezza in mare. La direttiva ha chiaramente migliorato la sicurezza delle operazioni in mare, non soltanto nell'Unione europea ma anche in altre parti del mondo, attraverso la politica e la cultura globale in materia di sicurezza delle imprese dell'UE. Al contempo, la Direttiva ha armonizzato le norme negli Stati membri e ha creato condizioni di parità in tutta l'Unione. Secondo le consultazioni con gli Stati membri e i portatori di interessi, la direttiva affronta in modo chiaro e strutturato tutti i pertinenti aspetti della sicurezza per prevenire gli incidenti e i mezzi per mitigarli. Sulla base della direttiva recepita, gli Stati membri hanno aperto canali di comunicazione diretta su tutti gli aspetti attinenti alla sicurezza; essi effettuano anche riesami periodici tra pari, ad esempio tramite l'EUOAG, e condividono le migliori pratiche. Sia gli Stati membri sia i portatori di interessi hanno espresso soddisfazione per l'efficacia della

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

direttiva, che è divenuta applicabile nella sua totalità all'intero settore offshore dal 19 luglio 2018. Secondo il *Green Deal* europeo tutte le azioni e le politiche dell'Unione europea dovrebbero convergere in modo che l'Unione possa realizzare una transizione adeguata e giusta verso un futuro sostenibile. Le sue iniziative devono essere attuate nel modo più efficace e meno oneroso e tutte le altre iniziative dell'UE devono tenere fede al principio verde del "non nuocere". La Direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare contribuisce al raggiungimento di questi obiettivi. Il Rapporto ha analizzato il modo in cui gli Stati membri hanno recepito la Direttiva e ha tratto conclusioni sui punti forti e su quelli deboli, sui possibili sviluppi e sulle sfide di questo processo. Nel complesso la qualità del recepimento è adeguata, e la Commissione darà seguito alle questioni in sospeso con i singoli Stati membri. Nella sua forma attuale, la direttiva non sempre può garantire una prevenzione efficace degli incidenti al di fuori dell'UE. Le ONG ambientaliste hanno espresso il parere che, sebbene l'esperienza dell'attuazione sia positiva, sarebbero necessari una maggiore protezione dell'ambiente e meccanismi di responsabilità finanziaria più rigorosi. Le autorità di regolamentazione e i principali soggetti obbligati ritengono che le nuove misure regolamentari e le disposizioni di carattere soggettivo del settore debbano stabilizzarsi prima di poter prendere in considerazione ulteriori sviluppi legislativi. Grazie ad altre relazioni, di carattere generale e sugli incidenti a livello di UE, sarà possibile consolidare la base di riferimento degli indicatori di prestazione e individuare le tendenze critiche dei rischi di incidenti gravi. È evidente che la strada verso una cultura della sicurezza industriale dell'UE conosce un'evoluzione positiva. La Commissione intende dare seguito a tre ambiti: (1) la responsabilità,

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



le garanzie finanziarie e la gestione delle domande di risarcimento; (2) la dismissione degli impianti, comprese le questioni relative alla loro rimozione o permanenza in situ, e il seguito da darvi; (3) il riconoscimento reciproco degli impianti di perforazione mobili nell'UE.

- Un tema di rilevanza futura per l'attività del Comitato sarà quello legato alla dismissione degli impianti offshore che giunge a valle delle *"Linee Guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse"* (DM Mise 15 febbraio 2019, ai sensi dell'art. 25 comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104). Al riguardo, già alcune decine di piattaforme e infrastrutture sono state dichiarate da dismettere minerariamente (come riportato al paragrafo 2.1.2).
- Continua a rimanere aperta nel Comitato la questione relativa alle tipologie di spese che possono essere coperte nell'ambito della disponibilità economica conseguente al versamento da parte degli Operatori dell'1 per mille delle opere da realizzare a mare. In particolare, la questione concernente il rimborso delle spese per attività ispettive, sembra ricorrere una incongruenza normativa fra quanto previsto dai commi 7 e 9 dell'art. 8 del D.lgs. n. 145/2015, laddove rispettivamente il legislatore dispone che *"Ai componenti del Comitato non è dovuto alcun compenso o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite"* e, al contempo *"Le spese sostenute dal Comitato nello svolgimento dei propri compiti, a norma del presente decreto, sono poste a carico degli operatori...."*. La questione riveste particolare rilevanza tenuto conto della necessità di controlli ispettivi di sicurezza sulle installazioni a cui il Comitato è tenuto a norma del D.lgs. 145/2015.

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



- Permane di interesse per le attività del Comitato la revisione delle Linee Guida per la redazione della Relazione sui Grandi Rischi (RGR). E' da ricordare che è stato fatto un aggiornamento della situazione alla luce dei riscontri forniti dai Comitati periferici; sono state riferite alcune proposte emerse in sede sia di Riunione Tripartita con Operatori (Eni, EniMed, Energean) e rappresentanze sindacali, sia di comitati periferici. A breve termine dovranno essere prodotto un aggiornamento di tali Linee Guida.
- Sarà necessario pervenire all'aggiornamento del *Regolamento di funzionamento del Comitato* (di cui al DPCM 27 settembre 2016) alla luce delle numerose variazioni intervenute negli ultimi anni che hanno visto la riorganizzazione e passaggi di competenze di Direzioni Generali dal Ministero dello Sviluppo economico, al Ministero della Transizione ecologica, al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE). A partire da bozze di Regolamento curate da questo Comitato si attendono le necessarie istruzioni dell'Ufficio Legislativo del MASE affinché possa esser avviato l'iter di revisione del già citato DPCM 27 settembre 2016.

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



## 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 10 maggio 2023 (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 era previsto per 19/07/2018; considerato che la maggior parte delle RGR è stata accettata, il Comitato è tenuto fornire agli Operatori gli elementi necessari per procedere al riesame periodico approfondito delle RGR (artt. 12 e 13 cc. 7);
- b. continuerà ad esser concessa la possibilità di presentare le RGR per gruppi di impianti art. 9 c. 5 del DPCM 27 settembre 2016 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) soprattutto in relazione al riesame periodico approfondito delle RGR;
- d. raccolta e pubblicizzazione della documentazione in ordine alla effettuazione di esercitazioni in risposta ad emergenze esterne, allo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con le

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



autorità competenti degli altri stati membri europei e, transfrontalieri in particolare.

### **Ispezioni**

Le ispezioni saranno operate da parte del Comitato periferico, in forza dell'art. 8 (commi 3 e 4), 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 secondo quanto

indicato nel DPCM 27 settembre 2016:

i. per le comunicazioni, una eventuale visita preliminare da parte del Comitato Periferico, tutto ciò auspicabilmente unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96 che prevedono specifiche autorizzazioni;

ii. per l'accettazione RGR, una eventuale visita preventiva da parte della Sezione UNMIG competente auspicabilmente unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96;

b. per gli impianti di produzione, successivamente alla data di accettazione della RGR una eventuale ispezione annuale a campione, per impianti di pertinenza di ciascuno dei tre Uffici UNMIG, da effettuarsi auspicabilmente in sinergia con le eventuali verifiche periodiche

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



effettuate dalle commissioni ex art. 40 DPR 886/79 e ex art. 90 – 93, 624/96 eventualmente anche ex art. 49 codice navigazione;

c. per gli impianti non destinati alla produzione, eventuale ispezione 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.

**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 8), a norma degli artt. 24, commi 1 e 2, e 25, commi 1 e 2, del D.Lgs 145/2015 inviata alla Commissione europea a Febbraio 2024. Tale relazione (per l'anno 2024) costituisce una programmata

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

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 13 giugno 2024 si è riunita la Commissione di Consultazione Tripartita (Autorità Competente, Operatori, Sindacati) secondo le modalità previste dall'art. 5 del D.M. 5 luglio 2016 e dell'art. 3 degli accordi tripartiti sottoscritti, pervenendo alla firma dei Documenti di Consultazione tripartita.

I documenti affrontano le questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, sia alla tutela dell'ambiente. I Documenti di Consultazione tripartita firmati sono riportati per EniMed in Allegato 9, per Eni in Allegato 10, per Energean in Allegato 11.

Si evidenziano in particolare:

- per Eni 43 concessioni minerarie di coltivazione per una superficie totale pari a 3674,35 km<sup>2</sup>, e 7 permessi di ricerca per una superficie totale pari a 1469,07 km<sup>2</sup>.
- Per EniMed 3 concessioni minerarie di coltivazione per una superficie totale pari a 365,31 km<sup>2</sup>, e 1 permesso di ricerca per una superficie totale pari a 373,08 km<sup>2</sup>.
- Per Energean 5 concessioni minerarie di coltivazione per 455,41 km<sup>2</sup>.

## *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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

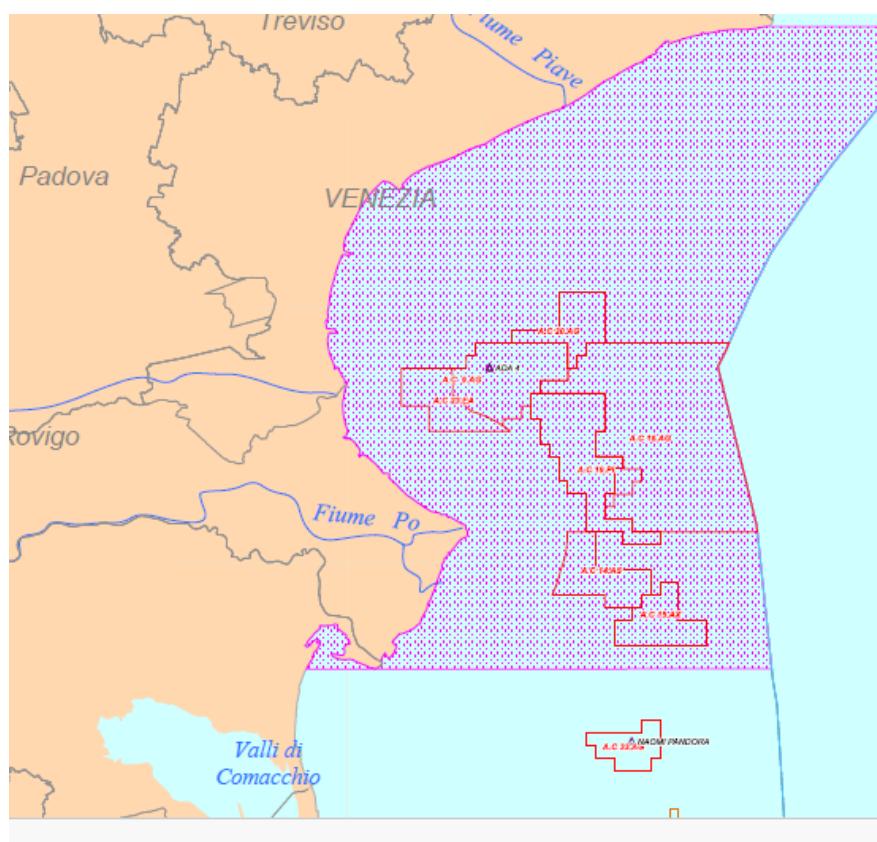


### ***Carte titoli vigenti e relativi impianti***

PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 1

Situazione al 31/12/2024

-  Concessioni di coltivazione
  -  Piattaforme marine e teste pozzi sottomarine
  -  Centrali di raccolta e trattamento
  -  Limite Zona A
  -  Zona soggetta all'accertamento di non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza

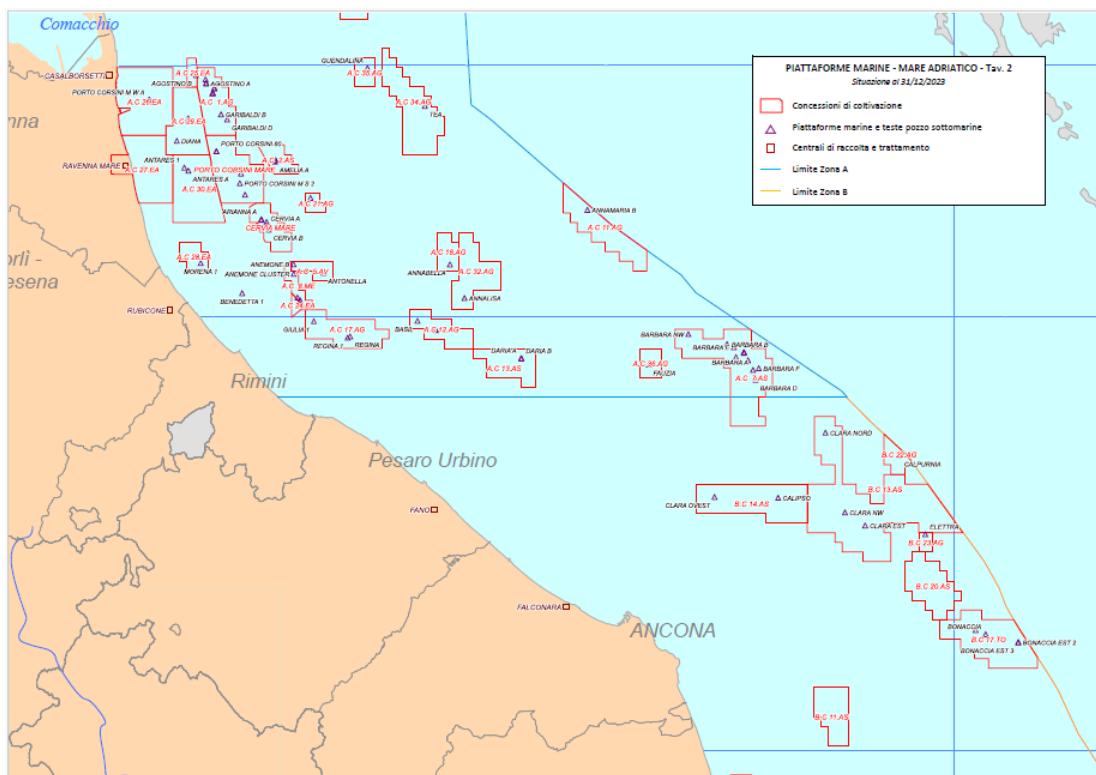


*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*  
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)



PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 2  
Situazione al 31/12/2024

- Concessioni di coltivazione
- Concessioni di coltivazione cessate in attesa di ripristino
- ▲ Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine
- Centrali di raccolta e trattamento
- Limite Zona A
- Limite Zona B



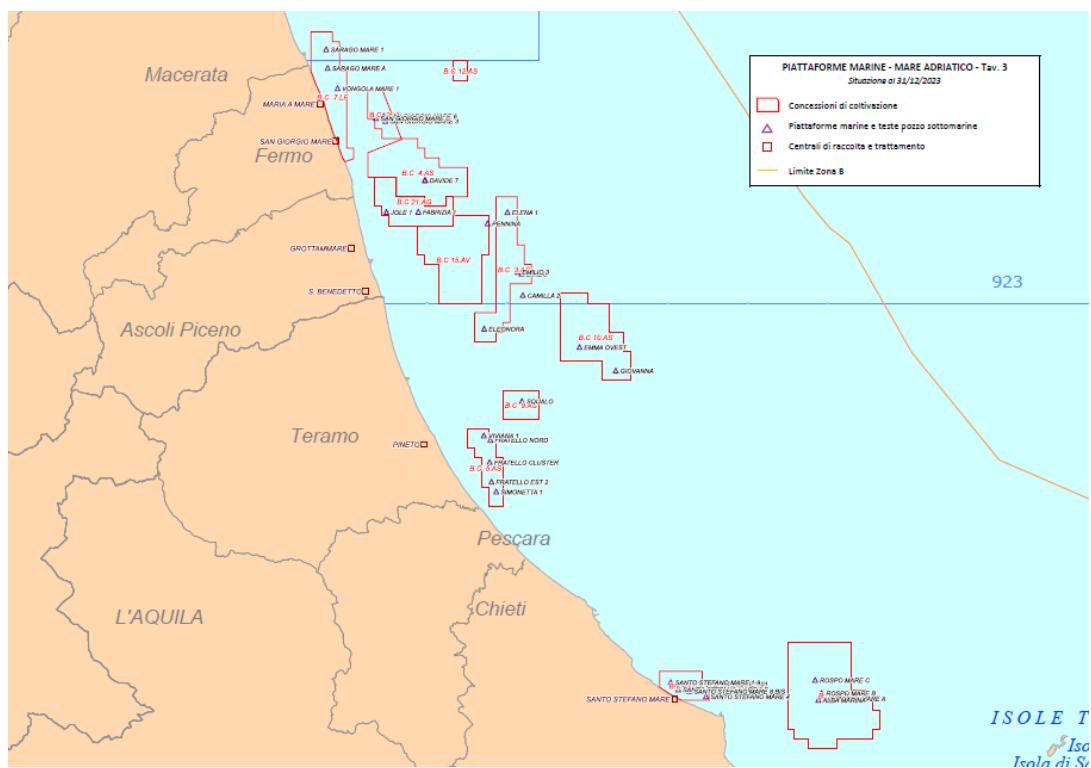
*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*  
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)



## PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 3

Situazione al 31/12/2024

- Concessioni di coltivazione
- Concessioni di coltivazione cessate in attesa di ripristino
- △ Piattaforme marine e teste pozzi sottomarine
- Centrali di raccolta e trattamento
- Limite Zona B



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



PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO E IONIO - Tav. 4  
*Situazione al 31/12/2024*

- Concessioni di coltivazione cessate in attesa di ripristino
- △ Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine
- Centrali di raccolta e trattamento
- Limite Zona D
- Limite Zona F



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

## PIATTAFORME MARINE - MARE IONIO - Tav. 5

*Situazione al 31/12/2024*

- Concessioni di coltivazione
- △ Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine
- Centrali di raccolta e trattamento
- Limite Zona D
- Limite Zona F

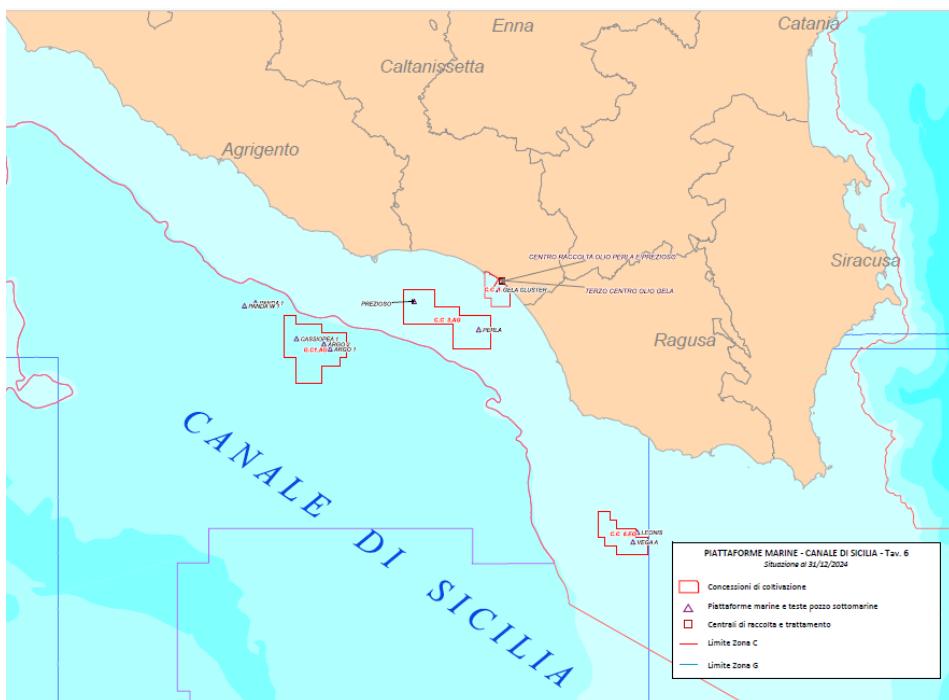


*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*  
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)



PIATTAFORME MARINE - CANALE DI SICILIA - Tav. 6  
Situazione al 31/12/2024

- Concessioni di coltivazione
- △ Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine
- Centrali di raccolta e trattamento
- Limite Zona C
- Limite Zona G



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

Acronimo	Descrizione
<b>FSO e FPSO</b>	<i>unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi (FSO: Floating Storage and Offloading Unit, FPSO: Floating Production and Offloading Unit)</i>
<b>DG IS UNMIG</b>	<i>Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza –Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - MASE</i>
<b>DG IS</b>	<i>Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza –Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - MASE</i>
<b>DG PNM</b>	<i>Direzione Generale Patrimonio Naturalistico e Mare - MASE</i>
<b>EMSA</b>	<i>European Maritime Safety Agency (Agenzia europea per la sicurezza marittima)</i>
<b>EUOAG</b>	<i>European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group</i>
<b>FMI</b>	<i>impianto fisso con personale</i>
<b>FNP</b>	<i>impianto fisso non destinato alla produzione</i>
<b>FPI</b>	<i>impianto galleggiante destinato alla produzione</i>
<b>ISPRA</b>	<i>Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale</i>
<b>JRC</b>	<i>Joint Research center – Centro comune di ricerca – Commissione Europea</i>
<b>MASE</b>	<i>Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica</i>

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

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

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



### **Elenco delle principali norme menzionate**

➤ <b>Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128</b> “Norme in materia di polizia delle miniere e delle cave”;
➤ <b>Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886</b> “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”;
➤ <b>Decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435</b> “Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”;
➤ <b>Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016</b> , “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all’art. 8 del D.Lgs 145/2015”.
➤ <b>Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624</b> , “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 sotterraneo”;
➤ <b>Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625</b> , “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”;
➤ <b>Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195</b> , “Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull’accesso del pubblico all’informazione ambientale”;
➤ <b>Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152</b> , “Norme in materia ambientale”;
➤ <b>Decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81</b> , “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
➤ <b>Decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145</b> , “Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”.

*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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



➤ <b>Direttiva 2013/30/UE</b> del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE
➤ <b>Regolamento di esecuzione n.1112/2014</b> 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
➤ <b>Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016.</b> 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
➤ <b>Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.</b> Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.
➤ <b>Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.</b> Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.
➤ <b>Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016.</b> 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.
➤ <b>Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104.</b> 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.
➤ <b>Decreto Ministeriale 5 luglio 2017</b> relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi.
➤ <b>Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017</b> Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.
➤ <b>Legge 11 febbraio 2019, n. 12 Conversione in legge, con modificazioni,</b>

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

<p><i>del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione</i></p>
<p><b>Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019</b> <i>Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse</i></p>
<p><b>Legge 27 dicembre 2019 n. 160</b> <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.</i></p>
<p><b>Legge 28 febbraio 2020 n. 8</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica”</i></p>
<p><b>Legge 11 settembre 2020, n. 120</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale”.</i></p>
<p><b>Legge 26 febbraio 2021 n. 21</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183, recante Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, di realizzazione di collegamenti digitali, di esecuzione della decisione (UE, EURATOM) 2020/2053 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, nonché in materia di recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Proroga del termine per la conclusione dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta sui fatti accaduti presso la comunità "Il Forteto".</i></p>
<p><b>Legge 22 aprile 2021, n. 55</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 1 marzo 2021, n. 22, recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri”.</i></p>
<p><b>Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28.12.2021</b>, pubblicato in G.U. in data 11.02.2022, di approvazione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), adottato ai sensi dell'art. 11-ter D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12</p>
<p><b>Art. 16 del Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17</b> recante “Misure urgenti per</p>

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

*il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.", convertito con modificazioni dalla Legge 27 aprile 2022, n. 34.*

**Art. 4 del Decreto Legge 18 novembre 2022 n. 176** recante "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica" convertito con modificazioni con L. 13 gennaio 2023, n. 6

**Artt. 2 e 7 del Decreto Legge 9 dicembre 2023 n. 181** recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11.

• **Art. 2 del Decreto-Legge 17 ottobre 2024 n. 153** recante "Disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico", convertito con modificazioni dalla Legge 13 dicembre 2024, n. 191.

• **Art. 8 del Decreto-Legge 9 giugno 2024 n. 89** recante "Disposizioni urgenti per le infrastrutture e gli investimenti di interesse strategico, per il processo penale e in materia di sport", convertito con modificazioni dalla Legge 8 agosto 2024, n. 120.

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



**Prof. Ezio MESINI**

email: [ezio.mesini@unibo.it](mailto:ezio.mesini@unibo.it) [mesini.ezio@mase.gov.it](mailto:mesini.ezio@mase.gov.it)

Pec: [ezio.mesini@pec.it](mailto:ezio.mesini@pec.it)

Tel: (+39) 06 5722 5761 –  
Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma

<https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>

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



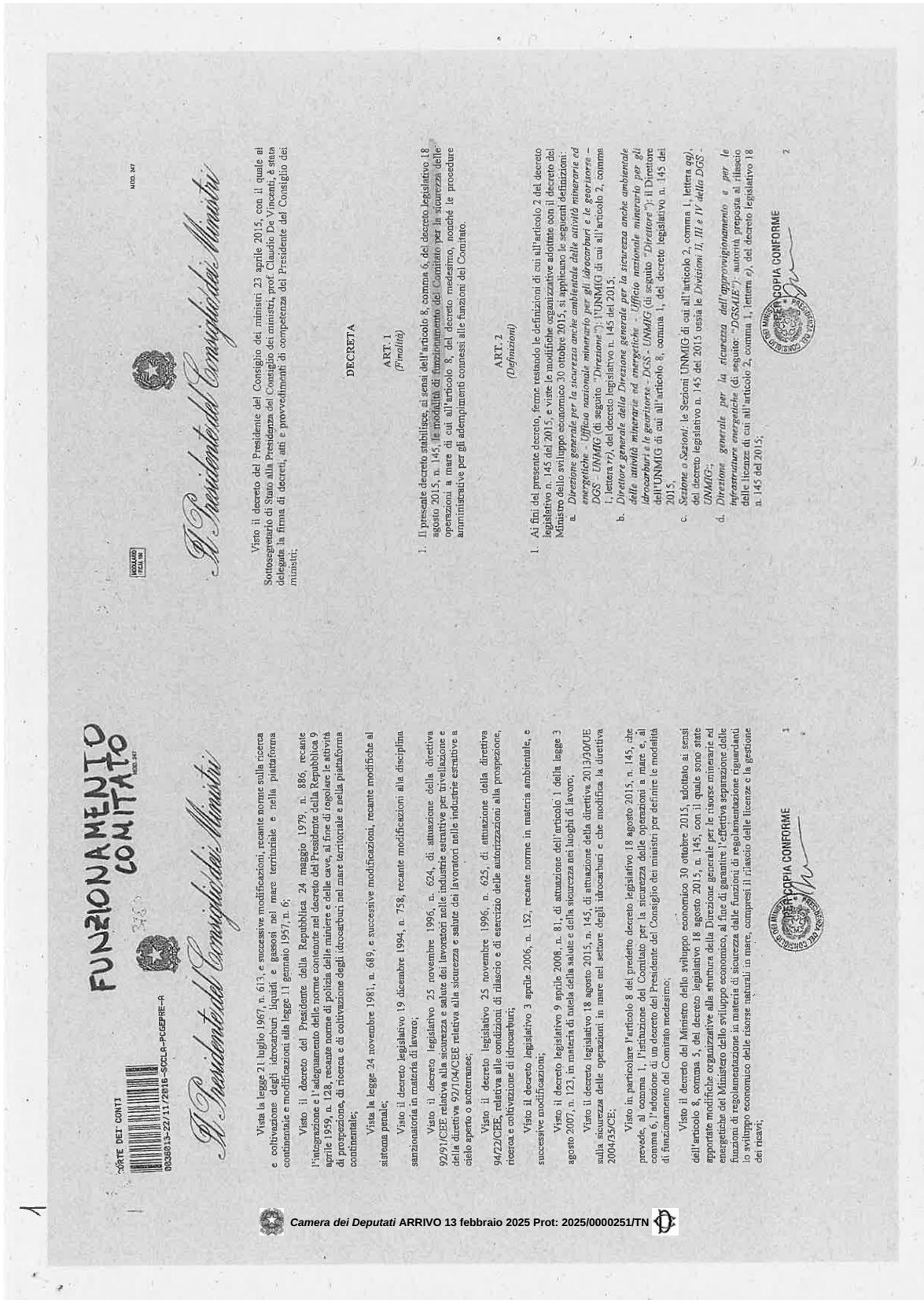
## **ELENCO DEGLI ALLEGATI**

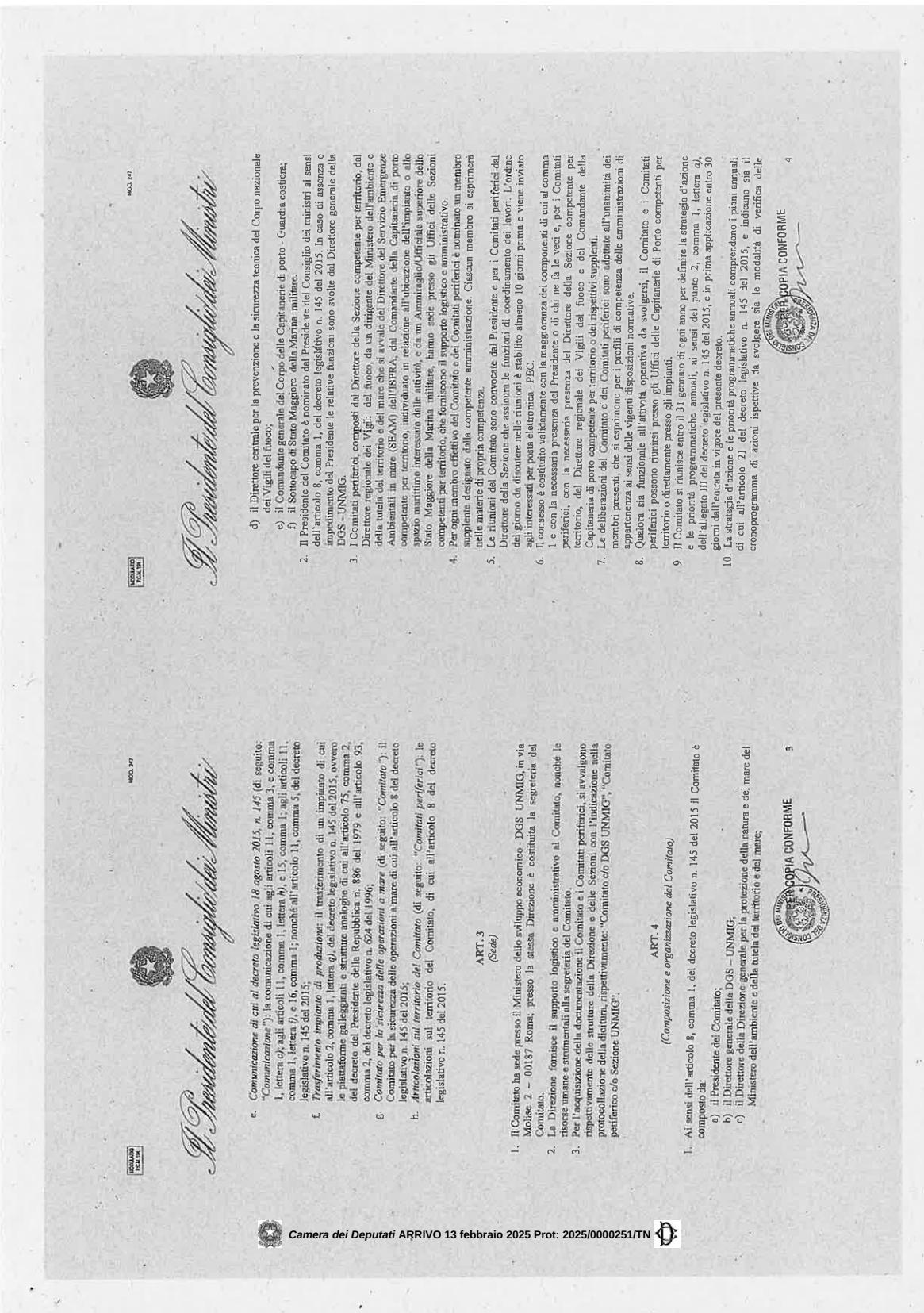
- Allegato 1: DPCM 27 settembre 2016 “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 2: DPCM 27 novembre 2024 “Decreto di nomina del Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 3: DM 5 luglio 2017, “Modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori, e rappresentanti dei lavoratori”;
- Allegato 4: Relazioni significative presentate agli EUOAG Meeting tenutisi il 16 marzo 2024 e 12 dicembre 2024 in tema di *Cybersecurity; di Decommissioning of offshore installations; di Public consultation on fitness check for energy security e di Safety performance indicators*.
- Allegato 5: Programma dell’Incontro dell’11 giugno 2024 organizzato dal MASE\_DGFTA (*Accademia dei XL, Roma*) allo scopo di aggiornare gli Accordi di ricerca finanziati e in via di finanziamento a tutela della sicurezza e della protezione ambientale nelle operazioni di esplorazione/coltivazione di idrocarburi a mare.
- Allegato 6: Relazione del Presidente di questo Comitato alle Audizioni Comitato al Comitato Interministeriale per le Politiche del Mare (CIPOM) del 21 Maggio 2024.
- Allegato 7: REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL AND THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, Bruxelles 2020.
- Allegato 8: Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2024) inviata *DG Energia-Commissione Europea* a febbraio 2024.
- Allegato 9: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione del 13 giugno 2024.
- Allegato 10: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione del 13 giugno 2024.
- Allegato 11: Documenti di consultazione tripartita di Energean approvato nella riunione del 13 giugno 2024.

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

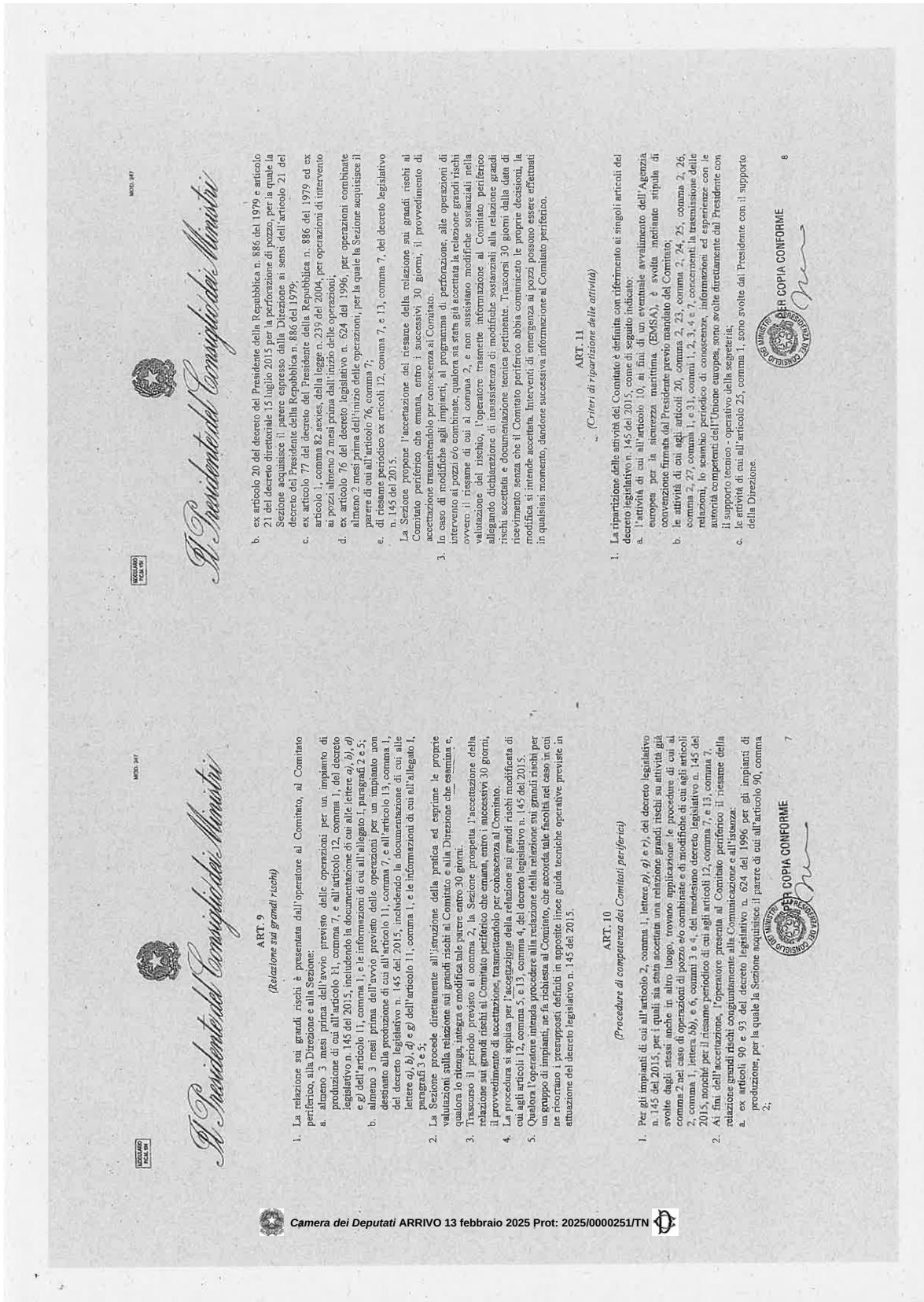


## ALLEGATI









CONTE DEI CANTU  
UFFICIO DI CONTROLLO STT U - 4  
MINISTERI GIUSTIZIA E AFFARI ESTATE  
Roma - Prov. n. 3185

- 6 DIC. 2018  
IL MONTATO

四

100

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

ART. 12

ART. 12

1. Qualora il Comitato accerti infrazioni di cui all'articolo 32 del decreto legislativo n. 145 del 2015:

- per quanto concerne le sanzioni penali di cui all'articolo 32, comma 1, inoltra informativa alla Sezione per i seguiti di competenza; per tali infittispecie penali trovano applicazione le procedure disposte dal Capo II del decreto legislativo n. 758 del 1994;
- per quanto concerne le sanzioni amministrative di cui all'articolo 32, commi 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12, procede alla contestazione dell'infrazione al trasgressore, alla successiva verifica del adeguamento della prescrizione disposta nei termini prescritti e, qualora la lesso sia positivo, ammette al pagamento in misura ridotta secondo quanto previsto dalla legge 24 novembre 1981, n. 689, e successive modificazioni. A tal fine trasmette il provvedimento alla Sezione competente per territorio, che procede all'ingiunzione di pagamento e all'applicazione della sanzione secondo quanto disposto all'articolo 2, comma 13.

2. Restano fermi le competenze ad accertare eventuali illeciti di natura amministrativa già poste ex lege in capo agli ufficiali e agli agenti di polizia giudiziaria e al personale all'oppo qualificato o legittimato dalla normativa vigente.

ARI: 13

1. L'applicazione del presente provvedimento non comporta nuovi o maggiori oneri per la

Bozza '7 SET 2016



## *Il Presidente del Consiglio dei Ministri*

**VISTA** la legge 23 agosto 1988, n. 400, recante “*Disciplina dell’attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei ministri*”;

**VISTO** il decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 300, recante “*Riforma dell’organizzazione del Governo, a norma dell’articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59*”;

**VISTO** il decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 303, recante “*Ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri, a norma dell’articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59.*”;

**VISTO** il decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, recante “*Norme generali sull’ordinamento del lavoro alle dipendenze delle amministrazioni pubbliche*” e, in particolare, l’articolo 53;

**VISTA** la legge 30 dicembre 2010, n. 240, recante “*Norme in materia di organizzazione delle università, di personale accademico e reclutamento, nonché delega al Governo per incentivare la qualità e l’efficienza del sistema universitario*” e, in particolare, l’articolo 6;

**VISTO** il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, recante “*Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE*”;

**VISTO**, in particolare, l’articolo 8, comma 1, del citato decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, il quale prevede che “*È istituito il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare [...]. Il Comitato è composto da un esperto che ne assume la presidenza, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, per una durata di 3 anni, [...]. L’esperto è 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.*”;

**VISTO**, altresì, l’articolo 8, comma 7, del suddetto decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, il quale stabilisce “*Ai componenti del Comitato non è dovuto alcun tipo di compenso, gettone di presenza o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite.*”;

**VISTO** il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 27 settembre 2016, con il quale sono stabilite le modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;

**VISTO** il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 marzo 2017 con il quale il professor Ezio Mesini è stato nominato presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la durata di tre anni;

**VISTO** il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 agosto 2021, con il quale il professor Ezio Mesini è confermato nell’incarico di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la durata di tre anni;

**VISTA** la nota prot. n. 21096 del 6 agosto 2024, con la quale, d’ordine del Ministro, il Capo di Gabinetto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica ha proposto la conferma del Professor Ezio Mesini quale Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;



## *Il Presidente del Consiglio dei Ministri*

**VISTO** il *curriculum vitae* del professor Ezio Mesini, professore ordinario presso l'Università di Bologna;

**VISTA** la dichiarazione resa dal Professor Ezio Mesini, in ordine alla insussistenza di cause di inconferibilità e di incompatibilità di incarichi, ai sensi del decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39, e alla insussistenza di situazioni, anche potenziali, di conflitto di interesse;

**VISTO** il decreto Rettoriale n. 1567/2023 dell'8 novembre 2023, adottato dall'Università di Bologna "Alma Mater Studiorum", recante "Regolamento recante la disciplina del regime delle incompatibilità e del procedimento di rilascio delle autorizzazioni per l'assunzione di incarichi extraistituzionali dei Professori e dei Ricercatori universitari" e, in particolare, l'articolo 9, comma 1, lett. e), ai sensi del quale i professori in regime di impegno a tempo pieno possono, senza bisogno di preventiva autorizzazione partecipare "a organi collegiali di consulenza tecnico scientifica dello Stato, degli enti pubblici e a partecipazione pubblica, degli enti di ricerca e cultura in genere. Tra tali attività rientrano la partecipazione a comitati tecnici, a commissioni ministeriali, di concorso, di gara, nonché l'attività di componente di nuclei di valutazione";

**RITENUTO** di confermare il professor Ezio Mesini nell'incarico di esperto con funzioni di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;

**ACQUISITI** i pareri favorevoli resi dalle competenti Commissioni parlamentari;

**VISTO** il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 ottobre 2022, con il quale al Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei ministri, dott. Alfredo Mantovano, è stata delegata la firma dei decreti, degli atti e dei provvedimenti di competenza del Presidente del Consiglio dei ministri, ad esclusione di quelli che richiedono una preventiva deliberazione del Consiglio dei ministri e di quelli relativi alle attribuzioni di cui all'articolo 5 della legge 23 agosto 1988, n. 400;

### **DECRETA**

#### **ART. 1**

Il professor Ezio Mesini è nominato Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la durata di tre anni.

Il presente decreto è trasmesso ai competenti organi per il controllo.

Roma,

p. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI  
IL SOTTOSEGRETARIO  
Alfredo Mantovano



a. le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori;

b. i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/15 e per la consultazione periodica.

#### Articolo 2

(Rappresentanza)

1. L'accordo formale di consultazione tripartita di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/15 è sottoscritto dal Presidente del Comitato, dall'operatore, relativamente a tutte le attività offshore condotte dalla Società nello Stato italiano, e dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative.

2. Alla consultazione tripartita partecipano i rappresentanti dell'operatore, dei lavoratori scelti liberamente dalle loro eventuali organizzazioni rappresentative e per il Comitato o un suo delegato.

3. L'operatore e i lavoratori sono rappresentati paritariamente.

4. All'avvio della consultazione tripartita, l'operatore e ciascuna organizzazione sindacale comunicano tempestivamente al Comitato i nominativi di n. 2 (due) loro rappresentanti.

#### Articolo 3

(Oggetto di consultazione tripartita)

1. Sono oggetto di consultazione tripartita la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi, l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione, il sistema di gestione integrato della salute, della

sicurezza e dell'ambiente di cui all'articolo 19, comma 3, e allegato 1 paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.

2. Possono essere oggetto di consultazione tripartita su richiesta del Comitato, dell'operatore o del rappresentante dei lavoratori:

a. la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi di cui all'articolo 19, comma 1, e allegato 1 paragrafo 8, del D.Lgs. 145/15 relativamente all'impegno dell'operatore a favorire i meccanismi di consultazione;

b. le comunicazioni di cui agli articoli 11, comma 1, lettera c), h) e i) e comma 3 e 5, 15 comma 1, e 16 comma 1, del D.Lgs. 145/2015;

3. La consultazione può avere luogo anche per la definizione di progetti specifici su materie oggetto di accordo tripartito e può essere richiesta da uno qualsiasi dei soggetti interessati, purché venga fatta richiesta al Comitato di avviare la fase di consultazione secondo gli ordinari criteri fissati dall'accordo di consultazione.

#### Articolo 4

(Modalità per la stipula dell'accordo)

1. Ai fini della stipula dell'accordo formale di consultazione tripartita di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/2015 il Comitato, ai sensi dell'articolo 6, comma 7, dello stesso decreto, predisponde uno schema di accordo da sottoporre alla discussione con i rappresentanti dell'operatore e dei lavoratori in una apposita riunione preliminare.

2. Lo schema di accordo da stipularsi per ogni operatore:

a. definisce le modalità e la cadenza per la consultazione tripartita, tenendo conto dei criteri espressi dal presente decreto;

b. fa riferimento al complesso di tutte le attività svolte nell'off-shore italiano dell'operatore;

3. Nella riunione preliminare sono stabilite le modalità per l'acquisizione delle osservazioni, la condivisione delle previsioni dell'accordo e la stipula formale.

#### Articolo 5

(Modalità di consultazione)

1. Per l'avvio della consultazione tripartita l'operatore predispose la documentazione pertinente di cui all'articolo 3, come "documento di consultazione" che invia al Comitato e alla rappresentanza dei lavoratori.
2. Il Presidente del Comitato o un suo delegato, per dare inizio alla consultazione, convoca in via preliminare gli interessati per posta elettronica - PEC.
3. In sede di discussione il Presidente o un suo delegato stabilisce i tempi per la presentazione delle eventuali osservazioni che in ogni caso non possono superare 30 giorni dalla data in cui si è svolta la riunione preliminare.
4. Entro i termini di cui al comma 3, i soggetti coinvolti rendono le proprie indicazioni relative all'oggetto della consultazione. Tali osservazioni, congiuntamente motivate, indicano le modifiche eventualmente necessarie al "documento di consultazione".
5. Trascorsi i termini previsti può essere convocata una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte avanzate e quindi alla chiusura della consultazione tripartita.
6. Almeno una volta all'anno e comunque ogni volta che sia ritenuto opportuno dalle parti, su convocazione del Presidente del Comitato, i soggetti coinvolti si riuniscono per le attività in consultazione tripartita di cui all'articolo 3, commi 1 e 2, lettera a).
7. Nei casi di cui al articolo 3, comma 2, lettera b) i tempi per la consultazione non possono comunque eccedere quelli previsti dall'articolo 8 del d.P.C.M. del 27 settembre 2016.

#### Articolo 6

(Disposizioni transitorie e finali)

1. Restano ferme le previsioni di cui:

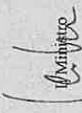
- a. agli articoli 12 comma 2, 13 comma 2 e allegato I paragrafi 2, punto 3), 3 punto 2), 6 punto 2), del D.Lgs. 145/15 per la consultazione dei lavoratori per la redazione della relazione grandi rischi;
  - b. all'articolo 35 del D.Lgs. 81/2008 e all'articolo 8 del D.Lgs. n. 624/1996, per lo svolgimento delle riunioni periodiche.
2. Lo schema di accordo di cui articolo 4, comma 1, è adottato entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

#### Articolo 7

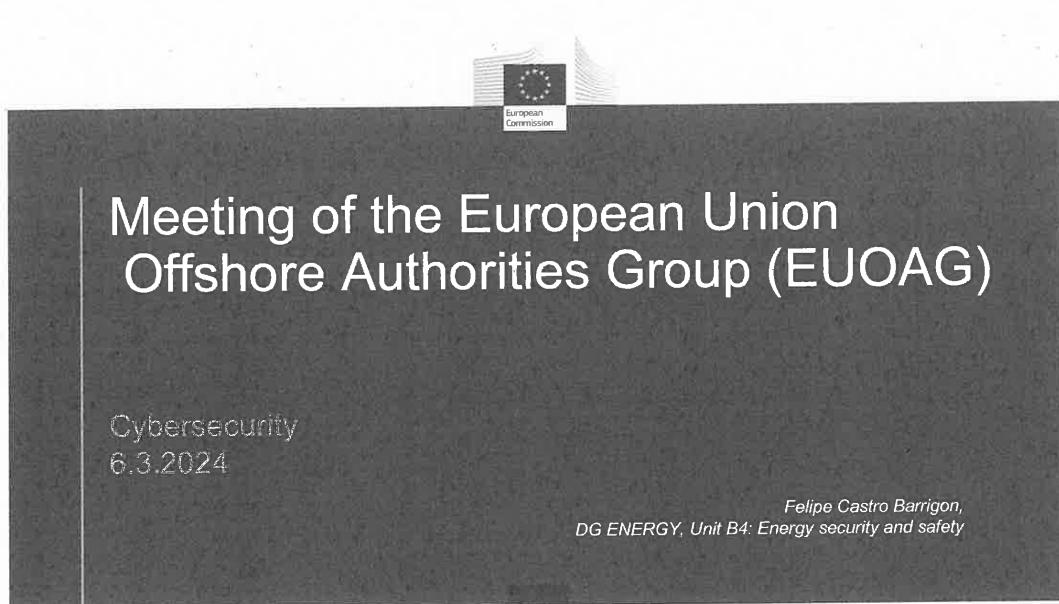
(Invianza finanziaria)

1. I soggetti coinvolti provvedono all'attuazione del presente decreto nell'ambito delle proprie attività istituzionali ed utilizzando a tale fine le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.
2. In ogni caso, dall'attuazione del presente decreto non derivano nuovi o maggiori oneri né minori entrate a carico della finanza pubblica.

Il presente decreto sarà trasmesso agli organi di controllo per gli adempimenti di competenza e pubblicato sul sito istituzionale del Ministero dello sviluppo economico.



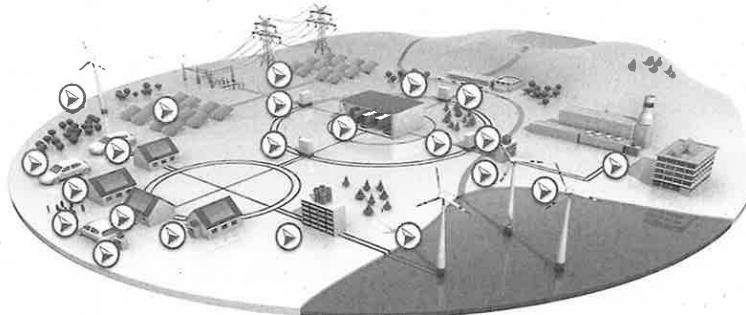
5 LUG. 2017



## Cybersecurity in energy: context

- The energy sector, and in particular electricity, is undergoing a profound transformation, characterised by more decentralised markets with more players, a higher proportion of energy from renewable sources, and more digitalised and interconnected systems.
- The digitalisation of the energy system can deliver a strong contribution to energy security and climate goals, by making our energy system more efficient, more flexible and more resilient.
- But it also brings along new challenges related to the cybersecurity of our European energy infrastructure and the reliance of its electricity grid.
- Cybersecurity is, now more than ever, a key horizontal requirement for a secure and robust energy system.

## Building the future grid

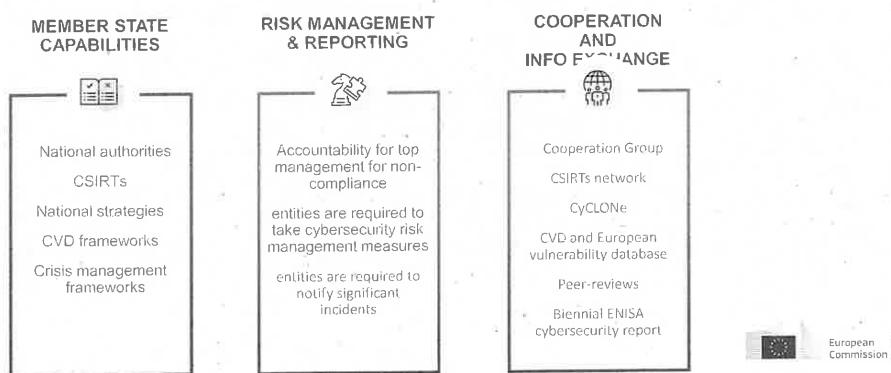


= Smart Grid + connected IT everywhere

➤ *Increased risk of cyber-attacks!*

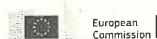


## NIS2: Directive on measures for a high common level of cybersecurity across the Union



## Cyber Resilience Act: Main elements

- **Cybersecurity rules** for the placing on the market of hardware and software
- Based on **New Legislative Framework** (well-established EU product-related legislative setting)
- **Obligations** for manufacturers, distributors and importers
- Cybersecurity **essential requirements** across the life cycle (5 years)
- Harmonised **standards** to follow
- **Conformity assessment** – differentiated by level of risk
- **Market surveillance and enforcement**



## Network Code on cybersecurity Scope and objectives

- Applies to **Electricity**. Inside, the scope is limited to entities with impact on **cross-border** electricity flows
- the **risk assessment** will identify which entities are most relevant and what **security measures** they need to apply
- **complementing and building upon NIS2** to include sector-specific cybersecurity requirements, notably involving both key stakeholders in **electricity** and **cybersecurity** governance frameworks
- it provides more **precise instructions and procedures**, leveraging existing **electricity mechanisms** to prevent and react to electricity incidents and **streamlining the communication to cybersecurity authorities** once a cybersecurity root cause is identified
- designed by **electricity stakeholders** together with **cybersecurity experts**, for the **electricity sector**.



## Wind Power Action Plan: Improved auction design

- Action 4 proposes a set of non-discriminatory, objective and transparent pre-qualification criteria related to cyber security reinforcing the cyber-resilience of wind installations.
- Action 5 calls for identification of cybersecurity risks relevant to wind energy installations and related infrastructure, including data protection aspects, in view of assessing whether these could be exploited to damage economic security or the security of electricity supply in the EU.



 European Commission

## Expert groups and exchanges with international organizations

- The Expert Group 2 (EG2) of the Smart Grids Task Force was tasked over the last 5 years with several topics, such as
  - drafting recommendations to the European Commission for the Implementation of Sector-Specific Rules for Cybersecurity Aspects of Cross-Border Electricity Flows, on Common Minimum Requirements, Planning, Monitoring, Reporting and Crisis Management (2019).
  - In addition, the subgroup is currently working on two research topics: a) identification of reference digital architectures that describe a typical smart grid systems; and b) a mapping of existing cybersecurity standards/legislations in the energy sector.
- Over the last years, cybersecurity in the energy sector was discussed with international partners, such as the G7 in the monthly meetings on Cybersecurity for Digital Energy Infrastructure Systems. Also, several bilateral discussions on sector specific legislation including cybersecurity took place with counterparts of the US. Further, ENER participated in diverse exercises with a cyber and energy component.

 European Commission



## OSPAR Convention

- Art 5. Pollution from offshore sources
- Annex III on the prevention and elimination of pollution from offshore sources





## Decision 98/3 Disposal of Disused Offshore Installations



### THE OSPAR ACQUIS: DECISIONS, RECOMMENDATIONS & AGREEMENTS

The OSPAR Acquis - the Decisions, Recommendations and Other Agreements that constitute the accumulated body of OSPAR measures and actions

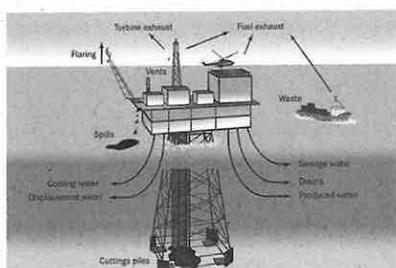
### OSPAR's measure related to decommissioning

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



### Monitoring

- Installations with emissions and discharges covered by OSPAR measures
- Produced and displacement water
- Installations exceeding the 30 mg/l performance standard for dispersed oil
- Organic phase drilling fluids (OPF) and cuttings
- Accidental spillages of oil and chemicals
- Emissions to air
- Use, discharge and spills of offshore chemicals and plastics, microplastics and nanomaterials
- Gross production of the year
- Risk Based Approach Reporting and progress



EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot: 2025/0000251JTNC

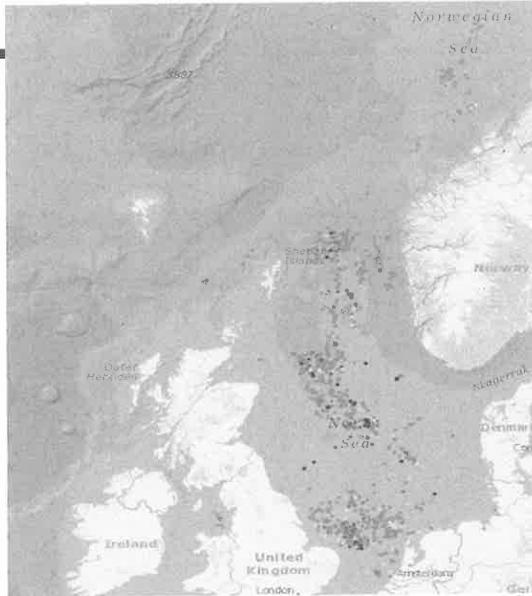


## Inventory

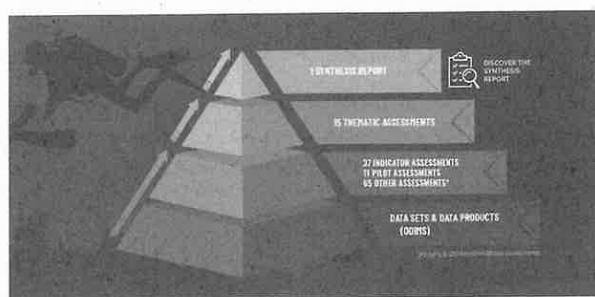
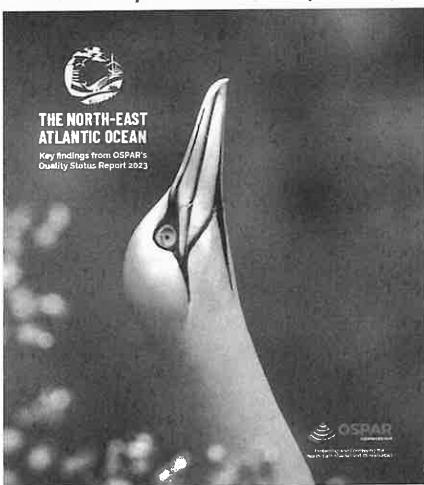
Installations in the North-East Atlantic  
(>1300)

- Operational
- Decommissioned
- Closed down
- Unknown
- Derogation
- Being dismantled
- Under Construction

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



## Quality Status Report (2023)



<https://oap.ospar.org/en/ospar-assessments/quality-status-reports/gsr-2023/>

02-The North East Atlantic Ocean Key Findings from OSPARs GSR 2023 (interactive PDF)





## North-East Atlantic Environment Strategy (NEAES) 2030

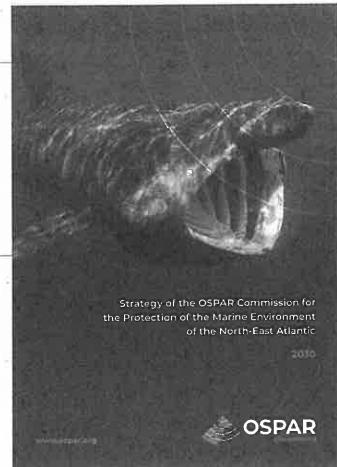
To achieve clean seas

**Strategic objective 2:** Prevent pollution by hazardous substances, by eliminating their emissions, discharges and losses.

To achieve productive and sustainably used seas

**Strategic objective 9:** Safeguard the structure and functions of seabed/marine ecosystems by preventing significant habitat loss and physical disturbance due to human activities.

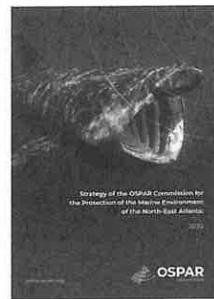
EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



## 3 Tasks related to decommissioning



Derogations from the total removal of disused oil and gas installations remain exceptional



Review of the derogation categories

Promote and advance decommissioning technologies

Harmonised Comparative Assessment Methodology

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot: 2025/0000251JTNC

OSPAR  
COMMISSION

TASK

Review of the derogation categories under Decision 98/3  
Disposal of Disused Offshore Installations

The dumping, and the leaving wholly or partly in place of disused offshore installations

Derogation categories (excluding topsides) (Annex 1)

- footings of existing steel installations  $\geq$  10,000 tonnes
- floating or gravity-based concrete installations
- concrete anchor-bases that could affect other uses of the sea
- any other case of exceptional and unforeseen circumstances (structural damage, deterioration)

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



Clarify that cell contents of concrete gravity-based structures are not part of the offshore installation



JOURISTS &amp; LINGUISTS

OSPAR  
COMMISSION

TASK

## Promote and advance decommissioning technologies

- Develop an approach and action plan to reduce the categories eligible for derogation
- OIC 2023 agreed to prioritise the steel jacket study
- OIC 2024 expected discussions on the increasing in lift capabilities for removing topsides and steel jacket installations
- Potential approach to lift contractors?

Decision 98/3 sets the limit for  
footings of existing steel installations  
at 10,000 tonnes in air

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



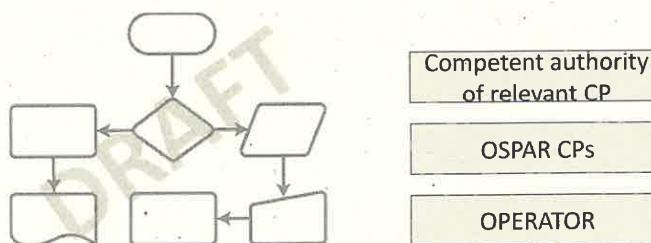
Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot: 2025/0000251JTNC



TASK

Develop Comparative Assessment Methodology

- Guidelines on the application of the OSPAR Decision 98/3 to assess the disposal options and eliminate any bias towards the “leaving in place” option in place



Methodology (flowchart) to ensure  
technology development

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



TASK

Develop Comparative Assessment Methodology



#### CRITERIA FOR CONSIDERATION OF DEROGATION

- OSPAR measures e.g. Decision 98/3
- Use of up-to-date safety assessments of risk and incidents
- Stakeholder engagement/consultation and independent reviews
- Access to supporting studies/reports

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot: 2025/0000251JTN



## Conclusions

### Implementation of Decision 98/3 Disposal of Disused Offshore Installations

**170**

**DECOMMISSIONED**

**22**

**59**

CONCRETE GRAVITY BASED STEEL JACKET >10,000 TONNES

**10**

**DEROGATIONS**

**5**

**5**

CONCRETE GRAVITY BASED FOOTINGS OF STEEL JACKET

Consultative process

2 Special Consultative Meetings

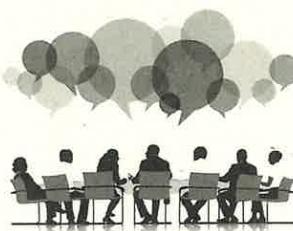
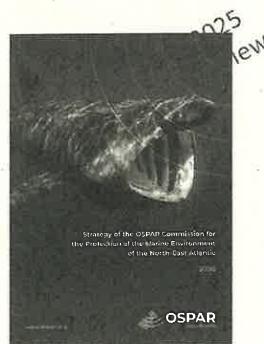
3 Tasks under the Strategy

EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



## Conclusions

### OIC 2024 discussions next week

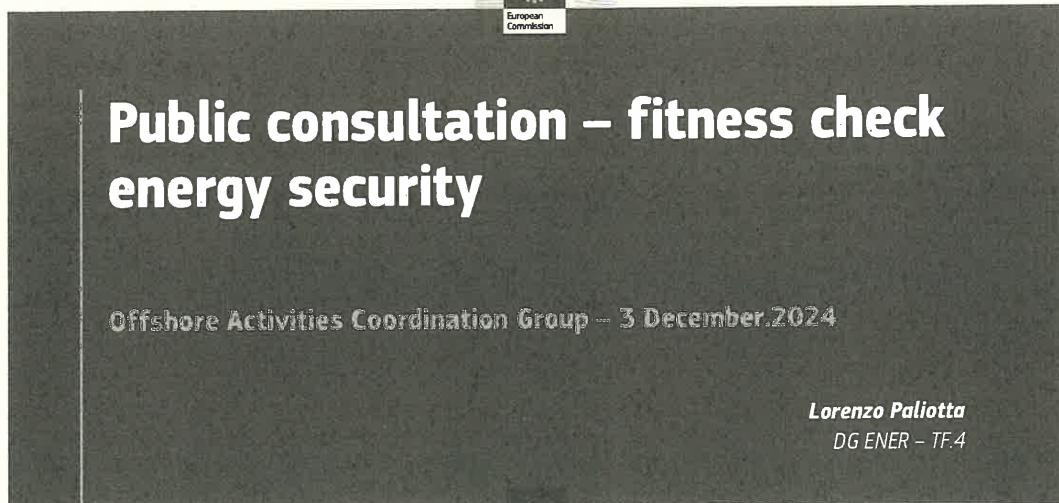


- Operational objectives
- Tasks

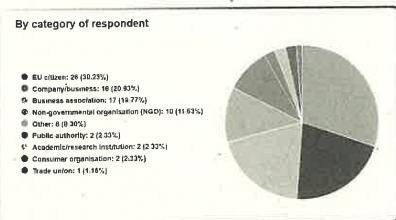
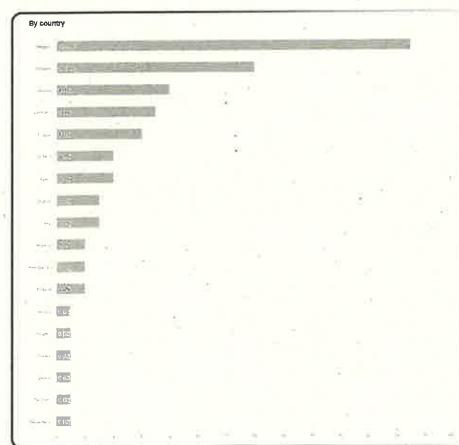
EU Offshore Authorities Group, Brussels, March 2024



Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot: 2025/0000251JTNC



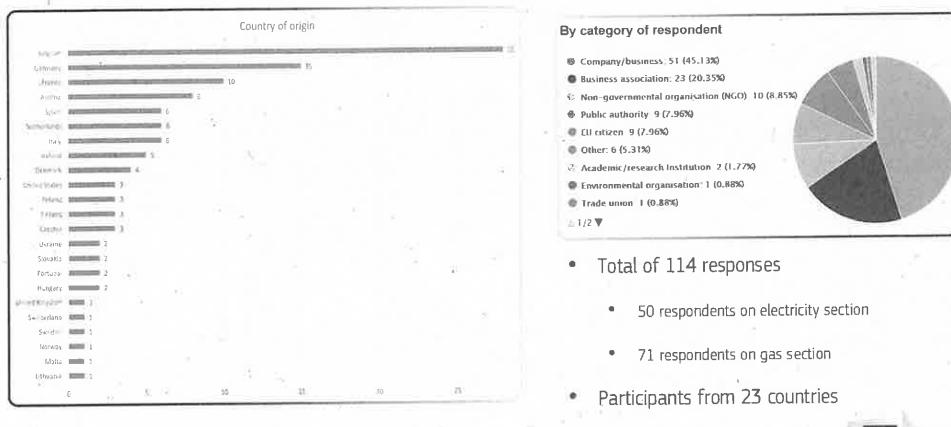
## Responses call for evidence



- Total of 86 valid responses (+4 non-valid responses)
- Wide variety of actors from 18 different countries (3 non-EU)

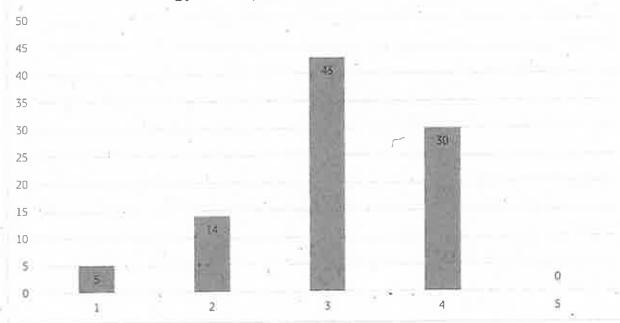


## Responses public consultation



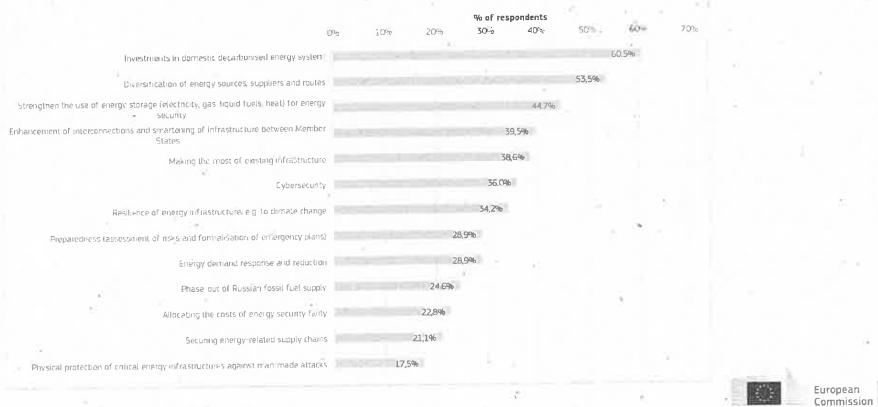
## Grading of the current EU energy security framework

Q21. How would you grade the functioning of the current EU energy security framework? (average: 3.07/5)



## Priorities for Energy security framework

Q23. Which of the following objectives do you consider the most important for the EU energy security architecture?



## Mentions of “offshore” in public consultation replies

“**Offshore infrastructure**, including gas pipelines, undersea cables, and wind farms, also faces unique vulnerabilities. These assets suffer from limited monitoring and protection against physical threats such as sabotage.”

“**Offshore pipelines** (in international waters) is becoming the biggest weakness in the interconnected gas network. Unclear who is responsible for protection and how to improve its protection.”

“Special attention should be given to the **security of subsea and offshore infrastructure**.”

“The increasing decentralisation of energy generation such as expanded **offshore wind power** comes with benefits but also vulnerabilities.”

“Other areas of energy security cooperation with well-interconnected countries include projects such as **Offshore Hybrid Assets**, where generators combine with interconnectors, potentially helping to increase energy security and overall social welfare.”



## Mentions of « offshore » in CfE

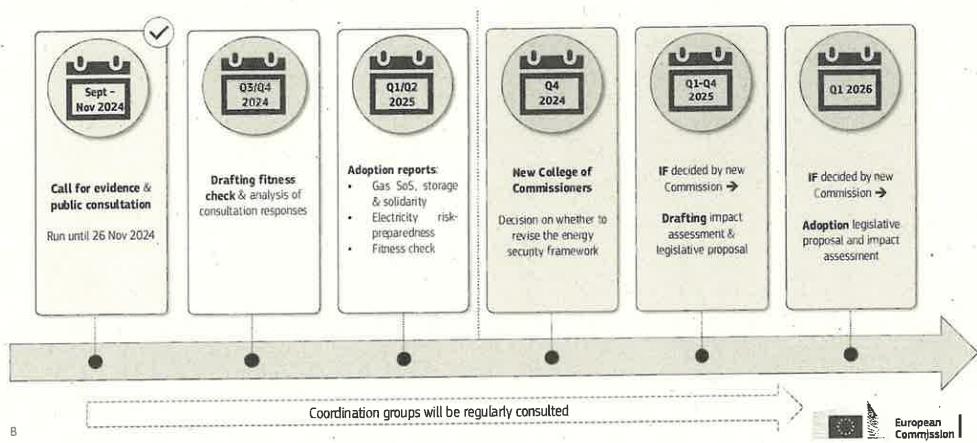
### 4 Offshore hybrid projects

The future electricity system will require more cross-border offshore infrastructure. Protecting this infrastructure will be a common responsibility and will require clear rules on responsibilities, contingencies and cooperation.

The benefits of offshore wind power will extend beyond the border of hosting Member States. Especially with offshore hybrid assets: wind farms connecting two or more countries using interconnectors. Offshore hybrids would save CAPEX in transmission capacity and better use space at sea and onshore by requiring fewer landing points to connect to the grid. Furthermore, they would increase electricity trading across borders strengthening the internal market and improving energy security. The EU security framework should develop further methodologies to better quantify such benefits.



## Next steps



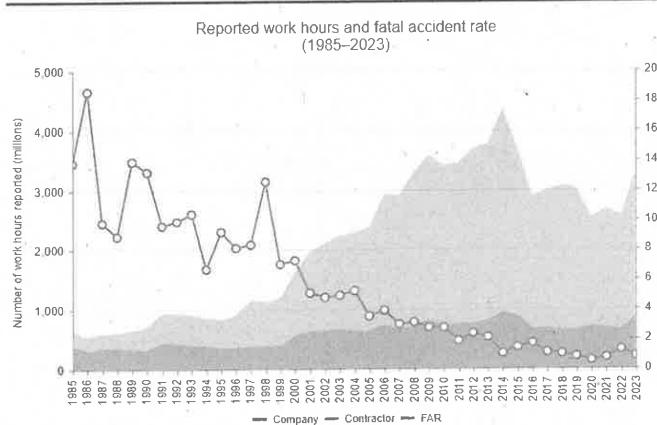


## IOGP Safety Performance Indicators 2023

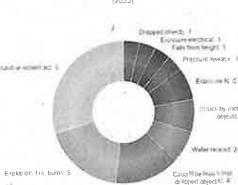
Offshore Europe  
December 2024



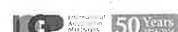
## Global Safety Data 2023



Number of fatalities by cause (2023)



- In 2023 30% of fatalities were 'Assault or violent act' (8 fatalities in 2 separate incidents).
- 'Explosion, fire or burns' accounted for 19% of the fatalities, with 5 fatalities in 3 separate incidents.

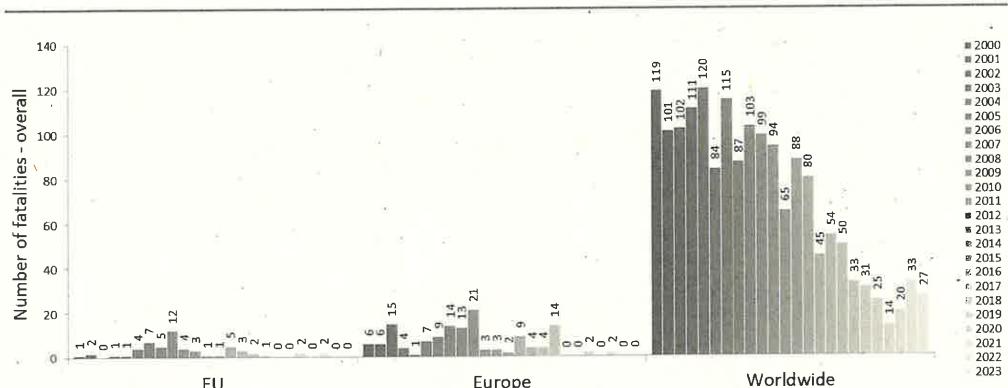


2



Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot: 2025/0000251JTNT

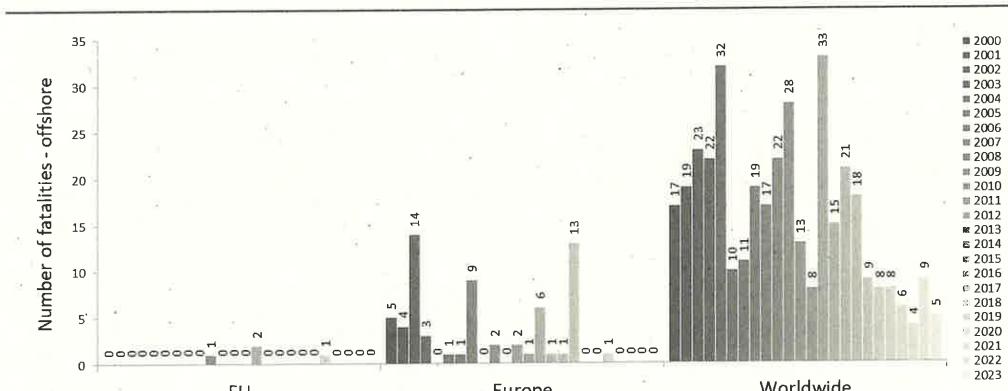
### Fatalities overall (onshore + offshore)



3 Note: EU excludes non-EU countries including Albania, Norway and UK



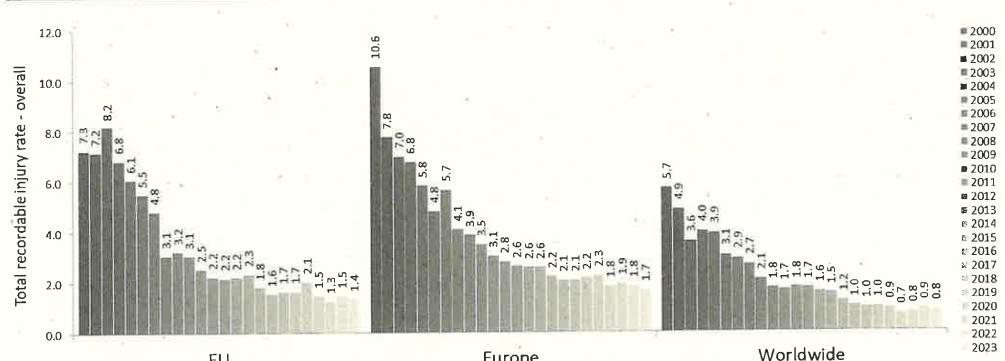
### Fatalities offshore



4 Note: EU excludes non-EU countries including Albania, Norway and UK



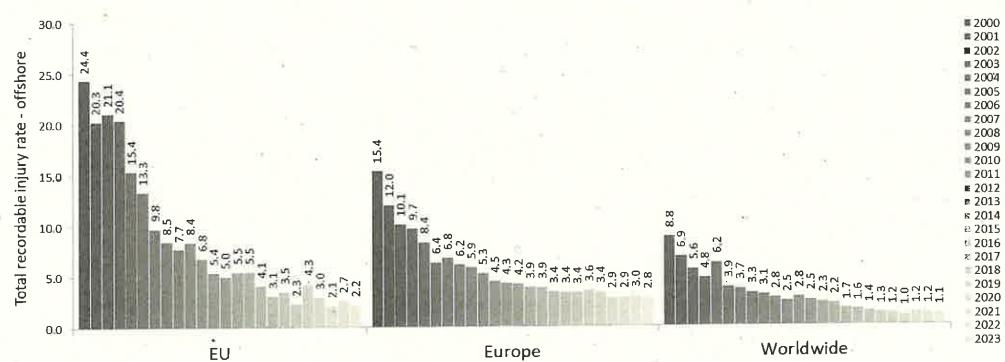
### Total recordable injury rate (TRIR) overall (onshore + offshore)



5 TRIR: The number of recordable injuries (fatalities + lost work day cases + restricted work day cases + medical treatment cases) per million hours worked.



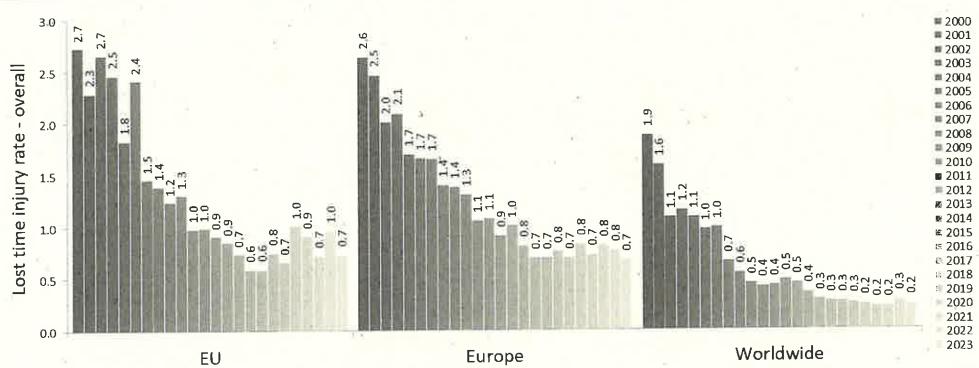
### Total recordable injury rate (TRIR) offshore



6 TRIR: The number of recordable injuries (fatalities + lost work day cases + restricted work day cases + medical treatment cases) per million hours worked.



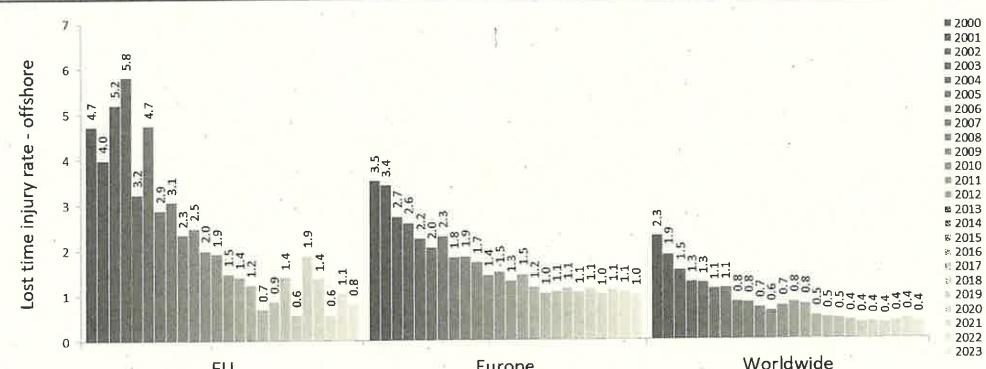
### Lost time injury rate (LTIR) overall (onshore + offshore)



7 LTIR: The number of lost time injuries (fatalities + lost work day cases) per million hours worked.



### Lost time injury rate (LTIR) offshore



8 LTIR: The number of lost time injuries (fatalities + lost work day cases) per million hours worked.



## Safety Directorate Focus Areas



Development and adoption of IOGP Safety Recommended Practices

Publish safety data and enhance data to include leading indicators

Increase collaboration and engagement between IOGP and selected partners to maximise effectiveness

Co-ordinate activities designed to improve safety culture, including human performance initiatives

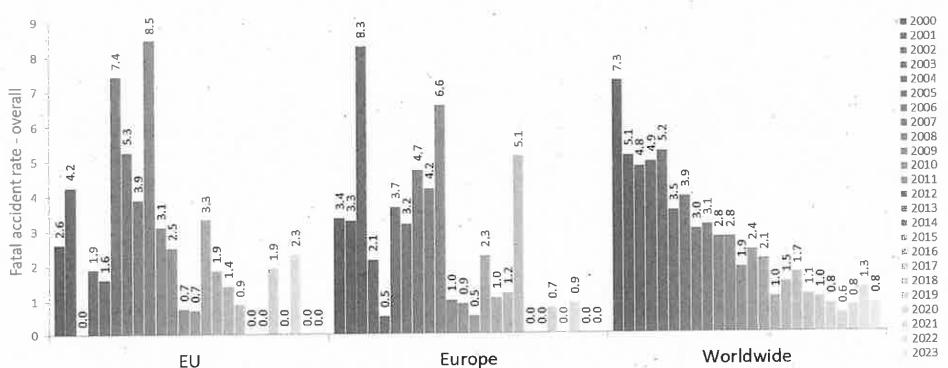
9



10



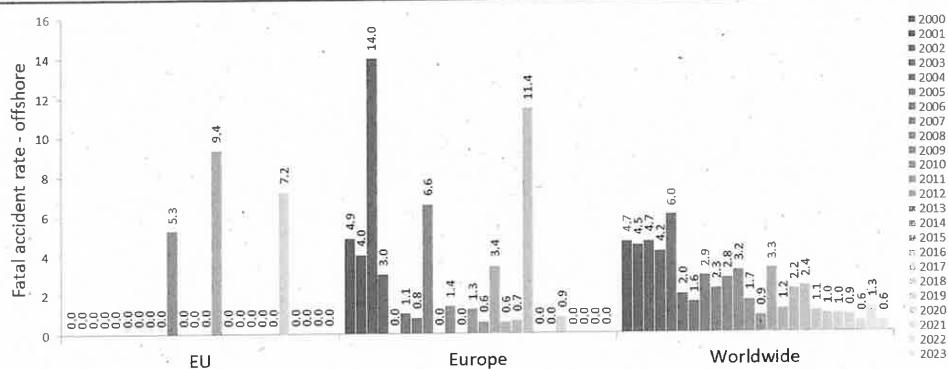
### Fatal accident rate (FAR) overall (onshore + offshore)



11 FAR: The number of company/contractor fatalities per 100 million hours worked.



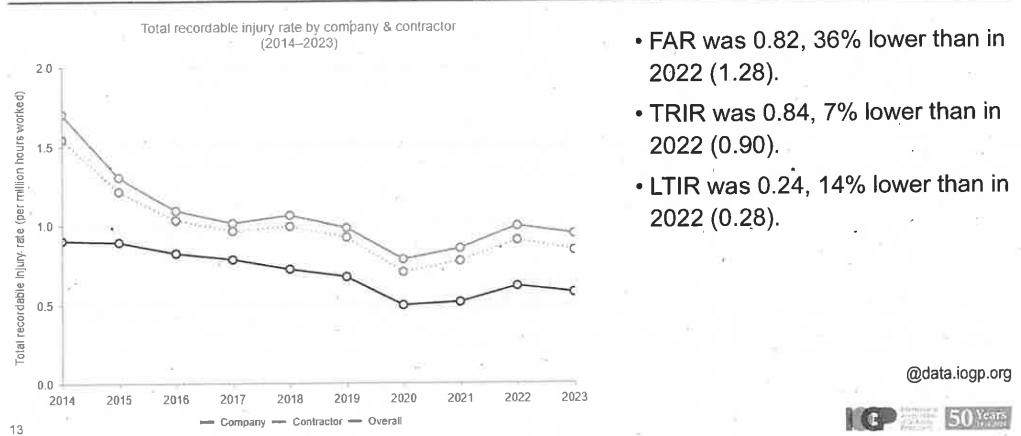
### Fatal accident rate (FAR) offshore



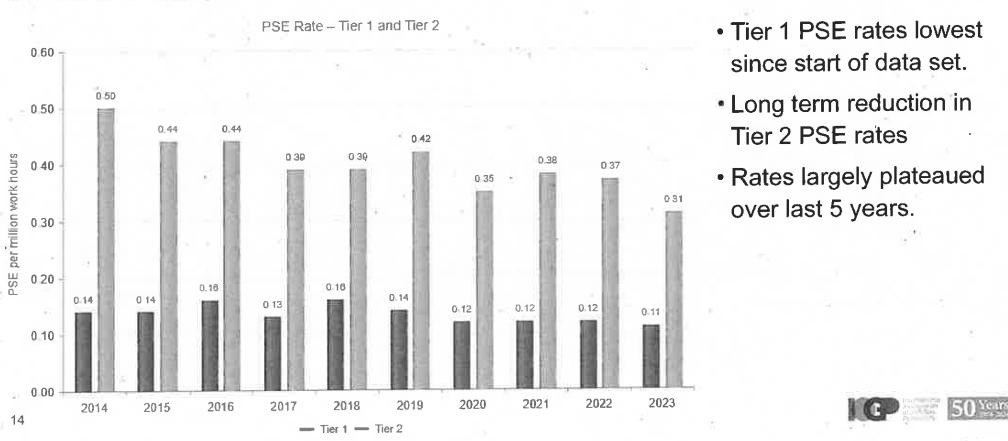
12 FAR: The number of company/contractor fatalities per 100 million hours worked.



## Safety data 2023

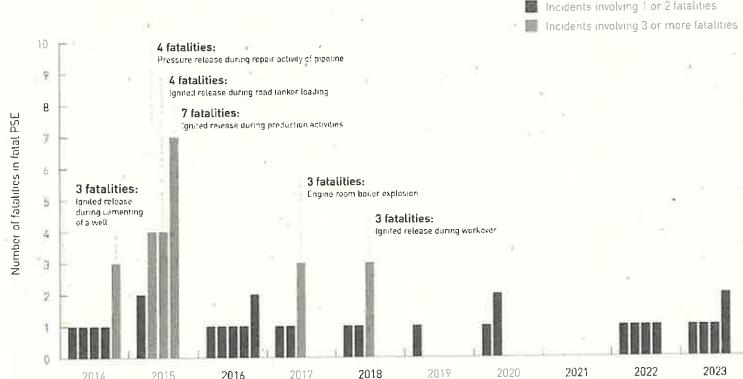


## Process Safety Events 2023



## Process Safety Events 2023

### Tier 1 PSE involving fatalities (2014 to 2023)



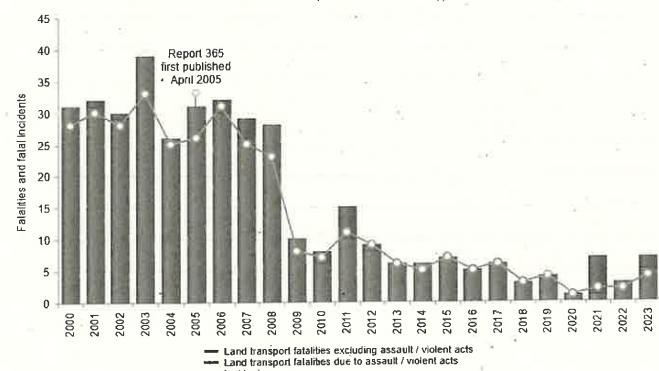
- Over the last 10 years on average one fatal PSE every 3-4 months.

@data.iogp.org



## Land transport fatalities 2023

### Work-related land transport fatalities reported to IOGP



- In 2023, 7 land transportation-related fatalities were reported, representing 26% of all work-related fatalities reported to IOGP.
- In total, between 2000 and 2023, 375 work-related land transport fatalities associated with 329 fatal incidents have been reported to IOGP.
  - 23 resulted from assaults or violent acts.

@data.iogp.org





## *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*

DIPARTIMENTO ENERGIA

EX - DIREZIONE GENERALE INFRASTRUTTURE E SICUREZZA

*Divisione V – Rilascio titoli minerari e normativa tecnica nel settore delle geo risorse; sezione laboratori e servizi tecnici*

### **INCONTRO DI AGGIORNAMENTO SUGLI ACCORDI DI RICERCA CLYPEA TRA LA EX DGIS DEL MASE E GLI ENTI/UNIVERSITÀ**

Martedì 11 giugno 2024 - Accademia delle Scienze XL,  
Via Lazzaro Spallanzani, 5/a-7, 00161 Roma RM

#### **Programma**

**09:30 – 10:00 *Registrazione***

**10:00- 10:15 *Saluti e Introduzione***

**10:15-10:30 *Aggiornamento Circolare per le capacità tecnico economiche degli operatori***

Interviene: CRIET

**10:30-11:15 *Circolazione di fluidi in zone estensionali e a pieghe e sovrascorimenti: studio di analoghi onshore per pianificare il monitoraggio offshore***

Interviene: Dipartimento di Scienze della Terra (DTS) dell'Università di Roma La Sapienza, Istituto di Geologia Ambientale e Geoingegneria (IGAG) del CNR

**11:15 - -12:00 *Progetto SPIN***

Intervengono: Dipartimento della Protezione Civile; Istituto Nazionale Geofisica e Vulcanologia - INGV; Consiglio Nazionale delle Ricerche, Istituto di Scienze Marine CNR ISMAR; Università degli studi Alma Mater di Bologna - DIFA; Ricerca Sistema Energetico RSE S.p.A.; RELUIS; Eucentre.

**12:00 - 12:30 *Monitoraggio delle deformazioni del suolo***

Intervengono: Consiglio Nazionale delle Ricerche- Istituto per il Telerilevamento elettromagnetico dell'ambiente - CNR IREA, Università di Bologna DICAM

**12-30- 13:00 *Domande e discussione***

**13:00-14:00 *Pranzo presso La Limonaia***

**14.00 – 15:00 *Valutazione potenziale minerario nazionale***

Intervengono: Istituto Nazionale Geofisica e Vulcanologia - INGV; Ricerca Sistema Energetico RSE S.p.A.; Centro Ricerca Interuniversitario in Economia del Territorio - CRIET

**15:00 - 15:15 *Sicurezza delle attività offshore***

Intervengono: Marina Militare; Università degli studi Alma Mater di Bologna - DICAM

**15:15- 15:30 *Aggiornamento Linee Guida Relazione Grandi Rischi***

Intervengono: Università degli studi Alma Mater di Bologna - DICAM



**15:30 – 16:00 Progetto per la sicurezza e la transizione energetica: Accordo Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza e Politecnico di Torino**

Interviene: *Politecnico di Torino*

**16.00-16.30 - Discussione e domande**

*Piano del Mare. Audizione afferente al tema “Transizione ecologica dell’industria del mare”. Roma, 21 maggio 2024*

**Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (ex dlgs 18 agosto 2015, n. 145)**

Ezio MESINI – Presidente del Comitato - [ezio.mesini@unibo.it](mailto:ezio.mesini@unibo.it)

**PREMESSA** - Il presente documento aggiorna e integra quanto già presentato dal Presidente del *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare* nelle Audizioni del 10 Maggio 2023 afferente alla tematica *“Risorse energetiche, subacquea e geologia marina”* e 23 maggio 2023 afferente alla tematica *“Sicurezza; promozione e proiezione del sistema-mare nazionale a livello internazionale”*.

**IL COMITATO** - Il 2010 si aprì con un avvenimento che resterà impresso nella storia dell’upstream mondiale: il grave incidente al pozzo Macondo della piattaforma di perforazione *“Deepwater Horizon”* nel Golfo del Messico che costrinse l’opinione pubblica mondiale e l’industria petrolifera a riflettere sui limiti dello sviluppo e sulla piena attuazione del principio di precauzione. L’Italia che da oltre 50 anni operava offshore in condizioni eccellenti, producendo gas principalmente da strutture di piccole dimensioni e in acque poco profonde da giacimenti a bassa pressione, bassa temperatura e limitata profondità, condizioni molto diverse da quelle del Golfo del Messico o dello stesso Mare del Nord Europa, divenne un Paese molto attento e preoccupato per i rischi connessi all’esercizio dei propri impianti. Tra i primi i interventi normativi - messi in atto quando l’incidente al pozzo Macondo non era ancora stato risolto – vi è da ricordare il Decreto Legislativo n.128 del 28 giugno 2010, il cosiddetto *“Decreto Prestigiacomo”*, dell’allora Ministro dell’Ambiente che introducesse nel *“Codice dell’Ambiente”* (art. 6, comma 17) regole più restrittive le regole in materia di protezione ambientale. Venne infatti un’area di divieto delle attività minerarie, rappresentata dalla fascia delle 12 miglia dalle linee di coste e dalle aree protette, che inizio a porre specifici limiti geograficamente individuabili, rallentando e poi precludendo le nuove attività vicine alle coste. Si aprirono polemiche relative alle aree estrattive che portarono al referendum popolare del 2016 che, pur non raggiungendo il quorum, si assicurò l’obiettivo di bloccare gli sviluppi delle attività di ricerca e coltivazione precedentemente varate con il cosiddetto Decreto *“Sblocca Italia”*. In Europa, a livello normativo, l’incidente occorso al pozzo Macondo diede origine alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi fissandone gli standard minimi di sicurezza al fine di ridurre le probabilità di accadimento di incidenti gravi, limitandone le conseguenze e così aumentando la protezione dell’ambiente marino. La Direttiva comunitaria è stata successivamente recepita in Italia con il Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n.145. Organo di riferimento del Decreto Legislativo n.145 è il **Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare**, che svolge funzioni di Autorità Competente 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 in caso di accadimento. Il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare opera con indipendenza dalla funzione di rilascio delle licenze per le operazioni a mare, Il Comitato ha sede presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, (via C. Colombo, 44 - Roma), dove è costituita la sua segreteria.

**FUNZIONI E COMPOSIZIONE** - 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. Nello specifico è responsabile delle seguenti funzioni:

controllo sul rispetto da parte degli operatori del D.lgs. 145/2015 anche mediante ispezioni, indagini e misure sanzionatorie; elaborazione di piani annuali volti a verificare che vi sia un controllo efficace dei grandi rischi, basato su opportuni sistemi di gestione ed in conformità ai documenti presentati per la valutazione dei rischi; supporto e consulenza ad altre autorità o organismi, compresa l'autorità preposta al rilascio delle licenze;

elaborazione della Relazione annuale al Parlamento concernente le attività svolte dal Comitato ed il Report annuale sullo stato e la sicurezza dell'upstream offshore nazionale alla Commissione Europea secondo quanto disposto dal Regolamento di esecuzione UE n.1112/2014);

collaborazione con la Commissione Europea e le autorità competenti degli Stati membri (Gruppo di lavoro EUOAG, *European Offshore Authorities Group*),, attraverso lo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze concernenti, in particolare, il funzionamento delle misure per la gestione del rischio, la prevenzione degli incidenti gravi, le verifiche di conformità e la risposta alle emergenze.

Il Comitato è composto da un esperto che ne assume la presidenza, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, per una durata di 3 anni, dal Direttore dell'UNMIG, dal Direttore della Direzione generale Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, dal Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto-Guardia Costiera, dal Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare.

**SINTESI DELLA RELAZIONE DEL COMITATO AL PARLAMENTO ANNO 2023: FOCUS SULLA SICUREZZA CON PROIEZIONE A LIVELLO INTERNAZIONALE** - L'attività del Comitato sta proseguendo nel rispetto delle sue funzioni di regolamentazione, ispezione e controllo degli impianti industriali petroliferi installati nei mari italiani. Si tratta di 140 impianti di varie tipologie, di cui 14 relativi alla produzione (presente o passata) di olio e i rimanenti 126 relativi alla produzione (presente o passata) di gas. In particolare, la Relazione 2023 (riportata al sito del Senato della Repubblica <https://www.senato.it/service/PDF/PDFServer/DF/436818.pdf>, dopo avere descritto il quadro generale entro cui opera il Comitato, riporta l'attività svolta, descrivendo: (1) gli impianti esistenti; (2) gli impianti in dismissione mineraria); (3) le ispezioni effettuate anche congiuntamente dalle amministrazioni componenti il Comitato; (4) i dati relativi agli incidenti occorsi; (4) l'attività in collaborazione con la Commissione europea; (5) Sintesi cumulativa degli ultimi 8 anni (2016 -2023)

dei dati relativi alle ore effettive lavorate, produzioni, ispezioni, e incidenti (per la prima volta tale sintesi viene riportata rispetto alle precedenti Relazioni trasmesse al Parlamento); (6) Prospettive future.

#### **SINTESI ATTIVITA'**

- DOCUMENTI DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA. Sono stati definiti e sottoscritti - unitamente ai Rappresentanti degli Operatori (Eni, EniMed ed Energean) ed ai Rappresentanti Sindacali (FILTEM-CGIL, FEMCA-CISL, UILTEC) – i “Documenti di Consultazione Tripartita” che regolano la formazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.
- A livello Europeo si continua ad attendere la annunciata revisione della Direttiva Europea 2013/30/EU. Temi su tavolo di discussione a livello europeo sono legati a: (1) recenti sviluppi in materia di sicurezza offshore, incidenti, esperienze comuni, buone pratiche e dismissione di piattaforme; studio finanziato dalla Commissione Europea dal titolo: *Study on Decommissioning of offshore oil and gas installations: a technical, legal and political*. (2) Prevenzione da attacchi informatici e fisici (*cyber-physical attacks*) a impianti-piattaforme/oleodotti: iniziative della Commissione europea; (3) l’analisi costi e benefici, partecipazione pubblica, responsabilità civile e garanzie finanziarie.

Inoltre, con la Commissione Europea si sta continuando a lavorare congiuntamente alle autorità competenti europee per i necessari approfondimenti ed aggiornamenti ai Piani di Risposta Esterne all’Emergenze, che fanno seguito a due precedenti del Joint Research Center per la Commissione (1 - *Overview of Member States compliance with the requirements of Directive 2013/30/EU concerning External Offshore Emergency Response Plans*, JRC, 2018); 2- *External emergency response plans: best practices and suggested guidelines* , JRC, 2018).

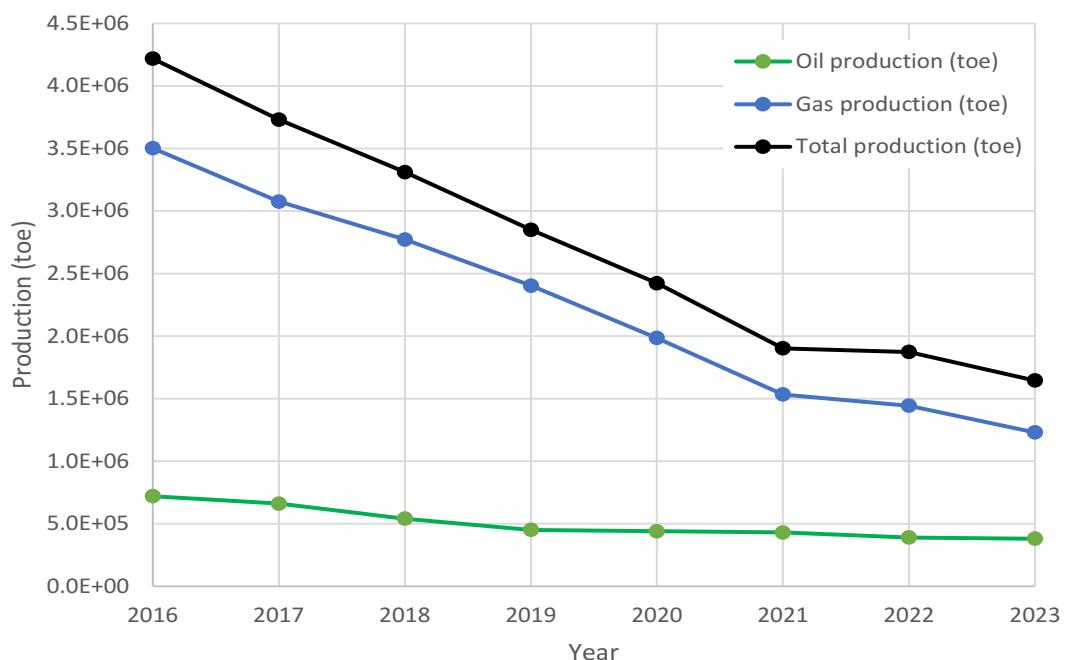
#### **SINTESI DATI 2023 (Incidenti e Infortuni, Produzione di idrocarburi)**

**INCIDENTI E INFORTUNI.** Nel 2023, nel settore upstream offshore, sono stati registrati 2 infortuni (1 lieve e 1 grave) e nessun infortunio fatale. Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale. Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti: 3.011.307

**PRODUZIONE.** Produzione totale idrocarburi: 1,65 MTEP. Produzione di petrolio a mare: 0,38 MTEP (per confronto anno 2021 0,43 MTEP, anno 2020, 0,44 MTEP, anno 2019 0,45 MTEP, anno 2018: 0,54 MTEP, anno 2018, 2017: 0,72 MTEP). Produzione di gas a mare: 1,50 GSMC .

#### **SINTESI DATI 2016-2023 (Incidenti e Infortuni, Produzione di idrocarburi)**

Viene qui riportata una sintesi cumulativa degli ultimi 8 anni (2016 -2023) dei dati relativi alle produzioni, ore effettive lavorate, ispezioni e incidenti. Si riporta nella sottostante Figura la produzione di idrocarburi dall’offshore nazionale. In particolare appare la produzione di gas, quella di petrolio e la produzione equivalente, in Milioni di Tonnellate di petrolio equivalente (MTEP). L’esame della Figura mostra come la produzione totale di petrolio equivalente abbia registrato una continua diminuzione (pari a circa il 60 %), passando dalle 4.22 MTEP del 2016 alle 1.65 MTEP del 2023.

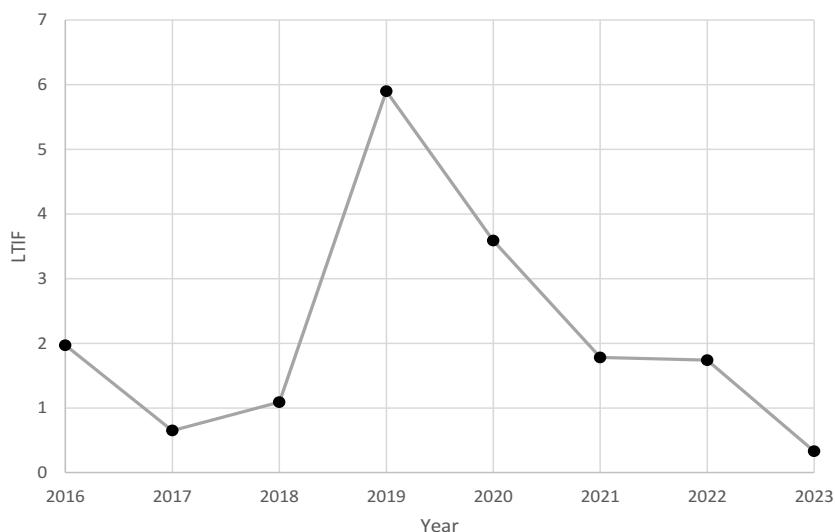


Nella Tabella successiva vengono riportati, per gli anni dal 2016 al 2023, il monte ore lavorate, i dati risultanti dagli incidenti (mortali, gravi e non gravi) verificatesi, il numero di ispezioni effettuate da parte degli enti afferenti al Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare, il numero di impianti ispezionati e il numero di persone/giorno coinvolte nelle ispezioni.

Anno	Ore lavorate	Incidenti mortali	Incidenti gravi	Incidenti non gravi	Ispezioni effettuate	Persone/giorno per ispezioni	Impianti ispezionati
2016	3045243	0	5	6	401	408	100
2017	3056478	0	1	2	289	366	88
2018	3669101	0	4	4	236	234	86
2019	2710426	1	9	16	191	168	71
2020	1947435	0	4	7	164	156	69
2021	2240788	0	2	4	222	339	164
2022	2304779	0	0	4	291	325	257
2023	3011307	0	1	1	238	241	238

I dati della Tabella mostrano che casi di infortunio si sono verificati in tutti gli anni analizzati. Il numero degli infortuni non deve essere considerato in termini assoluti, poiché è, in generale, funzione dell'esposizione dei lavoratori alle diverse attività svolte. Il *“Lost Time Injury Frequency”* (LTIF) è un indicatore consolidato per la valutazione dei rischi professionali: esso descrive la

frequenza degli incidenti che hanno causato un incidente. Misura il numero di eventi incidentali mortali e non mortali avvenuti in un periodo di esposizione convenzionale di 1.000.000 di ore (UNI EN 7249:2007). L'equazione che descrive l'indice LTIF è data da:  $LTIF = N/E \times 10^6$ , dove **N** identifica il numero di eventi infortunistici avvenuti nel periodo di esposizione considerato, ed **E** rappresenta una misura di esposizione al rischio, in questo caso, le ore lavorate dagli operatori in attività offshore. Il termine **10<sup>6</sup>** è semplicemente un fattore moltiplicativo che rende leggibile il numero. L'andamento di LTIF nel periodo considerato (2016-2023) è riportato nella Figura sottostante. Da essa si evidenzia che, ad eccezione di alcuni anni in cui si sono verificati diversi infortuni, LTIF è generalmente costante nel tempo, nonostante le variazioni del numero di ore lavorate. Il valore medio di LTIF nel periodo di 8 anni è 2,0. In altre parole, mediando i valori degli eventi incidentali sul monte ore lavorato negli ultimi 8 anni (2016-2023) di attività offshore, emerge che per ogni milione di ore lavorate sono occorsi 2 incidenti.



i Componenti del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

Marilena Barbaro (MASE – ex DG IS)

Giuseppe Berutti Bergotto (Marina Militare)

Nicola Carlone (CP-Guardia Costiera)

Eros Mannino (Vigili del Fuoco)

Ezio Mesini (Presidente)

Oliviero Montanaro (MASE – ex DG PNM)



Bruxelles, 16.11.2020  
COM(2020) 732 final

**RELAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL  
CONSIGLIO E AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO**

**recante valutazione dell'attuazione della direttiva 2013/30/UE del Parlamento europeo e  
del Consiglio, del 12 giugno 2013, sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore  
degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE**

{SWD(2020) 269 final}

**IT**

**IT**

**Sintesi**

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>CONTESTO DELL'INTERVENTO.....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>METODO .....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>ANALISI.....</b>	<b>4</b>
4.1	Attuazione della direttiva da parte degli Stati membri.....	4
4.2	Partecipazione del pubblico alla pubblicazione di nuove zone autorizzate.....	4
4.3	Designazione dell'autorità competente.....	5
4.4	Verifica indipendente delle operazioni di sicurezza al di fuori dell'UE .....	5
4.5	Disposizioni per la partecipazione dei lavoratori alla prevenzione degli incidenti gravi, in relazione alla protezione degli informatori e ai meccanismi di consultazione tripartita .....	5
4.6	Trasparenza nella segnalazione degli incidenti — Regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti .....	5
4.7	Misure per la preparazione e la risposta alle emergenze .....	6
4.8	Disponibilità di sanzioni dissuasive per le violazioni degli obblighi .....	6
4.9	Responsabilità, domande di risarcimento e garanzie finanziarie dei produttori di idrocarburi in mare.....	7
4.9.1	Responsabilità .....	7
4.9.2	Trattamento delle domande di risarcimento .....	8
4.9.3	Attuazione da parte degli Stati membri ed efficacia della loro regolamentazione .....	9
4.10	Dismissione di impianti .....	10
4.10.1	Direttiva e dismissione .....	10
4.10.2	Convenzione per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale (convenzione Oslo-Parigi, OSPAR).....	10
4.10.3	Conclusioni e possibili sviluppi .....	11
4.11	Riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili (MODU) .....	12
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONI E SEGUITO.....</b>	<b>12</b>

## Sintesi

La direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare affronta il rischio di incidenti derivanti dalle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. Essa affronta inoltre i successivi meccanismi di risposta e di recupero in caso di fallimento delle misure preventive. La direttiva riguarda principalmente, ma non esclusivamente, i 16 Stati membri in cui si svolgono le operazioni autorizzate nel settore degli idrocarburi.

La presente valutazione delle modalità di attuazione della direttiva si basa su intense discussioni con i portatori di interessi, su seminari, su un'ampia consultazione pubblica e sulle conoscenze e competenze proprie della Commissione. La valutazione è imperniata sulle disposizioni della direttiva e sulle questioni sollevate dai portatori di interessi nella fase preliminare. L'analisi dimostra che la direttiva si ispira alle migliori pratiche internazionali esistenti in materia di controllo dei rischi e ha migliorato la risposta alle possibili emergenze nel settore.

Il termine per il recepimento della direttiva da parte degli Stati membri era fissato per il mese di luglio 2015, sebbene le disposizioni transitorie per il settore siano state applicabili fino al luglio 2018. Le comunicazioni degli Stati membri sulle rispettive regolamentazioni e legislazioni nazionali indicano che la maggior parte delle misure della direttiva è in vigore. Fondamentalmente, il settore si è assunto la responsabilità dei compiti di gestione del rischio e ogni impianto in mare è oggetto di una relazione dettagliata sui rischi. Ogni Stato membro ha nominato un'autorità competente esperta dotata di ampi poteri di controllo.

La Commissione ha pubblicato tre relazioni annuali sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi a livello di Unione europea. Questi e altri dati consentono di sviluppare una base di riferimento per la sicurezza delle operazioni rispetto ai rischi, sebbene sia prematuro individuare le tendenze di questo aspetto nel settore offshore. Vi sono chiare indicazioni del fatto che gli obiettivi della direttiva si stiano rispettando attraverso il suo recepimento da parte degli Stati membri. Il settore e gli Stati membri seguono attentamente le prescrizioni, pur con alcune differenze di interpretazione. La maggior parte delle questioni aperte può essere trattata nell'ambito dei protocolli di comunicazione esistenti, ad esempio tramite il Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (EUOAG), mentre alcune altre giustificano un ulteriore esame, in particolare la responsabilità finanziaria e i meccanismi di risarcimento.

Gli Stati membri e l'industria hanno ampiamente accolto con favore l'introduzione della direttiva nel suo attuale ambito di applicazione, mentre si spinge oltre la valutazione delle organizzazioni ambientaliste non governative (ONG), che chiedono un ulteriore inasprimento di alcune misure. Tutti i portatori di interessi sottolineano la profondità e l'intensità dei cambiamenti introdotti dalla direttiva e affermano che, prima di prendere in considerazione la possibilità di modifiche legislative, occorrono più tempo e monitoraggio.

Nel complesso, sono stati individuati possibili aspetti su cui continuare a lavorare, nella fattispecie: la responsabilità e il risarcimento, il riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili nelle diverse giurisdizioni degli Stati membri e l'eliminazione delle piattaforme di produzione fisse.

## 1 INTRODUZIONE

La direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare stabilisce prescrizioni minime in materia di sicurezza, protezione dell'ambiente e risposta alle emergenze in tutta l'UE. Essa è entrata in vigore il 19 luglio 2013. Gli Stati membri erano tenuti a recepirla nella legislazione e regolamentazione nazionale entro il 19 luglio 2015, mentre periodi transitori per il settore sono stati applicabili fino al 19 luglio 2018.

Tutti gli Stati membri hanno dichiarato di avere recepito la direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nella legislazione nazionale. La Commissione ha effettuato una verifica delle misure legislative nazionali degli Stati membri al fine di valutare la completezza del recepimento.

## 2 CONTESTO DELL'INTERVENTO

Conformemente all'articolo 40 della direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare, la Commissione, tenendo debitamente conto degli sforzi e delle esperienze delle autorità competenti, deve valutare l'esperienza dell'attuazione della direttiva. La Commissione deve valutare se la direttiva, così com'è recepita dagli Stati membri, ha raggiunto gli obiettivi di garantire operazioni sicure ed evitare incidenti gravi o incidenti in numero eccessivo. Essa è tenuta poi a presentare al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione contenente i risultati di tale valutazione.

Prendendo come riferimento gli obiettivi della direttiva, in particolare la definizione di livelli adeguati di sicurezza per le operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e la protezione dell'ambiente, la Commissione ha verificato se:

- sono stati raggiunti gli obiettivi principali della direttiva e, in caso contrario, se sia opportuno modificarla o prendere altre iniziative giuridiche;
- vi sono eventuali lacune da colmare nella legislazione per migliorare il livello di sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi;
- alcune disposizioni della direttiva impongono oneri eccessivi agli Stati membri o all'industria e se si debba prendere in considerazione la possibilità di eliminarle;
- la direttiva ha armonizzato in misura sufficiente l'assetto normativo e il livello di sicurezza delle operazioni in mare dell'UE, in proporzione ai livelli di attività degli Stati membri;
- la direttiva è efficace, efficiente, coerente, pertinente e apporta all'UE un valore aggiunto sufficiente.

## 3 METODO

La Commissione ha effettuato la sua analisi utilizzando un'ampia gamma di canali di informazione, chiedendo sia agli esperti sia al grande pubblico di contribuire alla base di conoscenze, al fine di raccogliere la molteplicità delle esperienze. Per quanto riguarda gli esperti, la Commissione si è avvalsa dell'EVOAG, istituito con una decisione della Commissione<sup>1</sup>. Le autorità competenti degli Stati membri rappresentate nell'EVOAG

<sup>1</sup> Decisione della Commissione, del 19 gennaio 2012, relativa all'istituzione del Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi (GU C 18 del 21.1.2012, pag. 8).

svolgono il controllo regolamentare delle attività in mare nel settore degli idrocarburi e delle relative questioni strategiche.

Per completare la base di conoscenze la Commissione ha svolto un'ampia consultazione pubblica a partire da un questionario esaustivo, che copriva sia la direttiva sia il regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti<sup>2</sup>. Tutti i portatori di interessi, ivi compresi le imprese e gli enti pubblici, sono stati invitati a presentare osservazioni e commenti. Gli Stati membri e le associazioni industriali hanno condiviso dati dettagliati con la Commissione e le ONG hanno contribuito attivamente alle discussioni.

La Commissione ha preso atto delle esperienze degli Stati membri nel recepimento della direttiva, nella fattispecie l'esperienza delle autorità competenti nel farne rispettare le disposizioni e quella dei proprietari e degli operatori di impianti in mare nello svolgere le loro attività all'interno dei quadri giuridici nazionali.

La presente relazione sintetizza le principali conclusioni tratte dalla Commissione e si concentra sui possibili aspetti cui dare seguito. È accompagnata da un documento di lavoro dei servizi della Commissione (SWD) che guiderà il lettore in modo sistematico attraverso la valutazione degli articoli della direttiva. Alcune aree menzionate in appresso possono essere ulteriormente approfondite per verificare l'opportunità di apportare in futuro modifiche o nuove disposizioni alla legislazione.

## 4 ANALISI

### 4.1 Attuazione della direttiva da parte degli Stati membri

La valutazione della Commissione ha dimostrato che la qualità globale e il livello di completezza dell'attuazione della direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nell'Unione europea sono soddisfacenti, nonostante l'integrità e la qualità dell'attuazione varino notevolmente da uno Stato membro all'altro. Gli Stati membri hanno adottato approcci diversi per l'attuazione della direttiva. La presente relazione si sofferma soprattutto sugli articoli della direttiva che hanno il maggiore impatto sulla sicurezza delle operazioni in mare. Il documento di lavoro dei servizi della Commissione che accompagna la presente relazione fornisce ulteriori dettagli sulla valutazione delle modalità di attuazione di ciascuno degli articoli della direttiva da parte degli Stati membri.

### 4.2 Partecipazione del pubblico alla pubblicazione di nuove zone autorizzate

La Commissione propone che gli Stati membri pubblichino degli orientamenti per facilitare e incoraggiare la partecipazione del pubblico alle consultazioni. Le disposizioni adottate dagli Stati membri dovrebbero garantire che i soggetti consultati possano essere sicuri che le loro opinioni siano opportunamente prese in considerazione nel processo decisionale. La Commissione conclude che le disposizioni della direttiva intese a incoraggiare la consultazione pubblica sono adeguate e sufficienti.

<sup>2</sup> Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione (GU L 302 del 22.10.2014, pag. 1).

#### **4.3 Designazione dell'autorità competente**

Le misure previste dalla direttiva sulla designazione di un'autorità competente sono apparentemente appropriate allo scopo perseguito. Tuttavia, non è chiaro se in tutti gli Stati membri tali autorità abbiano raggiunto in misura sufficiente e adeguata l'indipendenza dagli interessi economici di altri servizi delle amministrazioni pubbliche. Data l'importanza della sicurezza e della protezione dell'ambiente nella gestione dello spazio marino, l'indipendenza di giudizio delle autorità competenti per le operazioni in mare è una questione di interesse pubblico.

#### **4.4 Verifica indipendente delle operazioni di sicurezza al di fuori dell'UE**

Sembra che non sia necessaria alcuna modifica delle disposizioni della direttiva relative alla verifica indipendente degli impianti e dei pozzi attuate dagli Stati membri. Per mettere a punto le migliori pratiche sarebbe utile riunire tutti gli orientamenti disponibili dell'industria e delle autorità di regolamentazione e diffonderli tramite l'EUCOAG.

La Commissione conclude che i requisiti stabiliti nelle disposizioni relative alle operazioni di sicurezza al di fuori dell'UE sono adeguati. Tuttavia, garantire l'applicazione coerente delle norme di sicurezza da parte degli operatori con sede nell'UE nelle loro attività all'estero rimane un argomento sul quale collaborare con gli Stati membri. Gli Stati membri possono valutare la possibilità di esaminare i meccanismi che utilizzano per verificare l'efficacia degli operatori nella gestione della sicurezza di tutte le loro operazioni a livello mondiale.

#### **4.5 Disposizioni per la partecipazione dei lavoratori alla prevenzione degli incidenti gravi, in relazione alla protezione degli informatori e ai meccanismi di consultazione tripartita**

Il funzionamento dei meccanismi per garantire la riservatezza delle segnalazioni è appropriato, nella misura in cui questi consentono ai lavoratori di contattare direttamente l'autorità competente della loro zona con più facilità. Non si propongono modifiche delle disposizioni, sebbene sia auspicabile che le autorità competenti e l'EUCOAG rimangano ricettivi ai consigli dei sindacati e di altri rappresentanti dei lavoratori sul funzionamento delle disposizioni in tutta l'UE.

La Commissione rileva altresì che vi è un notevole sostegno alle misure relative alla consultazione tripartita e che si sta sviluppando una cultura tripartita. La Commissione non ritiene necessario apportare modifiche al riguardo.

#### **4.6 Trasparenza nella segnalazione degli incidenti — Regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti**

Sulla base della direttiva, la Commissione ha pubblicato un atto delegato, il regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti, che riguarda sia la segnalazione a cura di operatori e proprietari alle autorità competenti degli Stati membri sia la segnalazione da parte delle autorità competenti alla Commissione e al pubblico. Questo sistema obbliga

rigorosamente tutti gli attori, i soggetti obbligati, gli Stati membri e la Commissione a raccogliere tutti i casi che possono essere considerati incidenti nelle acque dell'UE (compresi i quasi incidenti).

A seguito della pubblicazione delle relazioni per il 2016, 2017 e 2018, la Commissione ritiene che questo sistema unionale di segnalazione degli incidenti rappresenti un progresso significativo nella trasparenza del settore in una prospettiva mondiale. Come negli anni precedenti, anche nel 2018 non sono stati segnalati incidenti mortali; si sono tuttavia verificati 10 infortuni e 17 infortuni gravi. Secondo le relazioni delle autorità competenti, il numero di incidenti è aumentato significativamente nel Regno Unito, un dato che richiede un'analisi approfondita delle cause e l'adozione di misure di follow-up da parte dell'autorità competente. La Commissione cercherà di cooperare con il Regno Unito al fine di riportare il livello della sicurezza a quello degli ultimi anni.

Tutti i soggetti devono continuare a garantire l'efficacia del sistema, vale a dire una rendicontazione completa, tempestiva e accurata. La tassonomia utilizzata appare attualmente adeguata. L'EUOAG monitorerà il sistema, fungerà da interlocutore con la società civile e garantirà gli adeguamenti del sistema nel tempo in linea con i nuovi sviluppi tecnologici. Nel caso in cui i portatori di interessi possano giustificare la necessità di tali revisioni, l'EUOAG e la Commissione dovranno esserne informate.

#### **4.7 Misure per la preparazione e la risposta alle emergenze**

I requisiti dei piani interni di risposta alle emergenze degli operatori e dei proprietari sembrano funzionare come previsto. La Commissione non propone alcuna modifica delle attuali disposizioni. Si prevede che le autorità di regolamentazione e le parti sociali raccomanderanno delle esercitazioni più vaste, comprensive di aspetti transfrontalieri, oltre a collaudare le misure già adottate. Le autorità di regolamentazione competenti negli Stati membri esamineranno con attenzione l'efficacia dei piani di risposta alle emergenze di ciascun impianto.

La Commissione ha iniziato a valutare la conformità dei piani nazionali di risposta alle emergenze con la direttiva, nonché ad aiutare gli Stati membri a migliorare e aggiornare i rispettivi piani esterni di risposta alle emergenze. Si prevede di incoraggiare esercitazioni transfrontaliere tra paesi confinanti che si affacciano sul mare.

Sarebbe utile che la Commissione e l'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) valutassero le esercitazioni negli Stati membri al fine di fornire una base regionale rappresentativa per verificare l'efficacia della cooperazione transfrontaliera.

#### **4.8 Disponibilità di sanzioni dissuasive per le violazioni degli obblighi**

La Commissione rileva che gli Stati membri applicano molti approcci diversi al perseguimento dei reati e delle violazioni degli obblighi. Non vi sono raccomandazioni a considerare l'introduzione di modifiche alla direttiva per quanto riguarda la politica e la procedura civile e penale.

Gli Stati membri dovrebbero tuttavia valutare l'opportunità di sviluppare politiche finalizzate a innalzare il livello delle sanzioni pecuniarie in caso di violazione degli obblighi. Ciò al fine di garantire che le sanzioni siano adeguate in termini di interesse

pubblico e delle potenziali conseguenze di un incidente grave nelle acque dell'UE, indipendentemente dal livello di aggravamento dell'incidente.

A norma della direttiva, le autorità competenti per il rilascio di licenze hanno già l'obbligo di tenere conto delle prestazioni dei richiedenti per quanto riguarda la prevenzione di incidenti gravi. Sebbene la Commissione apprezzi il fatto che negli ultimi tempi non si siano verificati incidenti disastrosi, le autorità competenti sono invitate, conformemente alla direttiva, a fornire consulenza specialistica indipendente in tutti i cicli di concessione di licenze.

#### **4.9 Responsabilità, domande di risarcimento e garanzie finanziarie dei produttori di idrocarburi in mare**

##### **4.9.1 Responsabilità**

L'articolo 39 della direttiva impone alla Commissione di elaborare relazioni da presentare al Parlamento europeo e al Consiglio sulla responsabilità, sulle domande di risarcimento dopo gli incidenti, sulle garanzie finanziarie dei licenziatari che operano in mare e sull'utilità dell'applicazione del diritto penale. Nel 2015 la Commissione ha presentato tali relazioni accompagnate da un documento di lavoro dei suoi servizi contenente un'analisi approfondita, in applicazione della direttiva.

A fine 2016, tenuto conto delle relazioni della Commissione, il Parlamento europeo ha adottato una risoluzione<sup>3</sup> relativa a questi temi. Chiedendo un'analisi approfondita supplementare in vista di una possibile nuova legislazione, il Parlamento europeo ha avviato l'esame di diversi aspetti della responsabilità, che riteneva disciplinata in modo contraddittorio a livello di UE.

Con riferimento agli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 40, il Parlamento europeo ha chiesto che la Commissione, nell'elaborare la sua relazione sull'attuazione della direttiva, prenda in considerazione le proposte e i suggerimenti contenuti nella sua risoluzione. La Commissione ha espresso il suo accordo e presenta qui di seguito gli aspetti chiave.

La regolamentazione e la legislazione in materia di responsabilità variano notevolmente tra gli Stati membri, rispecchiandone le differenze negli sviluppi culturali e storici. Le disposizioni in materia di responsabilità possono avere effetti e costi potenziali notevoli a seguito di un incidente, influendo sul funzionamento delle imprese in diverse giurisdizioni. In generale, nel recepire la direttiva gli Stati membri non hanno incluso disposizioni specifiche in materia di responsabilità, garanzie finanziarie e domande di risarcimento. Sembra che tali materie siano di norma disciplinate da disposizioni di diritto civile di applicazione più ampia.

---

<sup>3</sup> Responsabilità, risarcimento e garanzie finanziarie per operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. Risoluzione del Parlamento europeo dell'1 dicembre 2016 sulla responsabilità, il risarcimento e le garanzie finanziarie per le operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (2015/2352 (INI)) (GU C 224 del 27.6.2018, pag. 157).

Occorre distinguere tra regimi di responsabilità oggettiva e regimi di responsabilità per colpa (o dolo). La responsabilità oggettiva implica che la parte responsabile identificata può essere tenuta al pagamento di risarcimenti pur avendo applicato tutte le norme e misure di sicurezza. La responsabilità per colpa, tuttavia, può comportare un risarcimento pecuniario soltanto nel caso in cui un incidente sia causato da grave negligenza o dolo.

Le norme degli Stati membri sulla responsabilità e sul pagamento dei risarcimenti scaturiscono da principi diversi e possono comportare oneri molto diversi per gli operatori e i proprietari di impianti in mare.

Quadro generale:

- possono essere di applicazione norme specifiche per gli impianti in mare, norme specifiche per il settore o norme generali;
- alcuni Stati membri non hanno emanato leggi chiare in materia di responsabilità, che in tal caso è soggetta alle sentenze dei tribunali nazionali.

Caratteristiche specifiche:

- responsabilità del licenziatario, come prescritto dalla direttiva. La maggior parte degli Stati membri (sebbene non tutti) ha recepito questa disposizione essenziale;
- responsabilità oggettiva vs responsabilità per colpa. Alcuni Stati membri hanno stabilito una responsabilità per colpa, con l'onere della prova in capo al convenuto (ad esempio, il proprietario dell'impianto in mare nel settore degli idrocarburi) o al ricorrente (ad esempio, il governo che esige la pulizia dell'acqua e delle spiagge);
- nella maggior parte degli Stati membri, l'impresa responsabile di un incidente è tenuta a pagare un risarcimento per l'inquinamento ambientale, oltre al risarcimento per lesioni corporali e danni materiali;
- in alcuni Stati membri può essere applicabile anche un risarcimento per le perdite puramente economiche (ad esempio, per i pescatori);
- in certi Stati membri il risarcimento finanziario è dovuto solo per le lesioni corporali e i danni materiali.

In sintesi, i regimi applicabili variano notevolmente da uno Stato membro all'altro e ciascuno di essi si contraddistingue per una combinazione di disposizioni specifiche e uniche. Inoltre, alcune parti della direttiva sulla responsabilità e sul trattamento delle domande di risarcimento non sono sempre state recepite integralmente. Per questo motivo la Commissione ha avviato un dialogo preinfrazione con gli Stati membri interessati, prevedendo la possibilità di valutare insieme ad essi se, ad esempio, un regime uniforme sul principio della responsabilità oggettiva degli operatori e dei proprietari degli impianti che vada oltre i requisiti minimi della direttiva andrebbe a vantaggio della sicurezza delle operazioni in mare e del seguito dato agli incidenti.

#### 4.9.2 Trattamento delle domande di risarcimento

A norma dell'articolo 4, paragrafo 3, punti 4 e 5, "[g]li Stati membri stabiliscono come minimo procedure per assicurare la gestione rapida e adeguata delle domande di risarcimento anche rispetto agli indennizzi per incidenti transfrontalieri. Gli Stati membri dispongono che il licenziatario mantenga una capacità sufficiente di soddisfare i suoi

obblighi finanziari derivanti da responsabilità per operazioni in mare nel settore degli idrocarburi".

Secondo le notifiche ricevute, pochissimi Stati membri prevedono norme specifiche per il risarcimento dei danni dovuti a incidenti negli impianti in mare. In questi Stati membri, la legislazione impone ai licenziatari di istituire una procedura che garantisca la gestione tempestiva e adeguata delle domande di risarcimento. Tale procedura è soggetta all'approvazione delle autorità competenti degli Stati membri, cui spetta pubblicare informazioni adeguate.

In molti Stati membri vige una legislazione orizzontale che assicura un rapido risarcimento dei danni causati da terzi. Nei casi in cui un incidente è dichiarato "calamità nazionale", possono applicarsi procedure più veloci. Alcuni Stati membri non prevedono norme specifiche per il risarcimento dei danni derivanti da incidenti industriali, ma dispongono di norme generali in materia di risarcimento nel codice civile.

La maggior parte degli Stati membri non ha recepito specificamente le disposizioni di cui all'articolo 4, ma applica invece norme già in vigore prima dell'adozione della medesima.

#### **4.9.3 Attuazione da parte degli Stati membri ed efficacia della loro regolamentazione**

Per quanto riguarda l'articolo 4, che comprende disposizioni in materia di sicurezza e considerazioni ambientali, gli Stati membri hanno avuto difficoltà a garantirne il recepimento in misura adeguata. Tuttavia, la legislazione nazionale orizzontale e la giurisprudenza emanata dai tribunali possono, in linea di massima, garantire l'effettiva applicazione delle disposizioni dell'articolo 4.

Gli Stati membri devono stabilire come minimo procedure per assicurare la gestione rapida e adeguata delle domande di risarcimento anche rispetto agli indennizzi per incidenti transfrontalieri. Poiché non si sono verificati incidenti gravi che abbiano comportato danni notevoli, attualmente la Commissione non è in grado di valutare pienamente l'efficacia dell'attuazione di questa parte dell'articolo 4.

Secondo la direttiva, nel valutare la capacità tecnica e finanziaria del richiedente licenza si deve tenere debitamente conto delle sue capacità finanziarie di coprire le responsabilità derivanti dalle operazioni in mare. Tuttavia, nonostante l'importanza di questa disposizione, 8 Stati membri su 16 con attività di prospezione o produzione non hanno recepito pienamente o correttamente il paragrafo 2 di questo articolo.

A norma dell'articolo 4, paragrafo 3, gli Stati membri sono tenuti a garantire che l'autorità competente per il rilascio delle licenze conceda una licenza solo qualora il richiedente abbia dimostrato con delle prove di aver adottato o che adotterà misure adeguate per coprire le responsabilità. Sei Stati membri non hanno recepito adeguatamente questa parte della direttiva.

Da quando, a partire dal 2016, gli Stati membri sono tenuti a comunicare alla Commissione eventuali incidenti, non si sono verificati incidenti di rilievo con conseguenti danni o inquinamento gravi in impianti in mare nel settore degli idrocarburi. Di conseguenza, non possiamo attingere né all'esperienza pratica né a esempi della

capacità finanziaria degli operatori/dei proprietari di gestire domande di risarcimento su larga scala e in grande mole.

Si ricorda che gli Stati membri hanno recepito in ritardo la direttiva e che i periodi transitori per l'applicazione delle norme nazionali all'industria erano validi fino al luglio 2018. Non potendo ancora misurare nella pratica l'efficacia della direttiva, è prematuro proporre eventuali iniziative giuridiche, come indicato all'articolo 40, paragrafo 2 della direttiva.

#### 4.10 Dismissione di impianti

##### 4.10.1 Direttiva e dismissione

Un regime di regolamentazione delle operazioni in mare copre l'intero ciclo di vita delle attività di esplorazione e produzione, dalla progettazione alla dismissione e all'abbandono definitivo (considerando 24 della direttiva). Di conseguenza, la direttiva si applica anche alla dismissione iniziale di un impianto.<sup>4</sup>

Per essere approvata, la relazione sui grandi rischi (RoMH), che dev'essere presentata da un licenziatario per l'esplorazione o la produzione di idrocarburi in mare (articoli 12 e 13 della direttiva), deve prendere in considerazione, nella gestione dei rischi, tutte le fasi pertinenti del ciclo di vita dell'impianto, tra cui l'anticipazione di tutte le situazioni prevedibili, compreso il modo in cui sarà effettuata la dismissione dell'impianto (allegato III, punto 3, lettera v), della direttiva. È opportuno quindi che l'autorità competente valuti il piano di dismissione prima di concedere l'autorizzazione per l'avvio della produzione di idrocarburi.

Quando si adotta una decisione di dismissione di un impianto di produzione fisso, si dovrebbe presentare una RoMH modificata se non è stata effettuata alcuna valutazione iniziale o se le condizioni sono cambiate. La RoMH dovrebbe contenere almeno una descrizione dei grandi rischi connessi alla dismissione dell'impianto (allegato I, punto 6, paragrafo 4, lettera b), della direttiva).

Ne consegue che la dismissione è subordinata all'approvazione delle autorità competenti, che possono esigere misure e procedure volte a garantire che sia effettuata in sicurezza. La direttiva non stabilisce invece se, in quale misura o come l'operatore/il proprietario debba eliminare la piattaforma; contempla solo i possibili aspetti di sicurezza relativi alla fine del ciclo di vita, ma non i problemi ambientali post dismissione.

##### 4.10.2 Convenzione per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale (convenzione Oslo-Parigi, OSPAR)

In assenza di una normativa UE specifica per la dismissione delle piattaforme offshore, le norme OSPAR<sup>5</sup> forniscono un modello alle parti contraenti in sede di decisione in merito alle richieste di dismissione degli operatori/dei proprietari. Tali norme si applicano a tutti

<sup>4</sup> La definizione data dalla direttiva di "operazioni in mare nel settore degli idrocarburi" rafforza questa interpretazione: "operazioni in mare nel settore degli idrocarburi": tutte le attività connesse all'impianto o alle infrastrutture collegate, compresi il progetto, la pianificazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione, relative all'esplorazione e alla produzione di idrocarburi, ma a esclusione del trasporto di idrocarburi da una costa all'altra.

<sup>5</sup> Decisione OSPAR 98/3 sull'eliminazione degli impianti off-shore in disuso, 1998.

gli Stati membri con operazioni in mare, ossia Spagna, Paesi Bassi, Germania, Danimarca, Regno Unito e Irlanda<sup>6</sup>. Le norme OSPAR possono anche servire da esempio per gli Stati membri che preparano le decisioni di autorizzazione. Tuttavia, nella convenzione OSPAR una parte contraente può chiedere una deroga all'obbligo di dismissione di un impianto. Le norme OSPAR non si applicano agli Stati membri con attività offshore nel Mar Baltico, nel Mediterraneo e nel Mar Nero<sup>7</sup>.

#### 4.10.3 Conclusioni e possibili sviluppi

A norma della direttiva, gli operatori degli impianti sono tenuti a presentare all'autorità competente una RoMH che affronti tutti gli aspetti della dismissione (ad esempio, pozzi, struttura, materiali pericolosi). L'operatore non è autorizzato a procedere con le operazioni previste fino a che l'autorità competente non abbia accettato la RoMH modificata. Prima della dismissione gli Stati membri richiedono molti altri permessi e autorizzazioni. Una volta terminate la dismissione e l'eliminazione delle strutture, la direttiva cessa di essere applicabile in quanto non vi sono attività pertinenti ai sensi della stessa. Continuano, tuttavia, a essere applicabili altre condizioni per quanto riguarda le responsabilità degli operatori, anche per le indagini sui fondali, ai sensi delle norme in materia di concessione delle licenze e di altre normative nazionali.

La direttiva tace sulla questione se una struttura fissa debba essere completamente o parzialmente eliminata e attribuisce/delega la responsabilità della valutazione e della decisione agli Stati membri. Ciò è coerente con l'obiettivo della direttiva di prevenire gli incidenti, anche quelli ambientali. È possibile, ad esempio, dimostrare che i rischi insiti nel tentativo di una rimozione completa di una struttura sono inaccettabili alla luce delle conoscenze e delle capacità tecniche attuali, o che sono significativamente più elevati dei rischi di una rimozione parziale.

La decisione sulla portata della rimozione è quindi lasciata ad altre parti del quadro giuridico degli Stati membri e la direttiva sarà applicata per garantire che i rischi di incidenti gravi siano il più possibile bassi per la metodologia prescelta.

Risulta inoltre necessaria un'ulteriore analisi per quanto riguarda la sigillatura permanente dei pozzi. È essenziale che il pubblico possa avere piena fiducia nel fatto che l'autorità competente è totalmente esente da restrizioni nell'esercizio della sua funzione di accettare le valutazioni dei rischi per l'abbandono definitivo degli impianti di produzione. Sarebbe altresì opportuno che gli Stati membri integrassero nella loro politica legislativa obblighi più trasparenti derivanti dalle convenzioni pertinenti.

<sup>6</sup> La convenzione è stata firmata e ratificata da tutte le parti contraenti delle convenzioni originarie di Oslo o Parigi (Belgio, Danimarca, Unione europea, Finlandia, Francia, Germania, Islanda, Irlanda, Paesi Bassi, Norvegia, Portogallo, Spagna, Svezia e Regno Unito) insieme al Lussemburgo e alla Svizzera.

<sup>7</sup> Sono in vigore altri accordi e convenzioni internazionali applicabili agli impianti in mare. I principali sono: la convenzione di Ginevra sulla piattaforma continentale del 1958, la convenzione di Basilea sul controllo dei movimenti transfrontalieri di rifiuti pericolosi e del loro smaltimento del 1989, la convenzione di Helsinki sulla protezione dell'ambiente marino nella zona del Mar Baltico del 1992 e il protocollo relativo alla protezione del Mare Mediterraneo dall'inquinamento derivante dall'esplorazione e dallo sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo del mare e del suo sottosuolo del 1994.

Allo stato attuale dell'analisi, la Commissione ravvisa un potenziale valore aggiunto nel valutare l'opportunità di modificare la direttiva al fine di elaborare norme supplementari per il grado di rimozione nonché per la fase successiva alla dismissione.

#### **4.11 Riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili (MODU)**

L'industria e le autorità di regolamentazione sono sostanzialmente divise sul riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili, vale a dire sull'accettazione delle valutazioni dei rischi degli impianti approvate da un altro Stato membro, conformemente a quanto disposto nella direttiva, e sulle eventuali modalità. Tuttavia, finora la Commissione non è riuscita a individuare alcuna giustificazione tecnica che consenta agli Stati membri di insistere sulla necessità di effettuare una seconda valutazione approfondita entro cinque anni dall'approvazione del MODU da parte di un altro Stato membro.

Tale mancanza di riconoscimento reciproco sembra essere in contrasto con i principi del mercato unico. La Commissione continuerà a monitorare la situazione. Sarebbe utile che gli Stati membri interessati fornissero uno studio tecnico e giuridico per dimostrare la validità dei rispettivi argomenti. Le imprese del settore dovrebbero anche fornire esempi chiari di casi in cui, a loro avviso, sono stati imposti oneri amministrativi superflui.

### **5 CONCLUSIONI E SEGUITO**

L'analisi della Commissione ha dimostrato i punti forti e i punti deboli della direttiva come recepita dagli Stati membri e utilizzata nella pratica. I risultati sono stati in larga parte positivi. I benefici potenziali, in termini di incidenti evitati, superano ampiamente i costi di attuazione e gli adeguamenti necessari negli impianti in mare.

La relazione sulle esperienze di attuazione della direttiva copre il periodo compreso tra la data in cui gli Stati membri hanno recepito la direttiva e la fine delle disposizioni transitorie per il settore. Dalla valutazione risulta che sia la direttiva sia la legislazione di attuazione degli Stati membri disciplinano adeguatamente la sicurezza in mare. La direttiva ha chiaramente migliorato la sicurezza delle operazioni in mare, non soltanto nell'Unione europea ma anche in altre parti del mondo, attraverso la politica e la cultura globale in materia di sicurezza delle imprese dell'UE.

Al contempo, la direttiva ha armonizzato le norme negli Stati membri e ha creato condizioni di parità in tutta l'Unione. Secondo le consultazioni con gli Stati membri e i portatori di interessi, la direttiva affronta in modo chiaro e strutturato tutti i pertinenti aspetti della sicurezza per prevenire gli incidenti e i mezzi per mitigarli. Sulla base della direttiva recepita, gli Stati membri hanno aperto canali di comunicazione diretta su tutti gli aspetti attinenti alla sicurezza; essi effettuano anche riesami periodici tra pari, ad esempio tramite l'EUCOAG, e condividono le migliori pratiche. Sia gli Stati membri sia i portatori di interessi hanno espresso soddisfazione per l'efficacia della direttiva, che è divenuta applicabile nella sua totalità all'intero settore offshore dal 19 luglio 2018.

Secondo il Green Deal europeo tutte le azioni e le politiche dell'Unione europea dovrebbero convergere in modo che l'Unione possa realizzare una transizione adeguata e giusta verso un futuro sostenibile. Le sue iniziative devono essere attuate nel modo più efficace e meno oneroso e tutte le altre iniziative dell'UE devono tenere fede al principio

verde del "non nuocere". La direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare contribuisce al raggiungimento di questi obiettivi.

La presente valutazione ha analizzato il modo in cui gli Stati membri hanno recepito la direttiva e ha tratto conclusioni sui punti forti e su quelli deboli, sui possibili sviluppi e sulle sfide di questo processo. Nel complesso la qualità del recepimento è adeguata, e la Commissione darà seguito alle questioni in sospeso con i singoli Stati membri<sup>8</sup>.

Nella sua forma attuale, la direttiva non sempre può garantire una prevenzione efficace degli incidenti al di fuori dell'UE. Le ONG ambientaliste hanno espresso il parere che, sebbene l'esperienza dell'attuazione sia positiva, sarebbero necessari una maggiore protezione dell'ambiente e meccanismi di responsabilità finanziaria più rigorosi. Le autorità di regolamentazione e i principali soggetti obbligati ritengono che le nuove misure regolamentari e le disposizioni di carattere soggettivo del settore debbano stabilizzarsi prima di poter prendere in considerazione ulteriori sviluppi legislativi. Grazie ad altre relazioni, di carattere generale e sugli incidenti a livello di UE, sarà possibile consolidare la base di riferimento degli indicatori di prestazione e individuare le tendenze critiche dei rischi di incidenti gravi. È evidente che la strada verso una cultura della sicurezza industriale dell'UE conosce un'evoluzione positiva.

La Commissione intende dare seguito a tre ambiti:

- (i) la responsabilità, le garanzie finanziarie e la gestione delle domande di risarcimento;
- (ii) la dismissione degli impianti, comprese le questioni relative alla loro rimozione o permanenza in situ, e il seguito da darvi;
- (iii) il riconoscimento reciproco degli impianti di perforazione mobili nell'UE.

Per quanto riguarda il seguito da dare alla responsabilità, alle garanzie finanziarie e alla gestione delle domande di risarcimento, si ravvisano due opzioni:

- a. acquisire maggiore esperienza con la direttiva e analizzarla per valutare se sia necessario elaborare ulteriori norme o armonizzare maggiormente quelle esistenti a livello dell'UE;
- b. effettuare ulteriori ricerche e una valutazione d'impatto sull'armonizzazione delle norme settoriali in materia di responsabilità, garanzie finanziarie e, in un contesto più ampio, gestione delle domande di risarcimento<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Ad esempio, il livello delle sanzioni pecuniarie degli Stati membri in caso di violazione degli obblighi non sembra commisurato né alla necessità di soddisfare l'interesse pubblico né alle potenziali conseguenze di un incidente grave nelle acque dell'UE, indipendentemente dal livello di aggravamento dell'incidente in questione. È improbabile che le attuali sanzioni siano particolarmente dissuasive agli occhi degli investitori o del pubblico.

<sup>9</sup> Alcuni Stati membri non hanno attuato tutte le disposizioni della direttiva in materia di responsabilità, trattamento delle domande di risarcimento e garanzie finanziarie dei licenziatari. La Commissione intende dare seguito a questa questione con ciascuno Stato membro interessato.

La direttiva non contiene disposizioni che vanno al di là dell'obbligo di dismissione in sicurezza<sup>10</sup>. Essa non prescrive né raccomanda determinati processi o orientamenti su quando e come smantellare un impianto o, in via eccezionale, su quando lasciare un impianto nel luogo in cui si trova. Inoltre, la sua efficacia giuridica termina con la dismissione, in quanto la direttiva non si pronuncia sul monitoraggio successivo.

Ai fini della sua analisi, la Commissione ha tenuto conto delle informazioni sulla dismissione delle piattaforme Brent nel Mare del Nord. A quanto pare, il governo del Regno Unito si stava preparando ad approvare i piani della Shell per lasciare la sottostruttura in acciaio e i basamenti di calcestruzzo sotto tre dei suoi impianti di estrazione Brent dismessi. I membri dell'OSPAR avevano opinioni molto diverse su come gestire questo caso.

Per la dismissione degli impianti e il seguito dato alla dismissione, si ravvisano le opzioni seguenti:

- a. la facoltà di prendere le decisioni in materia di dismissione spetta agli Stati membri, a meno che non si dimostri che le politiche nazionali, tenendo debito conto della legislazione internazionale (ad esempio, OSPAR), non sono in grado di affrontare adeguatamente la questione;
- b. la Commissione effettua ulteriori ricerche e una valutazione d'impatto su norme aggiuntive in materia, da includere nella direttiva o nella legislazione ambientale applicabile.

Per quanto riguarda il riconoscimento reciproco, tra gli Stati membri, delle piattaforme di perforazione mobili, la Commissione propone di procedere come segue:

- a. verificare se le norme vigenti dell'UE siano adeguate e garantirne la corretta attuazione e applicazione;
- b. stabilire se disposizioni aggiuntive possano facilitare il riconoscimento reciproco di tali impianti e specificare costi e benefici, ad esempio mediante una valutazione d'impatto.

La Commissione attende con interesse di ricevere pareri e osservazioni sulla presente relazione dal Parlamento europeo, dal Consiglio e dal Comitato economico e sociale europeo.

---

<sup>10</sup> Secondo la direttiva, la dismissione degli impianti è un elemento intrinseco del loro ciclo di vita. La facoltà di trattare questo aspetto è stata delegata alle autorità competenti degli Stati membri, che prima di concedere l'autorizzazione esigono e valutano una relazione sui grandi rischi, in cui devono figurare le disposizioni sulla fine del ciclo di vita dell'impianto. Non appena si prevede di dismettere un impianto, le autorità competenti dovrebbero valutare una relazione aggiornata sui grandi rischi.

## SEZIONE 1



*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*  
(art. 11 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

*G. Mesini*

**PROFILO**  
Informazioni sullo Stato Membro e sull'autorità che trasmette la relazione

- a. Stato Membro: **Italia**
- b. Periodo di riferimento: (anno civile) **2024**
- c. Autorità competente:  
**Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare**  
(ex art. 8 D.lgs. 18 agosto 2015, n. 145)
- d. Autorità competente per la relazione:  
**Il Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare**  
(ex art.11 DPCM 27 settembre 2016)
- e. Recapiti: **Segreteria Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare**  
Numero di telefono: +39 06 5722 8003/3427  
Indirizzo pec: [ezio.mesini@pec.it](mailto:ezio.mesini@pec.it); [comitato-offshore@pec.mase.gov.it](mailto:comitato-offshore@pec.mase.gov.it)  
Indirizzo e-mail: [ezio.mesini@unibio.it](mailto:ezio.mesini@unibio.it); [mesini.ezio@mase.gov.it](mailto:mesini.ezio@mase.gov.it)

**Italia**  
**Anno 2024**

**Legenda**  
[...]: il simbolo “✓”, seguito da una lettera, indica che ulteriori informazioni sono riportate nelle allegate note metodologiche e di accompagnamento.



N.	Nome o ID	Nome o ID Cluster	NUI	Tipologia di impianto	Anno di installazione impianto	Dettaglio su tipo impianto	Numero di fluido	Gas	0	12.495197	44.540685
					[v <sup>c</sup> ]	[v <sup>b</sup> ]				Coordinate in WGS 84 [v <sup>c</sup> d]	
								longitudine	latitudine		
5	Agostino A	Agostino A Cluster	NUI		1993						
6	Agostino B	Agostino B	NUI		1971			gas	27	12.471569	44.554372
7	Agostino C	Agostino C	NUI		1992			gas	0	12.494523	44.547174
8	Alba Marina	FPI	FSO	2012			petrolio	50	14.939078	42.202122	
9	Amelia A	Amelia A	NUI		1971			gas	27	12.560836	44.405716
10	Amelia B	Amelia B	NUI		1991			gas	17	12.662218	44.407503
11	Amelia C	Amelia C	NUI		1991			gas	0	12.662895	44.406935
12	Amelia D	Amelia D	NUI		1992			gas	0	12.661276	44.407901
13	Anemone B	Anemone B	NUI		1999			gas	0	12.704814	44.292989
14	Anemone Cluster	Anemone Cluster	NUI		1979			gas	0	12.70531	44.212786
15	Angelina	Angelina	FMI		1997			gas	24	12.343127	44.391172
16	Angela Cluster	Angela Cluster	NUI		1975			gas	0	12.344848	44.392973
17	Annabella	Annabella	NUI		1991			gas	17	13.078865	44.228781
18	Annalisa	Annalisa	NUI		1999			gas	0	13.113554	44.171042
19	Annamaria B	Annamaria B	NUI		2009			gas	19	13.407327	44.322576
20	Antares 1	Antares 1	NUI		1982			gas	0	12.444429	44.393988
21	Antares A	Antares A	NUI		1985			gas	0	12.453693	44.390057
22	Antonella	Antonella	NUI		1976			gas	19	12.776663	44.214442
23	Aquila 2	Aquila 2	NUI		1993			petrolio	0	18.327114	40.930188
24	Aquila 3	Aquila 3	NUI		1995			petrolio	0	18.325232	40.938159
25	Argo 1	Argo 1	NUI		2006			gas	0	13.821989	36.916622

## SEZIONE 2

## IMPIANTI

2.1. **Impianti fissi:** elenco dettagliato degli impianti impiegati nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, presenti nelle acque di giurisdizione dell'Italia al data del 1<sup>o</sup> gennaio dell'anno 2024, con specifica del tipo (ostacolo fisso con personale, fisso di norma senza personale, galleggiante destinato alla produzione, galleggiante destinato alla produzione e supporto alla produzione, compresione/accordo).

Tabella 2.1. [v<sup>a</sup>]

Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:

\* *Tipi d'impianto:*

— NFI (impianto fisso con personale);

— NU (impianto fisso di norma senza personale);

— FPI (impianto galleggiante destinato alla produzione);

— FNP (impianto fisso non destinato alla produzione);

\* *Dettaglio su tipo d'impianto, indicazioni supplementari rispetto a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014:*

— SPS (Subsea Production System, testa pozzo sottomarina);

— FSO (Floating Storage and Offloading Unit);

— STC (piattaforma di supporto alla produzione/trattamento/compressione/accordo);

\* *Tipo di fluido:*

— petrolio;

— gas;

— condensato;

— petrolio/gas;

— petrolio/condensato.



N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Dettuglio su tipo impianto	Anno di installazione	Numero di letti	Tipo di fluido	Dettuglio su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [° d]	Coordinate in WGS 84 [° d]	Coordinate in WGS 84 [° d]		
											longitudine	latitudine	longitudine	latitudine	
26	Agro 2	NUJ	SPS	2008	gas	0	13,805449	36,926058	NUJ	0	2006	gas	0	12,85966	44,1794
27	Arianna A	FMI		1984	gas	23	12,628146	44,306251	Bonacca	FM	1999	gas	18	14,359527	43,592497
28	Arianna Cluster	NUJ		1992	gas	0	12,62743	44,305288	Bonacca Est 2	NUJ	2010	gas	0	14,439551	43,578672
29	Armida 1	NUJ		1973	gas	0	12,44954	44,475932	Bonacca Est 3	NUJ	2010	gas	0	14,437583	43,578014
30	Armida A	NUJ		1985	gas	19	12,453192	44,483933	Bonacca NW	NUJ	2015	gas	0	14,335723	43,599803
31	Azalea A	NUJ		1984	gas	0	12,714258	44,171769	Brenda PER	NUJ	1987	gas	0	13,044925	44,116443
32	Azalea B DR	NUJ		1987	gas	0	12,720562	44,166817	Brenda PROD	NUJ	1987	gas	19	13,045114	44,115802
33	Azalea B PROD	NUJ	STCR	1987	gas	0	12,720768	44,165169	Calipso	NUJ	2002	gas	0	13,865461	43,827416
34	Barbara A	NUJ		1978	gas	0	13,803467	44,047208	Calpurnia	NUJ	2000	gas	16	14,153981	43,895935
35	Barbara B	NUJ		1983	gas	17	13,741427	44,091619	Camilla 2	NUJ	2001	gas	0	14,245376	42,897399
36	Barbara C	FMI		1985	gas	42	13,781867	44,076859	Cassiopea 1 [chiuso miner.]	NUJ	2008, 2024	gas	0	13,732618	36,936642
37	Barbara D	NUJ		1986	gas	42	13,809339	44,093069	Cassiopea 1 DIRA						
38	Barbara E	NUJ		1987	gas	27	13,757562	44,086774	Cassiopea 2	NUJ	2024	gas	0	13,7314375	36,937564
39	Barbara F	NUJ		1988	gas	40	13,817099	44,050183	Cassiopea 3	NUJ	2024	gas	0	13,7377676	36,9376371
40	Barbara G	NUJ		1992	gas	12	13,791533	44,063905	Cervia A	FMI	1986	gas	21	12,639005	44,234608
41	Barbara H	NUJ		1992	gas	12	13,762702	44,059387	Cervia A Cluster	NUJ	1992	gas	0	12,639697	44,235105
42	Barbara NW	NUJ		1999	gas	0	13,648827	44,108865	Cervia B	NUJ	1984	gas	0	12,645428	44,238823
43	Barbara T	NUJ	STCR	1985	gas	0	13,781345	44,077277	Cervia C	NUJ	1992	gas	13	12,640079	44,30165
44	Barbara T2	NUJ	STCR	2000	gas	0	13,78203	44,077718	Cervia K	NUJ	2000	gas	0	12,639076	44,235474
45	Basil	NUJ		1983	gas	17	13,001086	44,136649	Clara Est	NUJ	2000	gas	0	14,071618	43,779517
66	Clara NW	NUJ			gas	0	14,02145	43,802145	Clara Nord	NUJ	2000	gas	0	13,976674	43,939355

N.	Nome o ID	Nome di impianto	Dettaiolo su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Dettaiolo su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [° c]	Coordinate in WGS 84 [° d]	Coordinate in WGS 84 [° e]	Coordinate in WGS 84 [° f]	
67	Clara Ovest	NUI		1987	gas	0	13,71516	43,828681							
68	Daria A	NUI		1994	gas	0	13,249138	44,067386			1993	gas	16	12,546052	44,428193
69	Daria B	NUI	STCR	1985	gas	12	13,249706	44,065931			1998	gas	0	12,516137	44,532077
70	Davide	NUI		1980	gas	0	14,017133	43,095985			1960	petrolia	19	14,24995	37,032157
71	Davide 7	NUI		2002	gas	0	14,015886	43,095755			2024	gas	0	13,7673297	36,8763856
72	Diana	NUI		1971	gas	0	12,423718	44,441573			1985	petrolia	0	14,769454	37,032449
73	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689			1992	gas	19	14,46391	42,788002
74	Eleonora	NUI		1987	gas	0	14,155689	42,840158			1980	gas	0	12,753326	44,13104
75	Elettra	NUI		2014	gas	0	14,215197	43,764413			2011	gas	0	12,881491	44,565135
76	Emilio	NUI		2001	gas	0	14,243294	42,934945			1992	gas	0	17,165078	39,058611
77	Emilio 3	NUI	SPS	1980	gas	0	14,239388	42,938165			1998	gas	0	17,172791	39,061388
78	Emma Ovest	FMI		1982	gas	31	14,379206	42,808505			1999	gas	0	13,926435	43,040959
79	Fabrizia 1	NUI		1998	gas	0	14,001114	43,041377			2009	F50	49	14,637158	36,559805
80	Fausta	NUI		2014	gas	0	13,554058	44,056355			1987	gas	0	17,234444	39,088056
81	Fratello Cluster	NUI		1979	gas	0	14,168314	42,611534			1995	gas	0	17,204166	39,091944
82	Fratello Est 2	NUI		1980	gas	0	14,172227	42,576845			1976	gas	18	17,181692	39,114236
83	Fratello Nord	NUI		1980	gas	0	14,170126	42,648861			1992	gas	14	17,200158	39,084925
84	Garibaldi A	NUI		1969	gas	27	12,510457	44,523203			1996	gas	0	12,482887	44,231073
85	Garibaldi A Cluster	NUI		1991	gas	0	12,512025	44,523277			2005	gas	0	12,745412	44,343275
86	Garibaldi B	NUI		1969	gas	27	12,531292	44,482039			2000	gas	0	12,847116	44,698089
87	Garibaldi C	FMI		1992	gas	27	12,51528	44,231601			2002	SPS	0	13,623618	37,006661

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Dettuglio su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [° d]	Coordinate in WGS 84 [° d]	Nome o ID	Tipo di impianto	Dettuglio su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [° d]	Coordinate in WGS 84 [° d]	
109	Panda W3	NUJ	SPS	2003	gas	0	13,594536	37,005607	129	San Giorgio Mare 6	NUJ	*	1991	gas	0	13,620136	43,206235
110	Pennina	NUJ	*	1988	gas	0	14,165626	43,021356	130	San Giorgio Mare C	NUJ	STCR	1972	gas	0	13,905802	43,202624
111	Perla	NUJ	*	1991	petrolio	17	14,215245	,36,954493	131	Santo Stefano Mare 101	NUJ	*	1987	gas	-0	14,607395	42,22899
112	Porto Corsini 73	NUJ	*	1996	gas	0	12,579101	44,385037	132	Santo Stefano Mare 1-9	NUJ	*	1958	gas	0	14,59295	42,231768
113	Porto Corsini 80	NUJ	*	1981	gas	0	12,546216	44,480564	133	Santo Stefano Mare 3,7	NUJ	*	1958	gas	0	14,610729	42,219268
114	Porto Corsini 80 bis	NUJ	*	1983	gas	0	12,520231	44,423353	134	Santo Stefano Mare 4	NUJ	*	1975	gas	0	14,675454	42,207323
115	Porto Corsini C	NUJ	*	1987	gas	19	12,560198	44,391356	135	Santo Stefano Mare 6 bis	NUJ	*	1981	gas	0	14,635563	42,21549
116	Porto Corsini W 51	NUJ	*	2000	gas	0	12,588897	44,398538	136	Sarago Mare 1	NUJ	*	1981	petrolio	0	13,785407	43,320206
117	Porto Corsini M 52	NUJ	*	2001	gas	0	12,575923	44,368807	137	Sarago Mare A	NUJ	*	1981	petrolio	0	13,786738	43,288851
118	Porto Corsini W A	NUJ	*	1968	gas	0	12,359541	44,511783	138	Simonetta 1	NUJ	*	1997	gas	0	14,183769	42,559691
119	Porto Corsini W B	NUJ	*	1968	gas	0	12,373809	44,509278	139	Squalo	NUJ	*	1980	gas	-0	14,244378	42,715657
120	Porto Corsini W C	NUJ	*	1987	gas	19	12,372787	44,508864	140	Tea	NUJ	*	2007	gas	0	13,018883	44,501557
121	Porto Corsini W T	NUJ	STCR	1987	gas	0	12,352925	44,512238	141	Vega A	FMI	*	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638
122	Pretioso	NUJ	*	1985	petrolio	19	14,045081	37,009175	142	Viviana 1	NUJ	*	1998	gas	0	14,155051	42,656403
123	Regina	NUJ	*	1997	gas	0	12,840342	44,104092	143	Veneta Mare 1	NUJ	*	1985	gas	0	13,811731	43,253892
124	Regina 1	NUJ	*	1997	gas	0	12,834209	44,102781									
125	Rosso Mare A	NUJ	*	1981	petrolio	2	14,970746	42,205712									
126	Rosso Mare B	NUJ	*	1986	petrolio	4	14,946579	42,215157									
127	Rosso Mare C	NUJ	*	1991	petrolio	2	14,931856	42,235657									
128	San Giorgio Mare 3	NUJ	*	1972	gas	0	13,923748	43,197201									

## 2.2. Cambiamenti rispetto al precedente anno di riferimento

a. Nuovi impianti fissi: elenco dei nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024).

Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024)						
Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella: Si / faccia riferimento a quanto già indicato per la tabella 2.1						
N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Detttaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti
1	Cassiopea 1 DIRA	NUU	[v*b]	2024	gas	0
2	Cassiopea 2	NUU	SPS	2024	gas	0
3	Cassiopea 3	NUU	SPS	2024	gas	0
4	Gemini 1	NUU	SPS	2024	gas	0

Observazione: il pozzo Cassiopea 2 è stato chiuso definitivamente, mentre il SPS (Subsea Production System) Cassiopea 1 DIR A è stato installato nel 2024. Le coordinate delle due SPS coincidono.

b. Impianti fissi non in funzione: elenco degli impianti per le operazioni in mare del settore degli idrocarburi che sono stati dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024).

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024)						
Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella: Si / faccia riferimento a quanto già indicato per la tabella 2.1						
Nome o ID	Tipo di impianto	Detttaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Coordinate in WGS 84 [v*c]	Temporaneo / Permanente	
				longitude	latitudine	

Observazione: nessuna installazione offshore è stata dismessa durante l'anno 2024.

2.3. Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024) [non include le unità mobili di perforazione offshore (MODU) e gli altri impianti non destinati alla produzione];

Tavola 2.2.a [v*6]						
Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024)						
Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella: Si / faccia riferimento a quanto già indicato per la tabella 2.1						
* Tipi d'impianto: — MODU Mobile Offshore Drilling Unit/ impianto mobile di perforazione in mare; — altro impianto mobile non destinato alla produzione.						
* Area geografica delle operazioni, ad es.: Mare del Nord meridionale, Alto Adriatico						

Tabella 2.3

Impianti mobili [v\*6]

Tavola 2.3						
Impianti mobili [v*6]						
Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella: Si / faccia riferimento a quanto già indicato per la tabella 2.1						
* Tipi d'impianto: — MODU Mobile Offshore Drilling Unit/ impianto mobile di perforazione in mare;						
— altro impianto mobile non destinato alla produzione.						
* Area geografica delle operazioni, ad es.: Mare del Nord meridionale, Alto Adriatico						

Tavola 2.3						
Impianti mobili [v*6]						
Nome o ID	Tipo di impianto	Detttaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Coordinate in WGS 84 [v*c]	Temporaneo / Permanente	
				longitude	latitudine	

2.4. Informazioni a fini della normalizzazione dei dati [v\*1]. Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2024).

a. Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti: **3.992.520 h**, (numero di persone occupate 6226, ORE di manutenzione correttiva 160 248 h,

ORE di manutenzione totale 523.955 h)

b. Produzione totale: **1.606 ktOE (in mare)** circa **1.906 \* 10<sup>9</sup> Smc**

Produzione di petrolio: **389 ktOE (in mare)**  
Produzione di gas: **1.445 \* 10<sup>9</sup> Smc (in mare)**; circa **1.217 ktOE**  
(considerata 1 toe pari a 1187 Smc)



### SEZIONE 3

#### FUNZIONI E QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVI

##### 3.1. Ispezioni [✓]

Dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024).

Tavola 3.1

Numeri di ispezioni in mare	Giorni uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
189	219	189

##### 3.1.1. Ulteriori attività di controllo

- 396 ore di pattugliamento aereo
- 6989 ore di pattugliamento navale
- 808 monitoraggi satellitari
- 122 monitoraggi ambientali (acque)
- 37 monitoraggi ambientali (sedimenti et al.)
- 11 ispezioni subacquee (SUB/ROV)

##### 3.2. Indagini

Numero e tipo di indagini effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024).

##### a. a seguito di incidenti gravi: 1

(a norma dell'articolo 26 della direttiva 2013/30/UE)

b. a seguito di problemi di sicurezza e ambientali: 0

(a norma dell'articolo 22 della direttiva 2013/30/UE)

##### 3.3. Interventi di applicazione delle norme

Principali interventi di applicazione delle norme o condanne durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2024), a norma dell'Articolo 18 della Direttiva 2013/30/UE.

Descrizione:

.....  
.....  
.....

##### 3.4. Modifiche significative del quadro normativo sulle attività in mare

Nel corso del 2024 sono state emanate le seguenti norme di rango primario, con incidenza nel settore delle attività upstream offshore.

**Art. 2 del Decreto-Legge 17 ottobre 2024 n. 153** recante "disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e disesito idrogeologico", convertito con modificazioni dalla Legge 13 dicembre 2024, n. 191.

A seguito dell'annullamento in sede giurisdizionale, con sentenza del TAR Lazio, pubblicate a febbraio 2024 e non appellate in Consiglio di Stato, del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PITESAI), adottato con D.M. 28 dicembre 2021, in attuazione dell'art. 13-ter del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni nella legge 11 febbraio 2019, n. 12, la norma in parola è intervenuta ad abrogare le disposizioni dell'art. 13-ter del citato D.L. 135/2018, al fine di dare certezza non solo all'Amministrazione ma anche agli operatori del settore sul fatto che non sarà adottato un altro atto di pianificazione per la materia idrocarburi.

Inoltre, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione assunti a livello europeo e internazionale, è stato introdotto il divieto di conferimento di nuovi titoli minerali a olio, salvaguardo tuttavia l'iter amministrativo di istanze già in corso così come le attività nell'ambito di permessi e concessioni ad olio già rilasciate.

Sono state altresì rafforzate le previsioni di cui agli artt. 29 della legge 21 luglio 1967, n. 613, 13, comma 1, D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625, 9, comma 8, della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, prevedendo che per il riacoso delle proroghe delle concessioni di produzione di idrocarburi si deve tener conto anche delle riserve e delle potenzialità minerali ancora da produrre e dei tempi necessari per completare la razionale produzione delle stesse fino alla durata di vita utile del giacimento, nonché considerando l'area in concessione effettivamente funzionale all'attività di produzione e di ricerca e sviluppo ancora da svolgere, con ripartizione delle aree non più funzionali in tal senso, la ripartizione è da concordare con gli operatori.

È stata poi rivista la norma del Testo Unico Ambiente (Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152) vietando le attività upstream non più nelle 12 miglia dalla costa e dalle aree protette, ma entro il limite di 9 miglia dalla linea di costa e dalle aree protette, garantendo comunque un elevato grado di sicurezza per i territori circostanti.

È stato, infine, modificato l'art. 16, comma 2, L.L. 17/2022 e s.m.i., c.d. norma "gas release", che prevedeva che potessero partecipare alle procedure di approvvigionamento gas le sole concessioni "compatibili" secondo il PITESAI; essendo stato annullato detto Piano è stato eliminato il relativo riferimento, ammettendo di partecipare alle procedure "gas release" tutte le concessioni in essere, già conferite o anche da rilasciare.



La norma prevede altresì che con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica siano stabiliti le modalità di funzionamento del Comitato e della Segreteria tecnica e, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, siano stabiliti anche i compensi per i membri del Comitato della segreteria.

In ultimo, la proposta normativa prevede che, nella mire dell'istituzione del Comitato CCS e della relativa Segreteria Tecnica, al fine di garantire la continuità amministrativa per il rilascio delle autorizzazioni necessarie alle attività in corso in materia CCS, le relative competenze siano svolte temporaneamente dal Comitato ETS di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 47 del 2020, con il supporto tecnico e operativo dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le geoscienze (UNMIG), dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISRA) e dell'Istituto superiore di sanità (ISS).

**Art. 8 del Decreto-Legge 9 giugno 2024 n. 89 recante "Disposizioni urgenti per le infrastrutture e gli investimenti di interesse strategico, per il processo penale e in materia di sport", convertito con modificazioni dalla Legge 8 agosto 2024, n. 120.**

L'art. 8 D.L. 89/2024 ha modificato l'art. 4 del Decreto Legislativo 14 settembre 2011 n. 162 recante "Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stockaggio Ecologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento".

Il precedente articolo prevedeva infatti che gli specifici compiti in materia di CCS venissero svolti dal Comitato ETS di cui al decreto legislativo 9 giugno 2020 n. 47, integrato con la nomina di tre componenti esperti della materia CCS e di una segreteria tecnica, l'attuale art. 4, corre riscritto dall'art. 8 D.L. 89/2024, prevede invece che, per gli stessi compiti, in ragione dell'elevato grado di specializzazione delle materie trattate, sia istituito un Comitato CCS ad hoc, quale organismo collegiale autonomo e separato rispetto al Comitato ETS, composto da persone di elevata qualifica professionale e comprovata esperienza nel settore CCS, che non si trovino in situazioni di conflitto di interessi.

Tale organismo è composto da 5 membri: tre del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con un ruolo guida (in virtù della nomina del presidente e del vicepresidente), uno di ISRA in virtù delle notevoli competenze tecniche ambientali in materia ed uno della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, per l'opportuna partecipazione anche degli enti regionali. Il Comitato inizia a operare con la nomina di tutti i suoi membri, che durano in carica cinque anni e il cui mandato può essere rinnovato una sola volta.

Anche il Comitato CCS si avvale della Segreteria Tecnica per lo svolgimento dei compiti ad esso attribuiti, composta da 11 componenti:

- quattro membri, incluso il coordinatore, sono designati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di cui due in servizio presso l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le geoscienze (UNMIG);
- due membri sono designati dall'ISRA;
- un membro è designato dal Ministero dell'università e della ricerca, tra professori universitari esperti in materia di simma;
- un membro è designato dall'Istituto superiore di sanità (ISS);
- un membro è designato dal Ministero dell'interno, tra appartenenti al Corpo nazionale dei vigili del fuoco;
- un membro è designato dal Comitato centrale per la sicurezza tecnica della transizione energetica e per la gestione dei rischi connesi ai cambiamenti climatici di cui all'articolo 9 del decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 aprile 2023, n. 41;
- un membro è designato dalla Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281.



#### SEZIONE 4. DATI RELATIVI AGLI INCIDENTI PRESTAZIONI DELLE OPERAZIONI IN MARC

##### 4.1. Dati relativi agli incidenti (✓)

Numero di eventi da comunicare ai sensi dell'allegato IX: 1  
dei quali identificati come incidenti gravi: 0

##### 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX (✓)

Tavola a 4,2

Categoria ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	N. eventi orario	N. eventi kte
<b>a) Rilasci accidentali</b>	0	0	0
Rilasci di petrolio/gas infiammabili - Incendi			
Rilasci di petrolio/gas infiammabili - Esplosioni			
Rilasci di gas non infiammabili			
Rilasci di petrolio non infiammabile			
Rilasci di sostanze pericolose			
<b>b) Perdita di controllo del pozzo</b>	0	0	0
Eruzione			
Attivazione dispositivi preventivi/evitazione evasione (BOP bove oari preventivi/decodatore di fusto)			
Guasto di una barriera del pozzo			

c) Guasti di SECEs (Safety & Environmental Critical Elements: elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	0	0	0
d) Perdite di integrità strutturale	0	0	0
Perdita di integrità strutturale			
Perdita di stabilità/galleggiamiento			
e) Collisione di una nave	1	2,50 E-07	6,23 E-06
f) Incidenti di elicottero	0	0	0
g) Incidenti mortali (✓ o)	0	0	0
(solo se in relazione a un incidente grave)			
h) Infortuni gravi 5 o più persone nello stesso incidente (✓ o)	0	0	0
(solo se in relazione a un incidente grave)			
i) Evacuazioni di personale	0	0	0
j) Incidenti ambientali	0	0	0

4.3. Numero totale di decessi e infortuni (✓ o) (\*\*)

Tabella 3

	Numero	N. eventi one lavorante
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi	3	0,75 E-06
Numero totale di infortuni	8	2,00 E-06

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

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

Tabella 4

SECE	Numero di guasti ai SECE associati a incidenti gravi
(Safety & Environmental Critical Elements/ elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	0
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

4.5. Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

Tabella 4.5

Cause	Numero di incidenti	Cause	Numero di incidenti
a) Cause connesse alle attrezzature	0	c) Errore procedurale/organizzativo	0
Guasto per difetto di progettazione		Valutazione/percentuale del rischio inadeguata	
Caricatore elettrico		Attuazione/procedure inadeguate	
Corruzione elettrica		Mancata conformità alla procedura	
Guasto meccanico del fascia		Manca di permesso di lavoro	
Guasto meccanico da usura		Comunicazione inadeguata	
Guasto meccanico da materiale difettoso		Competenze personali inadeguate	
Guasto meccanico (novo/vecchio)		Supervisione inadeguata	
Guasto strumentazione		Organizzazione della sicurezza inadeguata	
Guasto del sistema di controllo		Altro	
Altro			
b) Errore umano – Errore operativo	0	d) Cause meteorologiche	0
Errore operativo		Vento superiore alle specifiche di progettazione	
Errore di manutenzione		Moto ondoso superiore alle specifiche di progettazione	
Errore di calcolo		Visibilità estremamente ridotta inferiore alle specifiche di progettazione	



Nella tabella 4.2 viene riportato un incidente inteso come al punto E dell'Al. IX regolamento UE 1112/2014, ovvero: "Imbarcazioni in rotta di collisione e collisioni effettive di navi con un impianto in mare; qualsiasi collisione o potenziale collisione di una nave e un impianto in mare che ha o potrebbe avere energia sufficiente per causare un danno all'impianto e/o alla nave tale da compromettere la struttura nel suo complesso e l'integrità del processo". L'incidente è stato comunicato il 18/04/2024 al MASS ed alla Capitaneria di Porto di San Benedetto del Tronto con la seguente descrizione: "Si comunica che nelle prime ore del quotidiano giorno, una motopresa 'Antonio Porte SB-240' alle ore 00:55, per cause sul Jack Up Resourcelf impegnato sulla piattaforma PCuS2, alle ore 05:00 AM, nell'ambito delle operazioni di chiusura mineraria con il Jack Up Resourcelf su piattaforma PCuS2, ed in particolare durante le attività di imbarco di uno skip (passaggio militare) visto da supply vessel 'Jack Up', un operatore comandava la rotazione del carico tramite la tag line. Questa era rimasta impigliata in una delle tasse della parte bassa dello stesso. Appena iniziata la rotazione, la fune si è liberata improvvisamente causando lo sbilanciamento dell'operatore e la sua conseguente caduta a terra. La persona è stata prontamente soccorsa e portata dal medico di bordo per le prime cure, in seguito, è stata attivata la procedura di MEDEVAC con Codice Verde assegnato dal servizio sanitario." L'infortunio ha subito la frattura distale del radio destro con una prima prognosi di 29 giorni e prognosi definitiva di 36 giorni. Ci risulta che i tre pescatori siano in buone condizioni di salute. Non sono elevate evidenze di criticità strutturale alla piattaforma.

#### Infortuni (gravi o lievi) di cui alla Tabella 4.3

03/01/2024 - Infortunio grave riportato in tabella 4.3, occorso sul Jack Up Resourcelf impegnato sulla piattaforma PCuS2, alle ore 05:00 AM, nell'ambito delle operazioni di chiusura mineraria con il Jack Up Resourcelf su piattaforma PCuS2, ed in particolare durante le attività di imbarco di uno skip (passaggio militare) visto da supply vessel 'Jack Up', un operatore comandava la rotazione del carico tramite la tag line. Questa era rimasta impigliata in una delle tasse della parte bassa dello stesso. Appena iniziata la rotazione, la fune si è liberata improvvisamente causando lo sbilanciamento dell'operatore e la sua conseguente caduta a terra. La persona è stata prontamente soccorsa e portata dal medico di bordo per le prime cure, in seguito, è stata attivata la procedura di MEDEVAC con Codice Verde assegnato dal servizio sanitario." L'infortunio ha subito la frattura distale del radio destro con una prima prognosi di 29 giorni e prognosi definitiva di 36 giorni.

18/02/2024 - Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Alle ore 10:30 circa, sulla piattaforma 'Angela Cluser' quando un operatore di ditta contrattante stava smontando una valvola mediante una chiave. Durante la rotazione il manico della valvola destra è rimasto schiacciato tra chiave e valvola. È stata attivata la procedura di Medevac da parte del capo schiacciato via crew boat con "codice verde" per il successivo avvio al Pronto Soccorso.

28/02/2024 - L'infortunio riguarda un lavoratore, dipendente della Società ENERGEAN ITALY SPA, a bordo della FSO Alba Marina. Durante il turno di riposo presso il Ponte Coperto 4 - lato diritto, il lavoratore è scivolato sul pavimento esterno del ponte in quanto bagnato dall'umidità dell'aria, mentre si recava in area esterna per motivi ricreativi. L'infortunio ha comportato 67 gg di assenza.

21/05/2024 - L'infortunio riguarda un lavoratore, dipendente della Società COEMI Srl, a bordo della piattaforma VEGA A. Durante le attività di movimentazione del rescue boat (RB009), necessarie per poter effettuare la manutenzione del mezzo, si è infortunato al lato andare sinistro. L'incidente è scattato dal fatto che la persona, al fine di gestire il carico sospeso, aveva vincolato una cima di ritenuta al ricirimano. Nel molarare la corda, svincolando il carico, la testa ha iniziato a girare intorno al corrimano trascinando il dito dell'infortunato causandogli l'amputazione (non ossea) del polpastrello. L'infortunio ha comportato 71 gg di assenza.

03/06/2024 - Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Verso le 16:00 un carpentiere di una ditta contrattista operante sulla piattaforma offshore Garibaldi A, si è presentato dal sottosegretario capo

Entità di ispezione		Presenza di ghiaccio/iceberg
Entità di progettazione		Altro
Altro		

#### 4.6. ESD - Attivazione di Emergency Shut Down

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2024, che hanno determinato l'attivazione della procedura di Emergency Shut Down. Per ogni uno di essi è indicato in tabella il nome dell'impianto ed il codice della concessione di coltivazione dove l'evento è accaduto, una breve descrizione dello stesso ed i tempi di risoluzione della criticità che ha portato all'attivazione dell'ESD.

N.	Data	Nome impianto	Breve descrizione dell'evento che ha determinato l'avvio della procedura ESD	Tempi (fittizie) minuti di risoluzione critica e tempi di ripresa dell'attività operativa
1	01/01/2024	Hera Lacinia Beaf D.C.I.A.G	Avaria PLC F&G	7 h
2	01/04/2024	Daria A/B A.C13.AS	Avaria DCS di piattaforma	88 h → causa condimente avverse
3	09/07/2024	Barbara T A.C7.AS	Blocco Generazione Elettrica	50 h
4	09/07/2024	Barbara T2 A.C7.AS	Blocco Generazione Elettrica	50 h
5	29/08/2024	Annunziata B A.C11.AG	Avaria PLC F&G	29 h
6	16/09/2024	Hera Lacinia Beaf D.C.I.A.G	Avaria quadro Generatore Elettrico	60 h → causa condimente avverse
7	11/11/2024	Hera Lacinia Beaf D.C.I.A.G	Intervento n°2 sensore min. esp. zona modulo di processo causa perdita spettatore	81 h → causa condimente avverse
8	25/12/2024	Clara NW B.C13.AS	Avaria PLC F&G	121 h → causa condimente avverse

In caso di presenza di infortuni (gravi o lievi) fornire sinteticamente una breve descrizione dell'accadimento

.....	.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....	.....

piattaforma) in fase di discesa, con un arrossamento all'occhio sinistro. A richiesta del sorvegliante sulle cause dell'arrossamento, il lavoratore ha riferito che era così dal giorno precedente e considerando che era programmata la sua discesa in giornata, all'arrivo a terra si sarebbe recato al Pronto Soccorso per accertamenti. A scopo cautelativo il Sorvegliante Eni a bordo ha attivato la procedura a Medevac (codice verde: sbacco via crew boat) ed il lavoratore è rientrato in porto a Ravenna verso le 18.30 e successivamente si è recato al Pronto Soccorso dove gli sono stati fatti gli urgenti si è ripresentato per il controllo dove gli sono stati attribuiti 4 giorni di prognosi, il lavoratore ha ripreso l'attività lavorativa il giorno 08/06/2024.

02/09/2024 - L'infortunio riguarda un lavoratore, dipendente della Società SIME Srl, a bordo della piattaforma VEGA A. Durante il tragitto dagli spogliatoi alla sala mensa del 2° livello, è scivolato sullo scivolo di accesso all'Heidrick, Modulo 150, cadendo accidentalmente con la schiena sui gradini, accusando un dolore al bisipite femorale sinistro. L'infortunio ha comportato 29 gg di assenza.

#### FINE DELLA RELAZIONE

01/12/2024 - Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Alle ore 11:35 circa, presso l'impianto Jack-L-P Key Manhattan su piattaforma Cervia C, un operatore di ditta contrattata, mentre si trovava su a monkey board per stivare un drill pipe, è scivolato procurandosi una distorsione al ginocchio. Il lavoratore è comunque rimasto in piedi ed indossato correttamente tutti i DPI previsti per l'attività, in particolare l'imbragatura anticauta correttamente ancora alla struttura, il lavoratore in autonomia si è recato presso l'infierma ad è stato visitato dal medico di bordo sull'impianto. Considerando le condizioni non critiche riscontrate nell'immediato, il lavoratore è stato sconsigliato il giorno successivo, 02/12, ed in data 03/12 si è recato al pronto soccorso, dove è stata confermata una distorsione al ginocchio con una prognosi di 10 giorni.

11/12/2024 - Infortunio lieve riportato in tabella 4.3. Sulla piattaforma Dania B, alle ore 19:15 circa, da una camioncina della ditta Pellegrini, mentre preparava la cena si è procurato un taglio al dito medo della mano sinistra. Il lavoratore è stato assistito dal team di pronto soccorso dell'impianto ed è stato attivato il Medevac (codice verde) coinvolgendo anche il nostro Medico Responsabile per le Emergenze. Il lavoratore è stato sbarcato al porto di Pescara verso le 21:20 e preso in carico dal 118 locale.

#### 4.7. Incendi/esplosioni

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2024, nel quali si è verificato un **incidente** (anche di natura minare o un'esplosione). Per ciascuno di essi viene descritto se l'evento è stato concorrente o meno con altri eventi critici (specificati nel Regolamento 11/2/2014- **Allegato 0).**

N.	Data (dal 1 gennaio 2024 al 31 dicembre 2024)	Nome impianto e codice concessione di coltivazione	Breve descrizione dell'evento	Conciliazione con altri eventi del Regolamento 11/2/2014 (faranno eventualmente anche più di uno)	Tempi di risoluzione della crisi e tempi ripresa dell'attività operativa (indicare anche unità di misura)
.....	.....	.....	.....	.....	.....



**Note metodologiche e di accompagnamento  
relative alla:**

**Sezione 1 - Profilo**

> Nessuna nota per questa sezione.

**Sezione 2 - Impianti**

**[a]** Nota alla Tab.2.1-**Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia [in 2.1. Impianti fissi]**

Nella tabella 2.1 vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 1° gennaio dell'anno 2024, anche se non più produttive.

**[b]** Nota alla voce "Dettaglio tipo impianto"

della Tab.2.1 | In 2.1. Impianti fissi/[...]/a Nuovi impianti fissi/[...];  
della Tab.2.2.a | In 2.2. Cambiamenti.../a Nuovi impianti fissi non in funzione/];  
della Tab.2.2.b | In 2.2. Cambiamenti/b. Impianti fissi non in funzione/].

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE n.1112/2014<sup>1</sup>, nella tabella sono state riportate anche le teste pozzi 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 NU1 (impianto fisso di norma senza personale) e, nel dettaglio sul tipo d'impianto, è riportato l'acronimo SPS (Subsea Production System); le teste pozzi sottomarine, al 1° gennaio dell'anno 2024, sono 14: AQUILA 2, AQUILA 3, ARGO 3, ARGO 2, BONACCIA EST 2, BONACCIA EST 3, CAMILLA 2, CASSIOPEA 1, ELENA 1, EMILIO 3, LUNA 27, LUNA 40 SAF, PANDA 1, PANDA WT.

2. Le FPI (unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi) sono state ulteriormente etichettate, rispetto a quanto previsto dal Regolamento UE n.1112/2014, con gli acronimi FSO e FPSO per specificare la tipologia: le Floating Storage and Offloading unit, al 1° gennaio dell'anno 2024, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS).

3. Le piattaforme di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate, rispetto a quanto previsto dal Regolamento UE n.1112/2014, con l'acronimo STCR [supporto: Trattamento/Complessione/Raccordo]; al 31 dicembre dell'anno 2024, esse sono 10: AZALEA B PROD, BARBARA T, BARBARA T2, BRENDA PROD, CERVIA K, DARIA B, GARIBOLDI K, GARIBOLDI T, PORTO CORSINI WT, SAN GIORGIO MARE C.

**[c]** Nota alla voce "Anno di installazione"  
della Tab.2.1 | In 2.1. Impianti fissi];

<sup>1</sup> Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione del 13 ottobre 2014 che stabilisce un formato comune per la condizione di informazioni relative agli indirizzi di indennità da parte degli operatori dei proprietari degli impianti in mare nel settore degli idrocarburi, nonché un formato comune per la pubblicazione delle informazioni relative agli indirizzi di indennità da parte degli operatori.

1



della Tab.2.2.a [in 2.2.Cambiamenti... / a Nuovi impianti fissi/];  
della Tab.2.2.b [in 2.2.Cambiamenti / a impianti fissi non in funzione/].

Si assume che l'anno di installazione faccia riferimento all'anno della campagna di installazione offshore. Si considera che una piattaforma installata in un certo anno potrebbe essere messa in produzione negli anni successivi.

[✓d] Nota alla voce "Coordinate"  
della Tab.2.1. [in 2.1.Impianti fissi];  
della Tab.2.2.a [in 2.2.Cambiamenti... / a Nuovi impianti fissi/];  
della Tab.2.2.b [in 2.2.Cambiamenti / a impianti fissi non in funzione/].

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

[✓e] Nota alla Tab.2.2.a-Nuovi impianti fissi entrati in funzione...[in 2.2.Cambiamenti... / a Nuovi impianti fissi/].

La tabella 2.2.a si riferisce ai nuovi impianti fissi che, durante il periodo di riferimento della relazione [2024], sono entrati in funzione ovvero hanno avviato la produzione.

[✓f] Nota alla Tab.2.2.b-Impianti dismessi...[in 2.2.Cambiamenti... / b, impianti fissi non in funzione/].

La tabella 2.2.b si riferisce agli impianti che, durante il periodo di riferimento della relazione [2024], sono stati oggetto di dismissione, anche temporanea.

[✓g] Nota alla Tab.2.3-Impianti mobili [in 2.3. Impianti mobili].

Sono indicati in tabella gli impianti mobili impiegati in operazioni di pozzo.

[✓h] Nota ai Par. 2.4 informazioni a fini della normalizzazione dei dati

1. Ai fini del Regolamento (UE) n. 1112/2014 per "normalizzazione" si intende una trasformazione applicata uniformemente a tutti gli elementi di un insieme di dati in modo da conferire alcune specifiche proprietà statistiche.

2. Le fonti dei dati per la produzione di idrocarburi sono il database UNMIG della DGS (Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza) del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Il valore nella produzione di idrocarburi in *Kilogrammolete di petrolio equivalenti (Ktep)* è stato calcolato – per le sole esigenze di normalizzazione dei dati di questa relazione – sulla base delle seguenti assunzioni:

I. la definizione di *tep* della International Energy Agency, secondo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a 101 kcal/ovvero a 41.868 GJ;

II. Il valore del potere calorifico inferiore del gas naturale preso convenzionalmente pari a 8.190 kcal/m<sup>3</sup>, in continuità con quanto fatto nelle edizioni precedenti della relazione;

3. Con il simbolo Smc si intende lo *standard metro cubo*, ovvero l'unità di misura della quantità di sostanza gassosa contenuta in un metro cubo, a condizioni standard di temperatura (15 °C) e di pressione (pressione atmosferica pari a 1 atm ovvero a 101.329 Pa).



1. La colonna "numero di eventi" nella tabella 4.2 (Categorie di incidenti), si riferisce al numero d'eventi per categoria.
2. Come indicato nell'Allegato 1 del Regolamento UE n.112/2014, «se l'incidente rientra in una delle categorie menzionate, [...] le pertinenti sezioni sono complete, considerando che, [...] un singolo incidente potrebbe comportare il completamento di più di una sezione», in altre parole è possibile specificare anche più di una categoria per descrivere al meglio ogni singolo evento (ovvero ogni singolo incidente accaduto che richiede di essere comunicato), come specificato nella precedente nota [1].

3. Nella colonna "numero di eventi" (nella tabella 4.2), è stato assegnato il valore 1 ad ogni categoria correlata ad un evento<sup>3</sup>, per questo motivo, se durante l'anno di riferimento si sono registrati eventi multi-categoria, si considera normale che la somma  $N_c$  (par 4.2) [somma dei valori della colonna "numero di eventi" (per categoria) della tabella 4.2], sia maggiore del valore  $N_{Apar 4.1}$  ("numero di eventi" accaduti), riportato nel par. 4.1.

Ovvero, con formulazione sintetica:

$$N_c \text{ (par 4.2)} \geq N_{Apar 4.1}$$

con >, in caso di uno o più eventi multi-categoria;  
con =, in caso di nessun evento multi-categoria;

[✓n] Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

1. Come indicato nella Linea Guida EU/DAG al Regolamento n.112/2014, per "evento" si intende un incidente – ma più in breve un episodio accidentale anche solo potenzialmente critico per la sicurezza – che richiede di essere comunicato all'Autorità Competente, quando rientra in una o più categorie descritte nella Direttiva 2013/30/UE<sup>4</sup> e specificate operativamente nell'Allegato 1 del Regolamento UE n.112/2014<sup>4</sup> (le categorie in oggetto costituiscono la prima colonna della tabella nel successivo par. 4.2).
2. Nel paragrafo 4.1, l'indicazione "numero di eventi da comunicare" si riferisce al numero di eventi accaduti nell'anno di riferimento della relazione.
3. Nel 2020 si sono verificati 9 eventi incidenti; il numero di eventi comunicati ai sensi dell'Al. IX è uno [1], i rimanenti 8 eventi sono associati a 3 infortuni gravi e 5 lievi.

[✓n]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.3-Infortuni [in 4.3. Numero totale di infortuni e infortuni ]

1. La categorizzazione di ogni evento, riportata nella relazione, viene comunicata sulla base delle prime osservazioni effettuate dopo l'accadimento dello stesso, secondo quanto disposto dal Regolamento UE n.112/2014, per le finalità di rendicontazione statistica; la dinamica dell'incidente è ricostituita a conclusione di indagini tecniche approfondite e dei relativi seguiti.

[✓o] Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

1. Nella relazione, con il termine "infortunio" s'intende un infortunio, avvenuto durante le attività offshore e rilevato a fini statistici (ovvero un accadimento che ha determinato un'assenza dal posto di lavoro superiore a 3 giorni oppure che ha avuto un esito fatale). L'infortunio è classificato come:
  - lieve, se l'assenza dal posto di lavoro è inferiore o uguale a 30 giorni;
  - grave, se l'assenza dal posto di lavoro è superiore a 30 giorni;
  - fatale, se ha causato un decesso.

2. La tabella 4.2 si riferisce solo agli infortuni e ai decessi relativi ad incidenti rilevanti; la tabella 4.3 si riferisce anche ad eventi non legati a incidenti rilevanti.

<sup>3</sup> Si suppone che in un anno avvengano m eventi, se la cella della tabella 4.2 ha valore n, significa che n eventi tra gli m accaduti sono descritti dalla specifica categoria C<sub>i</sub>; ogni evento può essere descritto da più categorie C<sub>i</sub>, C<sub>j</sub>, ...



Not

Nota alla Tab 4.3-Infortuni [in 4.3. Numero totale di infortuni e infortuni ]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

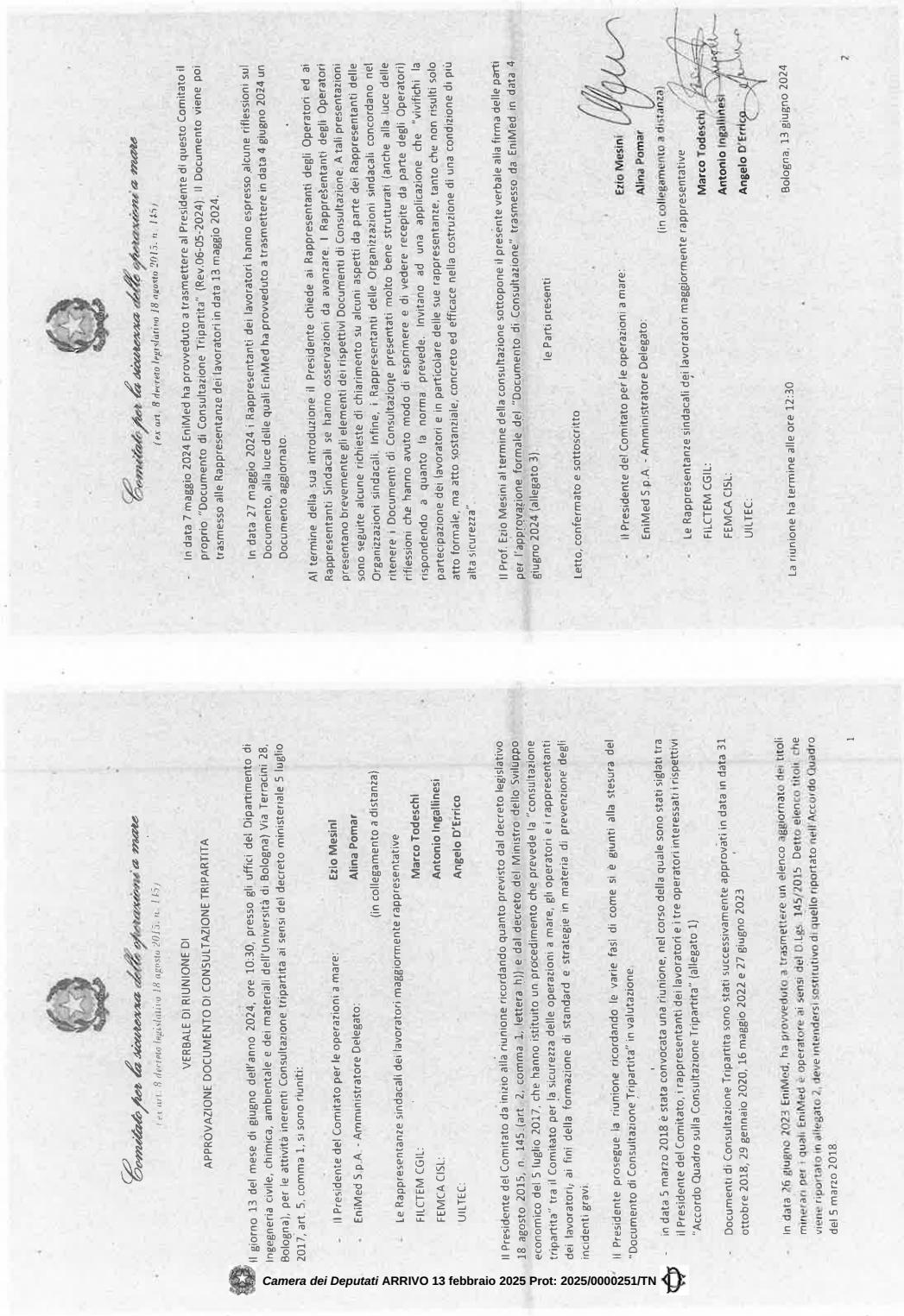
Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]

Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incident

<sup>3</sup> Nella tabella 4.3, la riga "numero totale di infortuni" si riferisce alla somma degli infortuni fatali, degli infortuni gravi e degli infortuni lievi che si sono verificati nel 2024 durante le attività orficine. Nel 2024 si sono registrati 8 infortuni, dei quali 3 gravi.





**Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare**

Riunione di Sottoscrizione

Documenti di Consultazione TRIPARTITA

13 giugno 2024

Io sottoscritta Alina POMAR, Amministratore, Delegato di EniMed S.p.A., dichiaro di avere preso parte alla riunione odierna in via telematica a mezzo della piattaforma TEAM5 a partire dalle ore 10:00.

Comunico, inoltre, di sottoscrivere il verbale redatto nel corso della riunione.

In fede

  
Alina POMAR  
EniMed S.p.A.  
Amministratore Delegato

<https://teams.microsoft.com/l/meetup-join/193a8eef-0000-0000-0000-000000000000/67b9a22109e2293a92e996478c-1b08-4949-bf8c-699181b189ab%22%29%292201d%2293a922aa42b87b-caf1-43a5-b747-7871cf9c17%22%7d>



DOC | Documento di Consultazione Tripartita

**FRONTESPIZIO**

**TITOLO:**

**Documento di Consultazione Tripartita (ai sensi dell'art. 4, comma 3 del DM 05-07-2017)**

**NOTE:**

**DATA EMISSIONE:**  
04/06/2024

**DATA DECORRENZA:**  
04/06/2024

**REDAZIONE A CURA DI:**

**SAGE**  
Domenico MUSSARIO  
Alia: POMAR  
*[Signature]*

**VERIFICATO DA:**

**APPROVATO DA:**

**PRE/AMD**  
Alia: POMAR  
*[Signature]*

**EniMed**  
Distro documenti e firmate su EniMed che ne mantiene tutti i tracciati. La copia, una volta preservata dal sito, è inviata non contrattata, prima dell'utilizzo, verificando la validità della revisione del documento.

**eni**



**1. OBIETTIVI**

**2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI**

**3. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE**

**4. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE**

**5. REQUISITI DEL D. LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE RISCE**

**6. 1. Politicina di prevenzione redatta da Enimed**

**7. 2. Procedura di valutazione dei rischi**

**8. 3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei Grandi Rischi**

**9. 4. Analisi dei Grandi Rischi, negli Cassiopée**

**10. 5. Controlli e aggiornamenti delle norme di operazione**

**11. 6. Sistemi delle risposte**

**12. 7. Gestione delle emergenze**

**13. 8. Definizione dei piani di emergenza**

**14. 9. Istruzioni generali di gestione delle emergenze**

**15. 10. Linee guida per la gestione di emergenza**

**16. 11. Formazione dei team ambientali**

**17. 12. Manutenzione e diac prestazioni**

**18. 13. Attività di monitoraggio e valutazione**

**19. 14. Partecipazione e consultazioni tripartite e attuazione degli interventi**

**20. 15. Conto di giurante, negli Stakeholders**

**21. 16. Riferimenti**

**22. Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot. 2025/0000251JTNT**

**1. OBIETTIVI**

**2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI**

**3. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE**

**4. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE**

**5. REQUISITI DEL D. LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE RISCE**

**6. 1. Politicina di prevenzione redatta da Enimed**

**7. 2. Procedura di valutazione dei rischi**

**8. 3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei Grandi Rischi**

**9. 4. Analisi dei Grandi Rischi, negli Cassiopée**

**10. 5. Controlli e aggiornamenti delle norme di operazione**

**11. 6. Sistemi delle risposte**

**12. 7. Gestione delle emergenze**

**13. 8. Definizione dei piani di emergenza**

**14. 9. Istruzioni generali di gestione delle emergenze**

**15. 10. Linee guida per la gestione di emergenza**

**16. 11. Formazione dei team ambientali**

**17. 12. Manutenzione e diac prestazioni**

**18. 13. Attività di monitoraggio e valutazione**

**19. 14. Partecipazione e consultazioni tripartite e attuazione degli interventi**

**20. 15. Conto di giurante, negli Stakeholders**

**21. 16. Riferimenti**

**22. Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot. 2025/0000251JTNT**

Il presente documento è stato redatto ai fini della convocazione della riunione preliminare di consultazione tripartita, ai sensi dell'Articolo 4, comma 3 dello "Schema di Accordo di Consultazione Tripartita" definito attraverso il Decreto Ministeriale del 5 Luglio 2017 (Decreto Quadro di cui all'Articolo 2, comma 1, lettera H del D.Lgs. 145/15).

In accordo all'Articolo 3 del suddetto decreto, sono oggetto di consultazione i seguenti temi:

■ la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;

■ l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione;

■ il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui all'Articolo 19, comma 3, e allegato I paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dall'Articolo 2 dello stesso decreto, alla consultazione tripartita partecipano i rappresentanti dell'operatore, dei lavoratori scelti liberamente dalle loro organizzazioni rappresentative e, per il Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare (da qui in avanti indicato con Comitato), il Presidente o un suo Delegato.

Il documento si riferisce, inoltre, al CCNL vigente del settore Energia e Petrólio e, in particolare, alla sezione Salute Sicurezza e Ambiente dello stesso.

1.1 Ambito di applicazione

Il Decreto Legislativo n.145 del 18 Agosto 2015 (in forma abbreviata D.Lgs. 145/15), in vigore dal 16/09/2013, rappresenta l'attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. L'articolo 11 di tale Decreto stabilisce che, prima di effettuare operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, l'operatore presenta una serie di documenti in relazione alla tipologia di impianto, di operazioni da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente o in fase di progettazione). La documentazione da presentare contiene una descrizione adeguata della Politica di prevenzione degli incidenti gravi, del Sistema di Gestione HSE, della risposta alle emergenze e la valutazione dei rischi di incidenti gravi comparsi alle attività svolte. Tali argomenti vengono inclusi all'interno di un unico documento denominato "Relazione Grandi Rischi" (in seguito indicato come RGR), redatto in conformità allo stesso decreto.

**1.2 Principali definizioni**

In accordo al D. Lgs. 145/15 si definiscono:

■ Grande Rischio: una qualsiasi situazione che può sfociare in un incidente grave.

■ Incidente Grave: in relazione a un impianto o a infrastrutture connesse:

Enimed

Questo documento è di proprietà Enimed (Isole e Capri) e deve essere utilizzato, in copia, una volta prelevato dal sito e in stato non contrattato, prima dell'utilizzo, e non deve essere utilizzato, in copia, una volta prelevato dal sito e in stato non contrattato, prima

dell'utilizzo, a verificare la validità della redazione del documento.

3



*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

(r.v. att. 4, decreto legge/lira 18 febbraio 2015, n. 145)

*VERBALE DI RIUNIONE DI  
APPROVAZIONE DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA*

Il giorno 13 del mese di giugno dell'anno 2024, ore 10:30, presso gli uffici del Dipartimento di Ingegneria civile, chimica, ambientale e dei materiali dell'Università di Bologna) Via Terracini 28, Bologna), per le attività inerenti Consultazione tripartita ai sensi del decreto ministeriale 5 luglio 2017, art. 5, comma 1, si sono riuniti:

Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare:

**Ezio Mesini**

**Luta De Caro**

Eni S.p.A., Responsabile di Eni/DICS S.p.A.;

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

**Marco Todeschi**

**Antonio Ingallinesi**

**Angelo D'Ercole**

FILCTEM CGIL;

FEMCA CISL;

UILTEC;

Il Presidente del Comitato da inizio alla riunione ricordando quanto previsto dal decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 (art. 2, comma 1, lettera h) e dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 5 luglio 2017, che hanno istituito un procedimento che prevede la "consultazione tripartita" tra il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori, ai fini della formazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

Il Presidente prosegue la riunione ricordando le varie fasi di come si è giunti alla stesura del "Documento di Consultazione Tripartita" in valutazione.

In data 5 marzo 2018 è stata convocata una riunione, nel corso della quale sono stati siglati tra il Presidente del Comitato, i rappresentanti dei lavoratori e i tre operatori interessati i dettivi "Accordo Quadro sulla Consultazione Tripartita" (allegato 1).

Documenti di Consultazione Tripartita sono stati successivamente approvati in data in data 31 ottobre 2018, 29 gennaio 2020, 16 maggio 2022 e 27 giugno 2023.

In data 16 aprile 2024 è stata convocata una riunione preliminare di consultazione tripartita coerentemente con quanto fissato dagli Accordi Quadro.

le Parti presenti

Letto, confermato e sottoscritto

Il Prof. Ezio Mesini al termine della consultazione sottopone il presente verbale alla firma delle parti per l'approvazione formale del "Documento di Consultazione" trasmesso da Eni S.p.A. in data 7 giugno 2024 (Doc. n. CON.TRI/EN001/2018 rev. 7) riportato in allegato 3.

Ezio Mesini

Luca De Caro

Marco Todeschi

Antonio Ingallinesi

Angelo D'Ercole

Bologna, 13 giugno 2024

2

La riunione ha termine alle ore 12:30

1



## Indice

1. INTRODUZIONE .....	3
2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI .....	4
2.1. Politiche di prevenzione adottate da Eni .....	4
2.2. Sistema di Gestione HSE di Eni .....	5
3. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE .....	9
4. REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE .....	10
4.1. Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità .....	10
4.2. Procedura di valutazione dei rischi .....	12
4.3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi .....	14
4.4. Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni .....	16
4.5. Gestione delle modifiche .....	19
4.6. Gestione delle emergenze .....	20
4.7. Mitigazione dei danni ambientali .....	24
4.8. Monitoraggio delle prestazioni .....	25
4.9. Attività di audit e riesame .....	29
4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi .....	30
5. RIFERIMENTI .....	33

<b>Documento di Consultazione Tripartita</b>			
(ai sensi dell'art. 4, comma 3 del DM 05-07-2017)			
Numero Documento: CON TRI ENI 001.2018			
Proprietario Documento: Eni			
<b>Reazione</b>	<b>Data</b>	<b>Compiuto:</b>	<b>Verificato:</b>
00	15/05/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini M. Giusto
01	27/05/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini M. Giusto
02	22/10/2018	L. Scataglini	L. Scataglini M. Giusto
03	05/12/2019	L. Scataglini	L. Scataglini M. Giusto
04	19/04/2022	Gdt. SICS	L. Boccitto L. De Carlo
05	05/05/2023	Gdt. SICS	A.A. Zanchelli L. De Carlo
06	06/05/2024	Gdt. SICS	A.A. Zanchelli L. De Carlo
07	04/06/2024	Gdt. SICS	A.A. Zanchelli L. De Carlo



## 1. INTRODUZIONE

Il presente documento è stato redatto ai fini della convocazione della riunione preliminare di consultazione tripartita, ai sensi dell'Articolo 4, comma 3 dello Schema di Accordo di Consultazione Tripartita definito attraverso il Decreto Ministeriale del 5 Luglio 2017 (Accordo Quadro di cui all'Articolo 2, comma 1, lettera H del D.Lgs. 145/15).

In accordo all'Articolo 3 dello stesso decreto, sono oggetto di consultazione i seguenti temi:

- (a) la formulazione e standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;
- (b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e d'azione;
- (c) il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui all'Articolo 19, comma 3, e allegato 3 paragrafo 2 del D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dall'Articolo 2 dello stesso decreto, alla consultazione tripartita partecipano i rappresentanti dell'operatore, dei lavoratori scelti liberamente dalle loro organizzazioni rappresentative e, per il Comitato per la Sicurezza delle Operazioni al Mare (da qui in avanti indicato con Comitato), il Presidente o un suo delegato.

Il documento si riferisce, inoltre, al CCNl, vigente nel settore Energia e Petrolio e in particolare alla sezione Salute Sicurezza e Ambiente dello stesso.

In accordo al D.Lgs. 145/15, si definisce Incidente Gravé un qualsiasi incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a 5 o più persone ad uno che si trova nell'impianto in mare in cui ha origine il pericolo o sulle infrastrutture ad esso connesse o che potrebbe dar luogo a gravi impatti sull'ambiente circostante (es. acque marine, zone costiere, aree e habitat naturali protette, etc.)

Il Decreto Legislativo n. 145 del 18 Agosto 2015 (in forma abbreviata D.Lgs. 145/15), in vigore dal 16-09-2017, rappresenta l'attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni a mare nel settore degli idrocarburi. L'articolo 11 di tale Decreto stabilisce che, prima di effettuare operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, l'operatore deve presentare una serie di documenti in relazione alla tipologia di impianto, da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente in fase di progettazione). La documentazione da presentare deve contenere almeno una descrizione adeguata della politica di prevenzione degli incidenti gravi, del sistema di gestione HSE, della risposta alle emergenze e la valutazione dei rischi di incidente grave connessi, alle attività svolte. Tali argomenti vengono inclusi all'interno di un unico documento denominato Relazione Grandi Rischi (in seguito indicato come RGR), redatto in conformità allo stesso decreto.

## 2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Nel presente capitolo si illustrano le strategie adottate da Eni al fine di prevenire l'accadimento di incidenti gravi in accordo alla definizione data dal D.Lgs. 145/15. Tali strategie sono inerenti alla politica di prevenzione degli incidenti gravi e al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente.

È comunque importante sottolineare che, dal momento che le attività Eni sono da sempre state soggette alla possibilità che si verifichino incidenti gravi (ad esempio, blowout), una strategia di prevenzione degli incidenti gravi era già stata definita dalla Compagnia, e assimilata dai propri dipendenti e dai contrattisti, ancor prima dell'entrata in vigore del Decreto (il D.Lgs. 624/96 già prevedeva di valutare tutti i rischi connessi allo svolgimento di attività nelle industrie espressive).

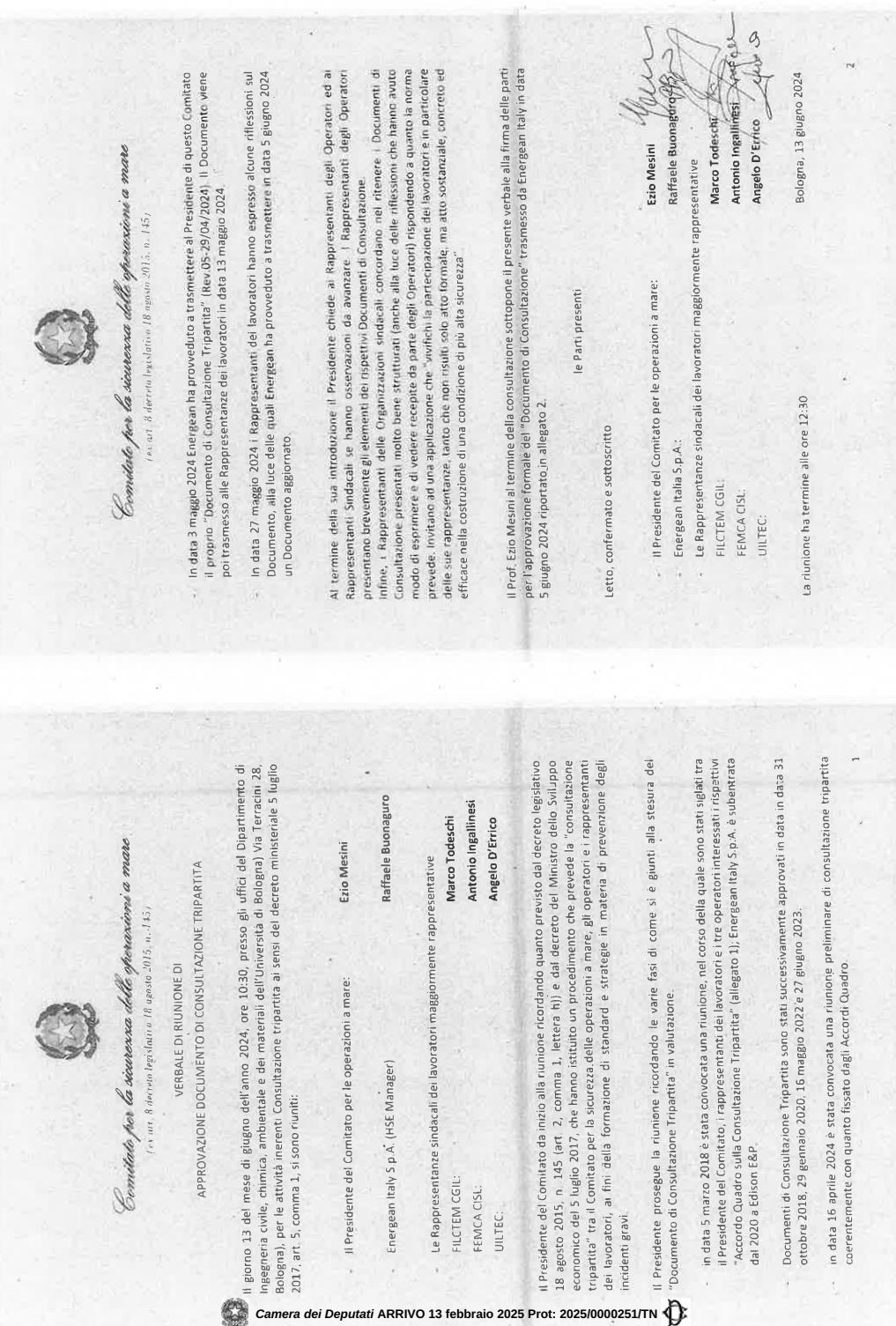
### 2.1. Politiche di prevenzione adottate da Eni

Come stabilito dall'Articolo 19 del D.Lgs. 145/15, l'operatore redige un documento che definisce la propria politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi in tutte le proprie attività in mare nel settore degli idrocarburi, in cui si esplica il sistema adottato per il monitoraggio, sulla base di dati politica e la geranzia dell'attuazione. La politica di prevenzione degli incidenti gravi tiene conto della responsabilità primaria dell'operatore, sia nell'ambito del controllo dei rischi di incidente grave legati alle attività svolte, sia in quello del miglioramento continuo del controllo di tali rischi in modo da assicurare un livello elevato di protezione in qualsiasi momento.

Eni si è dotata di 3 Politiche che rispondono ai requisiti del citato Decreto nei termini che vengono illustrati di seguito.

1. *Misure per costituire e mantenere una scelta cultura della sicurezza, con particolare riferimento alla valutazione delle risorse, agli obiettivi di impresa, alle misure per premiare comportamenti desiderabili e alla frequenza e livello di dettaglio dei controlli sui processi:*

- 1.1. Adozione di principi e testi practices internazionali;
- 1.2. Promozione della acquisizione di certificazioni di conformità a standard nazionali ed internazionali relativi ai processi aziendali;
- 1.3. Assegnazione di obiettivi d'integrità e ruoli/responsabilità e modalità di controllo dei processi aziendali;
- 1.4. Responsabilizzazione delle persone con formazione specifica atta a promuovere comportamenti mirati alla cautela e alla prevenzione;
- 1.5. Processi di prevenzione dei rischi;



ENERGEAN	Energean Italy SpA
Documento di consultazione tripartita	
Rev. 05 - 29/04/2021	

*Summary*

1...MODALITÀ DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO .....	3
2...INFORMAZIONI GENERALI .....	5
2.1. Comitato Direttivo Off-shore .....	5
2.2. Concessioni dell'Operatore oggetto di consultazione .....	6
3...POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI .....	8
4...RGR E SISTEMA DI VERIFICA INDEPENDENTE .....	11
4.1. Presentazione delle Relazioni Grandi Rischi .....	11
4.2. Tipologia di analisi svolta .....	12
4.3. Impianti e raggruppamenti per le RGR proposti .....	13
4.4. Metodologia nella RGR: scheda di verifica .....	14
4.5. Scelta del Verificatore indipendente e relativi compiti .....	14
4.6. Sistema di verifica .....	15
4.6.1. Audit per la verifica della gestione dei SECe .....	16
4.6.2. Gestione delle non conformità (Action Plan) .....	16
5...CONVOLGIMENTO DELL'OPERATORI .....	16
5.1. Premessa .....	16
5.2. Coinvolgimento ai sensi del DLgs 145/15 .....	17
6...GESTIONE DELLE EMERGENZE .....	19
6.1. Scopo della procedura per la gestione delle emergenze e delle crisi aziendali .....	19
6.2. Gli obiettivi della gestione delle situazioni di Crisi .....	19
6.3. Gestione degli incidenti e livelli di escalation .....	20
6.4. Valutazione della gravità dell'incidente .....	22
6.4.1. Flow chart del processo di attivazione del piano di gestione della crisi .....	23
6.5. Piani di emergenza dei distretti operativi - LIVELLO BRONZE .....	24
• Piani di emergenza generale distretti operativi (PGE) .....	24
• Piano di risposta alle emergenze interne (PREI) .....	24
• Piani di emergenza specifici, OPEP e SOEP .....	24
6.6.1. Piani di emergenza dei generale distretti operativi (PGE) e Piano di risposta alle emergenze interne (PREI) .....	25
• Piani di emergenza specifici, OPEP e SOEP .....	25
• Segnalazione degli incidenti rilevanti .....	25
• Struttura della squadra di risposta all'emergenze .....	26
6.6.2. Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15) .....	27
6.6.2.1. Dispositivi antiriquacramento in dotazione .....	28
6.6.2.2. Deposito materiali antiriquacramento .....	28
• Deposito di Pozzallo .....	29
• Deposito di Ortona .....	30

Documento di consultazione tripartita

Energean S.p.A.

ENERGEAN	Energean Italy SpA
Documento di consultazione tripartita	
Rev. 05 - 29/04/2021	

**ENERGEAN****Operatore: Energean Italy SpA****Attività off-shore Italia****Documento di consultazione****CONSULTAZIONE TRIPARTITA**  
**Operatore-Comitato-Rapp. dei Lavoratori**  
ai sensi del D.M. del 05 luglio 2017**Lista degli aggiornamenti**

N° rev.	Compilatore	Revisore	Ri/S	Approvazione	Data e motivazione revisione
00	S. Bagnato	S. Bagnato C. Vassalli	D. Laudino S. La Delfa	G. Di Natale	05/05/2018 Prima Emend.
01	S. Bagnato	S. Bagnato C. Vassalli	D. Laudino S. La Delfa	G. Annunziata	04/10/2018 Modifiche richieste dalla CGSS S.p.A.
02	M. Maisano	C. Valente F. Gallorecchia	B. Giuliano M. La Corte	G. Annunziata P. Sartoreco	20/11/2019 Agg. struttura organizzativa, sistema di servizio aggiornamento SGSSA, modulistica richiesta dalla CGSS S.p.A.
03	M. Maisano	R. Bongiorno E. Saluci	B. Giuliano M. La Corte	G. Annunziata P. Sartoreco	01/04/2022 Agg. struttura organizzativa, gestire dell'emergenza a seg. SGSSA.
04	M. Maisano	R. Bongiorno E. Saluci	B. Giuliano M. La Corte	G. Annunziata P. Sartoreco	08/05/2023 Agg. struttura organizzativa, gestione dell'emergenza, da sistema di verifica e del SGSSA.
05	M. Maisano	R. Bongiorno E. Saluci	B. Giuliano M. La Corte	G. Annunziata P. Sartoreco	29/04/2024 Agg. struttura organizzativa, stato progettazione RGR coinvolgimento lavoratori

Camera dei Deputati ARRIVO 13 febbraio 2025 Prot: 2025/0000251JTN

Documentazione di Consultazione Tripartita

Energean Italy SpA.

ENERGEAN	ENERGEAN ITALY SpA	Page 00/73
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 29/04/2024

ENERGEAN	ENERGEAN ITALY SpA	Page 00/73
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 29/04/2024

#### 1. MODALITA' DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO

Il presente documento è così suddiviso:

##### PRIMA PARTE

- Informazioni e elementi ritenuti particolarmente rilevanti ai fini della redazione del presente documento in relazione al Comitato e al D.Lgs 145/15.

##### SECONDA PARTE

- Oggetto della consultazione tripartita: *la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi, l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione:*

##### TERZA PARTE

- Politica Energan Italy spa Politica sui Grandi Rischi;
- RGR e sistema di verifica;
- Coinvolgimento dei lavoratori;
- Risposta alle emergenze;
- Sviluppo buoni prassi

#### 7.1 Registrazione dati pertinenti per l'art. 19 comma 11-D.Lgs 145/15

7.2 Simulatore antinquinamento: PISSES II E NTPRO	53
7.2.1 Genesi del progetto	53
7.2.2 Aspetti rilevanti rispetto al D.Lgs 145/15.	53
7.2.3 Caratteristiche del simulatore	54
7.2.4 Implementazione del progetto.	59
8. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE	62
8.1 Generalità	62
8.2 Requisiti Allegato I paragrafo 9 D.Lgs 145-15	66
8.2.1 Struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale	66
8.2.2 Descrizione delle procedure per l'individuazione e valutazione dei grandi rischi	66
8.2.3 Descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale	66
8.2.4 I controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali.	66
8.2.5 Gestione dei cambiamenti	66
8.2.6 Preparazione e risposte alle emergenze e mitigazione dei danni ambientali	67
8.2.7 Monitoraggio delle prestazioni.	67
8.2.8 Medaltà di audit e di riesame.	68
8.2.9 Comunicazione e Formazione	70
8.2.10 Misure per la partecipazione a consultazioni tripartite.	70
8.3 Aspetti relativi alla salute dei lavoratori	70



**PAGINA BIANCA**



\*192060129380\*