

SENATO DELLA REPUBBLICA

XIX LEGISLATURA

Doc. CCVI
n. 2

RELAZIONE

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

(Anno 2023)

(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)

Comunicata alla Presidenza il 16 marzo 2024



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Al Presidente

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

a norma

dell'art. 8 (comma 10)

del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145

Anno 2023

Roma, marzo 2024

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma

Tel: (+39) 06 5722 5761 – email: ezio.mesini@unibo.it – Pec: ezio.mesini@pec.it

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



Componenti del Comitato

Ezio Mesini (Presidente)

Marilena Barbaro (MASE – DG IS)

Giuseppe Berutti Bergotto (Marina Militare)

Nicola Carlone (CP-Guardia Costiera)

Eros Mannino (Vigili del Fuoco)

Oliviero Montanaro (MASE - DG PNM)

Sito web del Comitato:

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



INDICE

Oggetto della Relazione	6
PARTE I QUADRO GENERALE	8
1.1 Premessa	8
1.2 Il Comitato: funzioni, struttura, modalità di funzionamento	13
1.3 Profili di organizzazione e di gestione	17
PARTE II ATTIVITA'	19
2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività <i>upstream</i> - anno 2023	19
2.1.1 Impianti, ore lavorate e produzioni	19
2.1.2 Dismissione mineraria delle piattaforme marine	32
2.1.3 Ispezioni	41
2.1.4 Dati relativi agli incidenti	42
2.1.5 Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014)	44
2.1.6 Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE)	45
2.1.7 Cause dirette e alla radice di incidenti gravi	46
2.1.8 Attivazione di procedura di <i>Emergency Shut Down</i> (ESD)	47
2.1.9 Incendi/Esplosioni	48



2.1.10	Innovazioni normative	49
2.2	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)	77
2.3	Attività del Comitato	82
2.4	Attività dei Comitati periferici	88
2.5	Attività in collaborazione con la Commissione europea	100
2.6	Ulteriori attività	103
2.7	Prospettive future	104
PARTE III	DOCUMENTI	107
3.1	Documenti originati dal Comitato	107
3.1.1	La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali	107
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	109
3.1.3	Le linee guida per la redazione delle Relazioni	



	sui Grandi Rischi	109
3.1.4	Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi	110
3.1.5	Documenti di consultazione TRIPARTITA	110
❖ CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI		99
❖ ELENCO DEGLI ALLEGATI		112
❖ ELENCO ACRONIMI		120
❖ ELENCO DELLE PRINCIPALI NORME MENZIONATE		122



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 **2023** 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). Analogo aggiornamento è 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 2023; (2) gli impianti in dismissione mineraria al 2023; (3) le ore effettive lavorate e le produzioni di gas e di petrolio nel 2023; (4) le ispezioni effettuate dalle amministrazioni componenti il Comitato nel 2023; (5) i dati relativi agli incidenti occorsi nel 2023; **(6) una 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)**; (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, con l'obiettivo di ridurre per quanto possibile il verificarsi di incidenti gravi legati alle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e di limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento, fissando nel contempo le condizioni minime di sicurezza per la ricerca e lo sfruttamento in mare nel settore degli idrocarburi, limitando possibili interruzioni della produzione energetica interna dell'Unione e migliorando i meccanismi di risposta in caso di incidente.

La Direttiva - entrata in vigore il 18 luglio 2013 - ha comportato l'obbligo per gli Stati membri di adottare le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi ad essa entro il 19 luglio 2015.



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

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

Il limite della responsabilità del licenziatario/operatore è dato dal rischio accettabile nell'accezione data dalla stessa Direttiva, ossia da un livello di rischio la cui ulteriore riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati (secondo le migliori pratiche compatibili con la conduzione delle attività) rispetto ai vantaggi di tale riduzione; l'attuabilità ragionevole delle misure di riduzione del rischio dovrebbe essere riesaminata periodicamente sulla scorta delle nuove conoscenze e degli sviluppi tecnologici.



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

Ulteriori innovazioni riguardano la preparazione ed effettuazione delle operazioni in mare, 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, 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 diritto nazionale e dell'Unione con operatori del settore, altre parti interessate e la Commissione.

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

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



Rimane inalterata la vigente legislazione italiana applicabile in materia, in particolare: il decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128 *"Norme di polizia delle miniere e delle cave"* con le relative norme di integrazione ed adeguamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 *"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel DPR 9 aprile 10958 n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli Idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"*; il decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 *"Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare"*; il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624 *"Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"*; il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 *"Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"*. Inoltre, in virtù e per effetto dell'art. 1, comma 3, della Direttiva, rimangono ferme le seguenti disposizioni: il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 *"Attuazione della direttiva 94/22/UEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi"*; decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 *"Norme in materia ambientale"* (Codice dell'Ambiente); il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195 *"Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale"*.



1.2 Il Comitato: funzioni, 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.

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). Analogo aggiornamento è 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 Infrastrutture e Sicurezza (DG IS) 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 IS);

- 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 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 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 Protezione Naturalistica e Mare, DG PNM) 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 Direzione generale Infrastrutture e Sicurezza 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);
- Direttore della Direzione generale Patrimonio Naturalistico 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;
- 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.

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 due mandati successivi, formalizzate con DPCM 20 marzo 2017 (primo mandato) e con DPCM 25 agosto 2021 (Allegato 2, secondo mandato). Tra il primo e il secondo mandato di Presidenza vi è stato un periodo di vacanza sino alla riconferma del prof. Mesini. Il presente mandato del Presidente scadrà il 24 Agosto di questo anno (2024).



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 avalimento 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, 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 2023

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 2023), 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 2023 [✓a]

Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:

• **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*],
- FPSO [*Floating Production Storage and Offloading Unit*],
- STCR [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];

• **Tipo di fluido:**

- petrolio;
- gas;
- condensato;
- petrolio/gas;



– **petrolio/condensato.**

N.	Nome o ID	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
9	Amelia A	NUI	-	1971	gas	27	12,660836	44,405716
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
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
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	NUI	SPS	2008	gas	0	13,732618	36,936642
57	Cervia A	FMI	-	1986	gas	21	12,639005	44,294608
58	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105
59	Cervia B	NUI	-	1984	gas	0	12,645428	44,288823
60	Cervia C	NUI	-	1992	gas	13	12,640079	44,30165
61	Cervia K	NUI	STCR	2000	gas	0	12,639076	44,295474
62	Clara Est	NUI	-	2000	gas	0	14,071618	43,779617
63	Clara Nord	NUI	-	2000	gas	0	13,976674	43,939355
64	Clara NW	NUI	-	2015	gas	0	14,023295	43,802145
65	Clara Ovest	NUI	-	1987	gas	0	13,711516	43,828681



66	Daria A	NUI	-	1994	gas	0	13,249138	44,067586
67	Daria B	NUI	STCR	1995	gas	12	13,249706	44,066931
68	Davide	NUI	-	1980	gas	0	14,017133	43,095985
69	Davide 7	NUI	-	2002	gas	0	14,016886	43,095755
70	Diana	NUI	-	1971	gas	0	12,425718	44,441373
71	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689
72	Eleonora	NUI	-	1987	gas	0	14,155689	42,840158
73	Elettra	NUI	-	2014	gas	0	14,215197	43,764413
74	Emilio	NUI	-	2001	gas	0	14,243294	42,934945
75	Emilio 3	NUI	SPS	1980	gas	0	14,23388	42,938165
76	Emma Ovest	FMI	-	1982	gas	31	14,379206	42,808505
77	Fabrizia 1	NUI	-	1998	gas	0	14,00114	43,041377
78	Fauzia	NUI	-	2014	gas	0	13,554058	44,056355
79	Fratello Cluster	NUI	-	1979	gas	0	14,168514	42,610534
80	Fratello Est 2	NUI	-	1980	gas	0	14,172827	42,576845
81	Fratello Nord	NUI	-	1980	gas	0	14,170126	42,648861
82	Garibaldi A	NUI	-	1969	gas	27	12,510457	44,523023
83	Garibaldi A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,51205	44,523727
84	Garibaldi B	NUI	-	1969	gas	27	12,531292	44,487009
85	Garibaldi C	FMI	-	1992	gas	27	12,51528	44,531601



86	Garibaldi D	NUI	-	1993	gas	16	12,546062	44,478183
87	Garibaldi K	NUI	STCR	1998	gas	0	12,516137	44,532077
88	Garibaldi T	NUI	STCR	1998	gas	0	12,511376	44,523311
89	Gela 1	NUI	-	1960	petrolio	19	14,26955	37,032157
90	Gela Cluster	NUI	-	1986	petrolio	0	14,269454	37,032449
91	Giovanna	NUI	-	1992	gas	19	14,463941	42,768002
92	Giulia 1	NUI	-	1980	gas	0	12,753326	44,13104
93	Guendalina	NUI	-	2011	gas	0	12,881491	44,566435
94	Hera Lacinia 14	NUI	-	1992	gas	0	17,165078	39,058611
95	Hera Lacinia BEAF	NUI	-	1998	gas	0	17,172791	39,061388
96	Jole 1	NUI	-	1999	gas	0	13,926435	43,040959
97	Leonis	FPI	FSO	2009	petrolio	49	14,637158	36,559805
98	Luna 27	NUI	SPS	1987	gas	0	17,214444	39,088056
99	Luna 40 SAF	NUI	SPS	1995	gas	0	17,204166	39,091944
100	Luna A	FMI	-	1976	gas	18	17,181692	39,114236
101	Luna B	NUI	-	1992	gas	14	17,200158	39,084925
102	Morena 1	NUI	-	1996	gas	0	12,482887	44,231073
103	Naide	NUI	-	2005	gas	0	12,745412	44,343275
104	Naomi Pandora	NUI	-	2000	gas	0	12,847416	44,689089
105	Panda 1	NUI	SPS	2002	gas	0	13,623818	37,00661



106	Panda W1	NUI	SPS	2003	gas	0	13,594536	37,000607
107	Pennina	NUI	-	1988	gas	0	14,163626	43,021356
108	Perla	NUI	-	1981	petrolio	17	14,216245	36,954193
109	Porto Corsini 73	NUI	-	1996	gas	0	12,579101	44,385037
110	Porto Corsini 80	NUI	-	1981	gas	0	12,546216	44,40564
111	Porto Corsini 80 bis	NUI	-	1983	gas	0	12,520281	44,423353
112	Porto Corsini C	NUI	-	1987	gas	19	12,560198	44,391356
113	Porto Corsini M S1	NUI	-	2000	gas	0	12,588897	44,348638
114	Porto Corsini M S2	NUI	-	2001	gas	0	12,576923	44,368807
115	Porto Corsini W A	NUI	-	1968	gas	0	12,359541	44,511783
116	Porto Corsini W B	NUI	-	1968	gas	0	12,373809	44,509278
117	Porto Corsini W C	NUI	-	1987	gas	19	12,372787	44,508964
118	Porto Corsini W T	NUI	STCR	1987	gas	0	12,359295	44,51238
119	Prezioso	NUI	-	1986	petrolio	19	14,045081	37,009175
120	Regina	NUI	-	1997	gas	0	12,840342	44,10492
121	Regina 1	NUI	-	1997	gas	0	12,834209	44,102781
122	Rospo Mare A	NUI	-	1981	petrolio	2	14,970746	42,203712
123	Rospo Mare B	NUI	-	1986	petrolio	4	14,946579	42,213157
124	Rospo Mare C	NUI	-	1991	petrolio	2	14,931856	42,235657
125	San Giorgio Mare 3	NUI	-	1972	gas	0	13,923748	43,197901



126	San Giorgio Mare 6	NUI	-	1981	gas	0	13,920136	43,206235
127	San Giorgio Mare C	NUI	STCR	1972	gas	0	13,901802	43,202624
128	Santo Stefano Mare 101	NUI	-	1987	gas	0	14,607395	42,22899
129	Santo Stefano Mare 1-9	NUI	-	1968	gas	0	14,59295	42,231768
130	Santo Stefano Mare 3-7	NUI	-	1968	gas	0	14,610729	42,219268
131	Santo Stefano Mare 4	NUI	-	1975	gas	0	14,675454	42,207323
132	Santo Stefano Mare 8 bis	NUI	-	1991	gas	0	14,636563	42,21649
133	Sarago Mare 1	NUI	-	1981	petrolio	0	13,785407	43,32096
134	Sarago Mare A	NUI	-	1981	petrolio	0	13,788738	43,288851
135	Simonetta 1	NUI	-	1997	gas	0	14,183769	42,559691
136	Squalo	NUI	-	1980	gas	0	14,244378	42,715657
137	Tea	NUI	-	2007	gas	0	13,018813	44,501557
138	Vega A	FMI	-	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638
139	Viviana 1	NUI	-	1998	gas	0	14,155051	42,656403
140	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 2023, anche se non più produttive.

NOTA [✓b] Dettaglio tipo impianto



1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014¹, 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, nel dettaglio sul tipo d'impianto, è riportato l'acronimo SPS (*Subsea Production System*); le teste pozzo sottomarine, al 1° gennaio dell'anno 2021, 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 gli acronimi FSO e FPSO per specificarne la tipologia; le *Floating Storage and Offloading unit*, al 1° gennaio dell'anno 2023, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS); non è presente alcuna *Floating Production Storage and Offloading unit* nei mari italiani dopo che, nel 2018 la FIRENZE FPSO è stata disconnessa e temporaneamente rimossa.

3. Le piattaforme di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate con l'acronimo STCR [Supporto: Trattamento /Compressione /Raccordo]; al 1° gennaio dell'anno 2023, 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: ad esempio, la piattaforma Clara NW è stata installata nel 2015 ma è entrata in produzione nel 2016 [si vedano anche le Note

¹ 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.



metodologiche in accompagnamento alla *Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi Italia - Anno 2023²*]

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 2023)

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84	
							longitudine	latitudine
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Osservazione: nessuna installazione <i>offshore</i> è entrata in funzione durante l'anno 2023.								

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2023)

Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Coordinate in WGS 84		Temporaneo / Permanente
				longitudine	latitudine	
-	-	-	-	-	-	-
Osservazione: nessuna installazione <i>offshore</i> è stata dismessa durante l'anno 2023.						

² <https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>, qui riportata in Allegato 9



Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2023) [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 (Jack-Up Drilling Unit)	1980	101	"zona F" Mare Ionio	7	"zona A" Mare Adriatico	5
Jack up Resourceful	MODU (Jack-Up Drilling Unit)	2008	118	"zona A" Mare Adriatico	5		
Saipem 10000	MODU (Drilling Unit)	2000	200	"zona G" Canale di Sicilia	1		

Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2023). 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: **3.011.307 h** (per confronto anno 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 4891, ore di manutenzione correttiva 175.926, ore di manutenzione totale 472.621;



b. Produzione totale: **1,65 MTEP** (per confronto anno 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: **0,38 MTEP** (per confronto anno 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: **1,50 GSMC** (per confronto anno 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.
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;
- Il valore convenzionalmente attribuito al potere calorifico inferiore del gas naturale è pari a 8.190 kcal/m³, 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 2023 l'aggiornamento all'Elenco delle piattaforme in dismissione mineraria è stato pubblicato con il Comunicato ministeriale 30 giugno 2023 (<https://unmig.mase.gov.it/comunicato-ministeriale-30-giugno-2023/>) che qui si riporta:

Elenco piattaforme in dismissione mineraria – 2023

(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 DGIS (ex DGISSEG), 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 Ministero della Cultura, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

Ciò premesso, si comunica che alla scadenza del 31 marzo 2023 la DGIS del MASE non ha ricevuto alcun elenco di piattaforme per l’anno 2023 “i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie [...]” come indicate nell’art. 5 del D.M. 15/02/2019.

Di conseguenza per il 2023, non saranno disponibili ulteriori piattaforme e infrastrutture connesse, rispetto a quelle presentate negli anni passati, per il loro eventuale riutilizzo ai sensi del D.M. 15/02/2019 a scopi diversi dall’attività mineraria.



Pertanto, non avendo ricevuto l'elenco predetto, non sono stati richiesti alle Sezioni UNMG competenti, al MASE-DGVA (ex MATTM) e al Ministero della Cultura i pareri relativi al loro riutilizzo previsti dal citato D.M. 15/02/2019.

Stante quanto sopra, non sono allo stato disponibili nuove piattaforme da aggiungere agli elenchi da pubblicare sul BUIG e sul proprio sito web della DGIS, entro il 30 giugno del 2023.

Si comunica, pertanto, che le società o gli enti interessati al riutilizzo delle piattaforme NON possono presentare istanze ai sensi del citato decreto in quanto non sono disponibili piattaforme per tale uso relativamente al 2023, in quanto come sopra esposto alla scadenza del termine per la presentazione (31 marzo 2023) non sono stati presentati gli elenchi delle piattaforme per l'anno corrente. Per approfondimenti si rimanda al sito UNMIG <https://unmig.mite.gov.it>.

Per completezza di questa Relazione al Parlamento, si riportano gli elenchi delle piattaforme e delle infrastrutture da dismettere minerariamente così come pubblicati sul BUIG (Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse) nei mesi di dicembre 2023, 2022, 2021, 2020 e 2019.



ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE
Aggiornamento al 31 dicembre 2023

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

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

arte 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

BUIG - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LXVI N. 12 - 31 Dicembre 2022

ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE
Aggiornamento al 31 dicembre 2022

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

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	30/04/2023
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	30/04/2023
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	30/04/2023
JOLE 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,040959 N 13,926435 E	Monotubolare	30/04/2023
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.	42,65643 N 14,155021	Monotubolare	30/04/2023

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



ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE
Aggiornamento al 31 dicembre 2021

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

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione progetto di rimozione
ADA 3	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183361 N 12,591176 E	Monotubolare	Presentato
AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A.	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	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	31/05/2022
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A.	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	31/05/2022

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
VIVIANA 1 (*)	B.C5.AS	Eni S.p.A.	42,656430 N 14,155021 E	Monotubolare	30/06/2022

(*) Vedi Nota informativa riportata in Allegato A al Comunicato ministeriale 28 giugno 2021, pubblicato nel BUIG Anno LXV-N.6



BUIG - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LXIV N. 12 - 31 Dicembre 2020

ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE

Aggiornamento al 31/12/2020

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

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione progetto di rimozione
ADA 3	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183361 N 12,591176 E	Monotubolare	Presentato
AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A.	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	30/06/2021
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,385037 N 12,579101 E	Monotubolare	30/06/2021

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
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	31/07/2021
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A.	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	31/07/2021



BUIG - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LXIII N. 12 - 31 Dicembre 2019

ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE
Aggiornamento al 31/08/2019

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

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Coordinate	Tipo piattaforma	Rimozione senza possibilità di riutilizzo	Possibilità di riutilizzo
ADA 3	A.C9.AG	Lat.45,183361 N Long. 12,591176 E	Monotubolare	SI	NO

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	Coordinate	Tipo piattaforma	Rimozione senza possibilità di riutilizzo	Possibilità di riutilizzo
AZALEA A	A.C8.ME	Lat. 44,171769 N Long. 12,714258 E	Bitubolare a portale	NO	SI
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Lat. 44,385037 N Long. 12,579101 E	Monotubolare	NO	SI

ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE
Aggiornamento al 31 dicembre 2022

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

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	30/04/2023
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	30/04/2023
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	30/04/2023
JOLE 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,040959 N 13,926435 E	Monotubolare	30/04/2023
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.	42,65643 N 14,155021	Monotubolare	30/04/2023

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



2.1.3 - Ispezioni [✓f]

I dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022) sono riportati in Tabella:

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
229	228	229

Ulteriori attività di controllo

- 230 ore di pattugliamento aereo
- 8654 ore di pattugliamento navale
- 759 monitoraggi satellitari
- 13 monitoraggi ambientali
- 12 ispezioni subacquee (SU/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 2023, 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 2023.

2.1.4 Dati relativi agli incidenti [✓g]

Nel corso del 2023 non si sono verificati eventi³ 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 incidentali riportate nella sottostante Tabella:

Categorie ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	N. eventi	
		ore lavorate	ktep
a) Rilasci accidentali	0	0	0
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Incendi</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Esplosioni</i>	-	-	-
<i>Rilasci di gas non infiammanti</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio non infiammanti</i>	-	-	-
<i>Rilasci di sostanze pericolose</i>	-	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	0	0	0
<i>Eruzioni</i>	-	-	-
<i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso</i>	-	-	-
<i>Guasto di una barriera del pozzo</i>	-	-	-

³Per 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://euoag.irc.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.



c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	0	0	0
d) Perdita di integrità strutturale	0	0	0
<i>Perdita di integrità strutturale</i>	-	-	-
<i>Perdita di stabilità/galleggiamento</i>	-	-	-
<i>Perdita di stazionarietà</i>	-	-	-
e) Collisione di una nave	0	0	0
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

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 evento⁴; 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.

⁴ 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 Ci; ogni evento può essere descritto da più categorie C₁, C₂...



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

	Numero eventi	Valore normalizzato (eventi/ore lavorate)
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi	1	0,33 * 10 ⁻⁶
Numero totale di infortuni	1	0,33 * 10 ⁻⁶

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

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

1. Nel 2023 si è registrato 1 solo infortunio definito di tipo grave (Infortunio dell'11/09/2023 - P.ma Amelia C).
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.

Nel 2023, nel settore *upstream offshore*, si è registrato un solo infortunio, definito di tipo grave; più in dettaglio l'infortunio è avvenuto sulla P.ma Amelia C, il giorno 11/09/2023, alle ore 11:20 circa; un operatore di ditta contrattista, mentre estraeva una flangia dal fondo di un cassone metallico, questa è scivolata dalla mano andando a colpire il dito medio ed anulare dell'altra. Il Sorvegliante ha prontamente soccorso la persona ed attivato la procedura di evacuazione sanitaria (codice verde) per lo sbarco ed il successivo trasporto presso struttura sanitaria per le verifiche del caso. È stato immediatamente contattato il Direttore Responsabile informandolo dell'accaduto. La prima prognosi è stata di 24 gg, quella complessiva finale di 77 gg.

3. Nel 2023 non si sono verificati eventi incidentali; il numero di eventi comunicati ai sensi dell'All. IX è zero (0) così come è zero (0) il numero di eventi identificati come incidenti gravi.

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
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
a) Cause connesse alle attrezzature	/	c) Errore procedurale/organizzativo	/
<i>Guasto per difetto di progettazione</i>	/	<i>Valutazione/percezione del rischio inadeguata</i>	/
<i>Corrosione interna</i>	/	<i>Istruzioni/procedure inadeguate</i>	/
<i>Corrosione esterna</i>	/	<i>Mancata conformità alla procedura</i>	/
<i>Guasto meccanico da fatica</i>	/	<i>Mancata conformità al permesso di lavoro</i>	/
<i>Guasto meccanico da usura</i>	/	<i>Comunicazione inadeguata</i>	/
<i>Guasto meccanico da materiale difettoso</i>	/	<i>Competenze personali inadeguate</i>	/
<i>Guasto meccanico (nave/elicottero)</i>	/	<i>Supervisione inadeguata</i>	/
<i>Guasto strumentazione</i>	/	<i>Organizzazione della sicurezza inadeguata</i>	/
<i>Guasto del sistema di controllo</i>	/	<i>Altro</i>	/



<i>Altro</i>	/		
b) Errore umano – Errore operativo	/	d) Cause meteorologiche	/
<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 2023, 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.

N.	Data (dall'1/01/2023 al 31/12/2023)	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	06/02/2023	Bonaccia B.C17.TO	Avaria scheda F&G	2h



2	19/02/2023	Regina B A.C17.AG	Avaria DCS di piattaforma	21h
3	26/02/2023	PCW-C A.C26.EA	Guasto rete tappi fusibili	16h
4	11/03/2023	Regina B A.C17.AG	Bassa tensione batterie	28h
5	04/03/2023	Prezioso - C.C3.AG	Intervento pannello locale rete tappi fusibili. <i>L'attivazione dell'evento ESD nelle piattaforme EniMed non genera come effetto la depressurizzazione del sistema in fiaccola, ma solamente la messa in sicurezza dell'impianto.</i>	5h
6	24/06/2023	Daria A/B A.C13.AS	Avaria scheda F&G	36h
7	29/06/2023	Barbara G A.C7.AS	Avaria PLC	7h
8	06/07/2023	Basil A.C12.AG	Avaria n°2 sensori mix expl modulo di processo	3h
9	20/07/2023	Antonella A.C5.AV	Avaria carica batterie 110V	11h
10	24/07/2023	Barbara G A.C7.AS	Avaria schede PLC DCS	95h
11	23/08/2023	Elettra B.C23.AG	Avaria PLC	42h
12	23/09/2023	Naomi Pandora A.C33.AG	Avaria raddrizzatore di frequenza su J.U.	146h
13	10/10/2023	Annamaria B A.C11.AG	Avaria n°2 sensori fumo STAU	10h
14	03/11/2023	Garibaldi A A.C1.AG	Avaria PLC	35h
15	04/11/2023	Barbara E A.C7.AS	Blocco PLC	118h
16	25/12/2023	Antonella A.C5.AV	Avaria n°2 sensori fumo LOCALE GE	9h

2.1. 9 Incendi/esplosioni

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2023, 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).

N.	Data (dal 1 gennaio2023 al 31 dicembre 2023)	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
1	24/07/2023	FSO Leonis	Principio di incendio COT 7 durante attività di lavori a caldo, realizzati nell'ambito di una fermata programmata di produzione per lavori di manutenzione straordinaria.	<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;	tempo di risoluzione 30 minuti circa Produzione, già ferma precedentemente a questo evento, ripresa a valle delle verifiche in data 11/08/2023 (non si sono verificate anomalie a valle dell'evento). Attività di manutenzione ordinaria mai stoppate.

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 2023.

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



La legge introduce nell'ordinamento italiano il Protocollo siglato alla Valletta il 25 gennaio 2002, relativo alla cooperazione in materia di prevenzione dell'inquinamento provocato dalle navi e di risposta in caso di situazioni critiche di inquinamento nel Mare Mediterraneo. Essa stabilisce l'importanza della cooperazione per prevenire, ridurre e controllare l'inquinamento dell'ambiente marino, anche attraverso un'azione rapida ed efficace a livello nazionale, regionale e sub regionale, attraverso il metodo della valutazione dell'impatto ambientale e nel rispetto sia del principio di precauzione che del principio per il quale «chi inquina paga».

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

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

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



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

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

Con tale decreto viene aggiornato il quadro normativo che regola le procedure amministrative per il rilascio e l'esercizio dei titoli di prospezione, ricerca e sfruttamento degli idrocarburi liquidi e gassosi. Esso è armonizzato con le modifiche già introdotte dal Decreto Ministeriale 30 ottobre 2015, che, in ottemperanza al D.Lgs. 145/2015, ha definito la separazione tra le funzioni di regolamentazione, relative alla sicurezza del settore *oil&gas*, e le funzioni afferenti il rilascio di titoli per le risorse energetico-minerarie.

Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104. *Attuazione della direttiva*



2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.

In attuazione della Direttiva europea 2014/52/UE, il decreto legislativo interviene sulla disciplina delle procedure di valutazione di impatto ambientale dei progetti relativi alle attività *upstream*. In particolare, sono state apportate modifiche agli allegati della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 specificando le opere o le attività da sottoporre a VIA statale, introducendo tra queste anche i rilievi geofisici attraverso l'uso della tecnica *airgun* o di esplosivo. L'art. 25, comma 6, affida al Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dei beni e delle attività culturali e del turismo, l'adozione di linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali.

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



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

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

Il decreto adottato dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, si inserisce nel solco del principio di precauzione ambientale enunciato dall'art. 191 del TFUE e di tutela dell'ambiente marino mediterraneo stabilendo una disciplina molto rigorosa delle procedure per il riconoscimento dell'idoneità dei prodotti da impiegare in mare, tenuto conto dei potenziali impatti sull'ambiente marino. In detto decreto si sottolinea la necessità di ricorrere prioritariamente alla raccolta meccanica degli inquinanti e all'uso dei prodotti assorbenti rispetto ai prodotti disperdenti e agli assorbenti non inerti, il cui impiego è da ritenersi eccezionale. L'evoluzione tecnologica del settore ha imposto di aggiornare le dotazioni e scorte che devono essere disponibili su ciascuna piattaforma, sulle navi appoggio e in terraferma per combattere gli effetti dannosi in caso di inquinamenti accidentali.

Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 *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 dell'ambiente. Detto decreto stabilisce: (1) le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori; (2) i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'art.2, comma 1, lett. h), del D.Lgs. 145/2015 e per la consultazione periodica.

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

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



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

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017

Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.

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

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 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*

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 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 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 (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 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 CO₂. 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 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, 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 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 mappature 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 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 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.

- **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”.

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 ripermimetrazione 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 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 km² di mare, su un totale di 568.976 km² 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 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.

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.

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 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 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 precitate 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 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 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 CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ inferiore a 100.000 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 CO₂*” come attività di stoccaggio geologico di CO₂ 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 CO₂ e autorizzazioni allo stoccaggio geologico di CO₂ secondo il quadro normativo di riferimento del D.Lgs. 162/2011.

2.2 Sintesi cumulativa degli ultimi 8 anni (2016 -2023)

Viene qui curata una sintesi cumulativa degli ultimi 8 anni (2016 -2023) dei dati relativi alle ore effettive lavorate, produzioni, ispezioni e incidenti. Tale sintesi per la prima volta viene riportata rispetto alle precedenti (2016-2022)

Relazioni trasmesse al Parlamento). Si riporta in Figura 1 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.

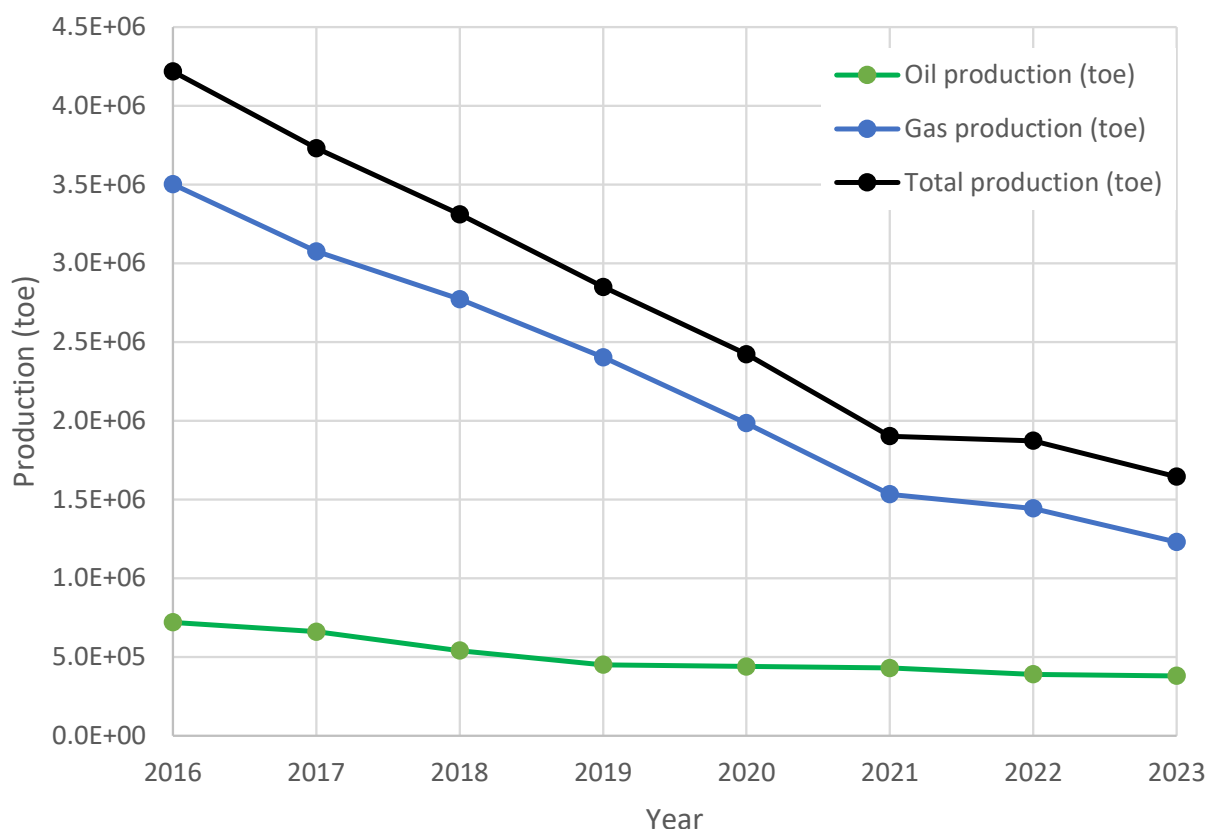


Figura 1. Produzione di idrocarburi dalle aree nazionali offshore negli anni 2016-2023. Sono riportati in particolare I valore della produzione di gas, di petrolio e la produzione totale espressa in milioni di tonnellate di petrolio equivalente (MTEP) (dati elaborati a partire dalle *Relazioni al Parlamento sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi* anni 2016-2023, a cura di questo Comitato).



Nella Tabella A vengono riportati, per gli anni dal 2016 al 2023, il monte ore lavorate, i dati risultanti dagli incidenti (mortalità, gravi e non gravi) verificatisi, 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 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

Tabella A. Ore lavorate, ispezioni effettuate, numero di Impianti ispezionati e tipologie di incidenti verificatisi negli anni 2016-2023 (*Relazioni al Parlamento sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi anni 2016-2023, 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:

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

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 (2016-2023) 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 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.**

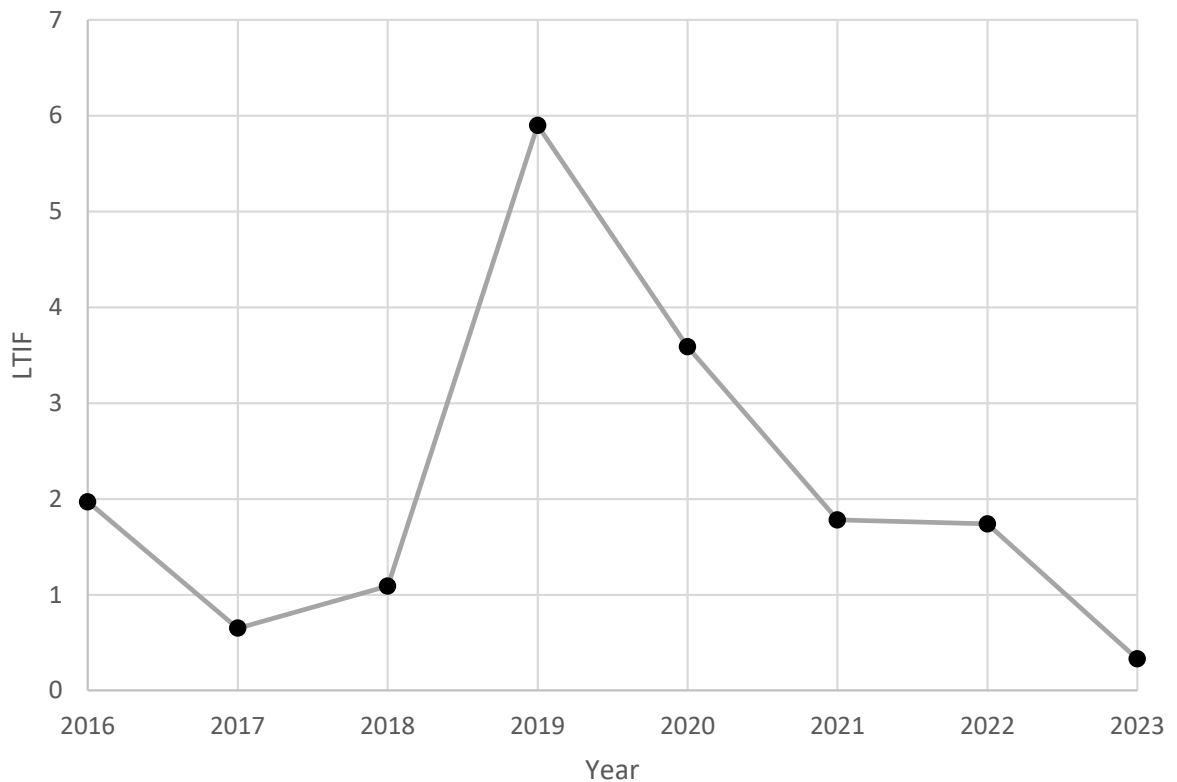


Figura 2. Il “*Lost Time Injury Frequency*” (LTIF) calcolato a partite dai dati di Tabella A per le attività offshore negli anni 2016-2023. LTIF è un indicatore consolidato per la valutazione dei rischi professionali. Mediando i valori degli eventi incidentali sul monte ore lavorato negli ultimi 8 anni di attività offshore, emerge un LTIF pari a circa 2: questo significa che per ogni milione di ore lavorate sono occorsi mediamente circa 2 incidenti.



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 nel 2022, mentre nel 2023 il Comitato centrale ha ripreso le attività riunendosi 2 volte, e precisamente:

1° MARZO 2023

Temi trattati:

Comunicazioni: l'Amm. Berutti Bergotto, dopo avere ribadito la centralità del ruolo della Marina Militare nelle attività di pattugliamento e controllo con particolare riferimento alle piattaforme di estrazione petrolifera offshore, espone una Relazione relativa alla importanza del Mare come fonte primaria di vita sulla terra, in termini di: linee di comunicazione, dimensione cibernetica marittima, *underwater* e *seabed*, infrastrutture critiche nazionali, rischi e minacce, territorializzazione nel Mediterraneo e attività nazionale, UE e Nato.

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

Il Presidente ricorda che il Comitato ha già approvato nella riunione del 18/05/22 una bozza di Regolamento già approvata da Comitato; la bozza è da sottoporre, per il tramite della DG PNM, successivamente all'Ufficio Legislativo del MASE affinché possa esser avviato l'iter di revisione del DPCM. Viene ribadito che il vigente Regolamento di organizzazione degli



Uffici di II livello del MASE, di cui al DM n. 458 del 10.11.21, attribuisce alla div VI della DG PNM del MASE il supporto logistico e amministrativo al Comitato centrale. Viene espresso l'auspicio che la DG PMN si faccia parte interessata con l'Ufficio Legislativo del MASE affinché possa esser avviato l'iter di revisione del DPCM.

Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori: Viene ulteriormente segnalato che permangono le problematiche relative alla ben nota antinomia normativa che nasce dalla come interpretazione dei commi 7 e 9 dell'art.8 DLGS 145/2015, che non consente al Comitato di poter attingere da questo capitolo di spesa per le proprie necessità

Definizione dei piani annuali e priorità di azione (anni 2023-2025) per il controllo efficace dei grandi rischi (art. 21 Dlgs. 145/2015). Definizione dei costi stimati di riferimento per controlli ispettivi. Memorandum controlli ispettivi. Vengono discusse per gli anni 2023-2025 le priorità di azione e le attività di ispezione per impianti di produzione di gas e di olio in capo al Comitato centrale e ai Comitati periferici. Priorità ispettive saranno assegnate agli impianti a olio rispetto a quelli a gas. Da tutto ciò conseguirà l'attività ispettiva annuale, che dopo avere fissato alcuni costi medi di riferimento per il personale preposto a tali attività, potrà consentire di fare una stima dei costi annuali previsti da cui attingere, sentito l'Ufficio centrale di Bilancio del MASE, dal capitolo 1 per mille versato dagli Operatori per le spese sostenute a mare.

Osservazioni ricevute da Comitati periferici. Vengono illustrate una osservazione da parte dei Comitati periferici relativamente a: (1) Aggiornamento del D.Lgs. 145/2015 e il DPCM 27/9/2016 per ridefinizione di compiti e competenze dei membri del Comitato Centrale e dei Comitati



Periferici a seguito del DPCM 29 luglio 2021, n. 128 recante “Organizzazione del Ministero della transizione ecologica” (oggi Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica). (2) Provvedimenti di accettazione e di riesame della Relazione Grandi Rischi.

Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR e sulla possibile revisione delle Linee Guida RGR: vengono forniti l’aggiornamenti 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.

Si discute inoltre sulla possibile revisione delle Linee Guida RGR alla luce sia di varie osservazioni emerse nel corso delle riunioni dei comitati periferici, sia dagli eventi incidentali accaduti, sia ancora nel corso di riunioni tripartite con gli Operatori e le rappresentanze sindacali

Aggiornamento sui lavori dell’European Offshore Authority Group (EUOAG); Il Presidente illustra alcuni temi emersi in sede di discussioni tenutesi in ambito EUOAG, in riferimento a: (1) *Preventing cyber and physical attacks at installations/pipelines: Presentation by the European Commission on on-going initiatives.* (2) *The offshore sector in Denmark: latest safety/environmental initiatives and developments in the industry.* (3) *Report on recent policy developments and experiences in Norway.* (4) International Assoc. of Oil & Gas Producers – presentation: 2021 Upstream and EU safety results and new safety insights. (5) International Association of Drilling Contractors– presentation: *Current Drillings Industry HSE.* (6) *Latest developments in Third Countries: Israel .*



Varie ed eventuali: il Presidente ricorda che: (1) A giugno dello scorso anno era venuto a conoscenza di un problema strutturale che ha portato all'affondamento (dic. 2021) della piattaforma croata Ivana D, antistante la costa di Pola e quasi al limite con le acque territoriali italiane. Al riguardo, essendosi prefigurata una fuga di gas, è stata contattata la nostra Ambasciata a Zagabria. Dalle informazioni ottenute, sarebbe stata esclusa la possibilità di fuoriuscita di gas; le attività ispettive condotte sul luogo del crollo non hanno rilevato la presenza di materiali anomali o inquinanti né fuga di gas in superficie o in profondità. Si rimane in attesa di ricevere il rapporto finale dell'Autorità croata. (2) La riunione annuale preliminare di consultazione Tripartita (con Organizzazioni Sindacali e Operatori) è prevista entro aprile 2023. (3) E' stato pubblicato il Report 2021 sullo Stato e la Sicurezza delle attività offshore in Italia (ai sensi del Regolamento Europeo 1112/2014 e del D.Lgs 145/2015) (sito Comitato). (4) E' stata pubblicato la Relazione al Parlamento sullo Stato e la Sicurezza delle attività offshore in Italia per l'anno 2021.

10 MAGGIO 2023

Temi trattati:

Comunicazioni. Ricevuti vari riesami di RGR; in evidenza il progetto Argo Cassiopea e piattaforma Porto Corsini Mare Ovest per operazione di pozzo (side-track pozzo PC MW30 dir B). Il Direttore Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, Ing. Eros Mannino, presenta una Relazione dal titolo "*The Italian national fire and rescue service (CNVVF)*" ove illustra la struttura e i servizi offerti dal Corpo.



Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR. Discussione e delibera sulla decorrenza del riesame di RGR. Vien quanto segue: *“La Relazione sui Grandi Rischi (RGR) per un impianto di produzione e per un impianto non destinato alla produzione, è soggetta a riesame periodico approfondito da parte dell'operatore almeno ogni cinque anni a decorrere dalla data di accettazione o prima quando ciò sia ritenuto opportuno, con motivata richiesta, dal Comitato. Per il riesame della RGR accettata, qualora non sussistano modifiche sostanziali nella valutazione del rischio, l'operatore, come previsto dall'art.10 c.3 del DPCM 27/9/2016, trasmette informazione al Comitato periferico competente allegando una dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla valutazione del rischio della RGR accettata e documentazione tecnica pertinente aggiornata alla data del riesame. L'informazione è inviata contestualmente a tutti i membri del Comitato periferico territorialmente competente, e per conoscenza alla DGIS e al Comitato Centrale. Trascorsi 30 giorni dalla data di ricevimento senza che il comitato periferico abbia comunicato le proprie decisioni, il riesame si intende accettato.”*

Revisione delle Linee Guida RGR. E' 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 (tenutasi l'11 aprile 2023) con Operatori (Eni, EniMed, Energean) e rappresentanze sindacali, sia di comitati periferici. Illustrazione della iniziativa della DG IS, nell'ambito del consorzio Clypea, di istituzione di tavolo tecnico per proposte di revisione RGR.

Aggiornamento sulla proposta di modifica del Regolamento di funzionamento del Comitato (DPCM 27 settembre 2016). A partire dalla bozza di Regolamento già approvata da Comitato nella riunione del 18/05/22



sono stati esaminati alcuni emendamenti proposti dall'Ufficio Legislativo del MASE affinché possa esser avviato l'iter di revisione del DPCM.

Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori; approvazione dei piani annuali e priorità di azione (anni 2023-2025) per il controllo efficace dei grandi rischi (art. 21 dlgs 145/2015). Previsione dei costi stimati di riferimento per controlli ispettivi. E' stata ripresa la discussione del punto di pari oggetto all'odg della riunione precedente, essendo state riformulate proposte di piani annuali e di priorità di azione (anni 2023-25) rendendole sostenibili in termini di disponibilità del personale preposto all'ispezione. Approvato il conseguente bilancio di previsione dei costi stimati di riferimento per i controlli ispettivi. I costi annuali previsti, sentito l'Ufficio centrale di Bilancio del MASE, saranno prelevati dal capitolo 1 per mille versato dagli Operatori per le spese sostenute a mare.

Riepilogo attività svolta nel 2022 per regolamento EU 1112/2014. E' stata trasmessa alla DG Energia UE in data 21 marzo 2023 il Report 2022 sullo Stato e la Sicurezza delle attività offshore in Italia (ai sensi del Regolamento Europeo 1112/2014 e del D.Lgs 145/2015). Dati forniti: dai tre Operatori (Eni, EniMED, Energean), da MMI, dalle Capitanerie di Porto, dagli Uffici UNMIG (Bologna, Napoli, Roma), dai VVF e dalle DG PNM e DG IS del MASE.

Varie ed eventuali; Prossima Riunione annuale di sottoscrizione dei Documenti di consultazione Tripartita (con Organizzazioni Sindacali e Operatori) prevista per il 14 giugno 2023. Trasmessa a Camera e a Senato della Repubblica, a cura del Presidente del Comitato, la "*Relazione al Parlamento 2022 sullo Stato e la Sicurezza delle attività offshore in Italia*" (ai sensi del Regolamento Europeo 1112/2014 e del D.Lgs 145/2015).



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 alla DGS-UNMIG (diventata successivamente DG IS-UNMIG) per eventuali modifiche e/o integrazioni. Dalla loro costituzione, i Comitati periferici di Bologna, Roma e Napoli si sono riuniti rispettivamente 17, 10 e 10 volte, valutando rispettivamente 31, 34 e 12 relazioni grandi rischi (compresi i gruppi di impianto); le Relazioni Grandi Rischi (RGR) presentate entro i termini di legge (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 31 gennaio 2023 le RGR presentate ammontano a 80 di cui 77 sono state accettate e 3 sono in fase di valutazione.

Sono state inoltre depositate 38 (di cui accettate 32 e 6 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

RGR



<i>CONCESS</i>	<i>IMPIANTO</i>	<i>PRESENTAZ</i>	<i>ACCETTAZ (i)</i>	<i>RIESAME</i>
	Jack Up "Key Manhattan" (JUKMN)	15/06/2017	21/12/2017	Nota Eni 190 del 14.02.2023. Riesame approvato da UNMIG NA il 08.05.2023
A.C18.AG	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
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
A.C35.AG	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.AG	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
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 affidenti 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



A.C17.AG	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
A.C17.AG	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
A.C8.ME	p.ma AZALEA B	10/04/2018	19/02/2019	non trascorsi termini
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
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
A.C26.EA	p.me PCW A-T	22/11/2017	19/06/2019	non trascorsi termini
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



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.
A.C9.AG	p.me ADA 2-3-4 rev.0	18/07/2018	15/04/2021	
A.C9.AG	p.me ADA 2-3-4 rev.1	20/12/2019	15/04/2021	
	Jack Up "Shelf Drilling Resourceful" (JU- SDR)	15/05/2023 (nota Eni 643)	04/07/2023	

ACCETTAZIONE VGR (con lavori ancora da eseguire)				
<i>CONCESSIONE</i>	<i>IMPIANTO / motivo</i>	<i>PRESENTAZIONE</i>	<i>ACCETTAZIONE</i>	<i>NOTE</i>
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 il 2024



A.C29.EA	p.ma DIANA / ch.min. pozzi DIANA 1-2-3 con JU-SDR	02/02/2023	04/07/2023	attività programmata per il 2024 (avviata a gennaio)
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	ancora da accettare	attività programmata per il 2024
CERVIA MARE	p.ma ARIANNA / Workover pozzo Cervia 23 con JU- KMN	08/01/2024	ancora da accettare	attività programmata per il 2024

ACCETTAZIONE REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE			
<i>CONC</i>	<i>IMPIANTO</i>	<i>PRESENTAZ</i>	<i>ACCETTAZ</i>
A.C5.AV	p.ma ANTONELLA	09/11/2021 (annullata) ripresentata il 14/12/2023	iter in corso / da accettare
CERVIA MARE	p.ma CERVIA C	Presentata RGR rev.2 con nota Eni 1767 del 21.12.23	iter in corso / da accettare

Note UNMIG Bologna:

(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

RGR

CONC	IMPIANTO	PRES	I ACCET(a)	PRES RIES	ACC RIES
	Jack Up "Key Manhattan"	15/06/2017	21/12/2017	15/02/2023	08/05/2023
	Jack Up "Shelf Drilling Resourceful"	15/05/2023	17/07/2023		
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		
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 BRENDA	19/03/2018			
B.C15.AV	p.ma PENNINA	13/04/2018	20/10/2020		
B.C4.AS	p.me DAVIDE - DAVIDE 7	10/04/2018	20/10/2020	06/04/2023	05/01/2024
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		
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			
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
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	13/07/2018	26/08/2023	non trascorsi termini	



	MARE 3 - 6 - C			
B.C7.LF	p.me SARAGO MARE A - 1	12/07/2018	26/08/2023	non trascorsi termini
B.C7.LF	p.ma VONGOLA MARE	16/07/2018	26/08/2023	non trascorsi termini

ACCETTAZIONE VGR				
<i>CONCESSI ONE</i>	<i>IMPIANTO</i>	<i>PRESENTA ZIONE</i>	<i>ACCETTAZI ONE</i>	<i>NOTE</i>
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 BRENDA/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	05/01/2024	iter in corso	<i>chiusura mineraria</i>



	PENNINA/Resourceful			
B.C4.AS	p.ma DAVIDE-DAVIDE 7JOLE/Resourceful	05/01/2024	iter in corso	<i>chiusura mineraria</i>

ACCETTAZIONE REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE					
CONC	IMPIANTO	PRES	ACCETT	PRES RIES	ACCETT RIES
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	
A.C12.AG	p.ma BRENDA	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 UNMIG Roma:

- (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



UNMIG NA

RGR

<i>CONC</i>	<i>IMPIANTO</i>	<i>I PRES</i>	<i>I ACCETT</i>	<i>PRES RIES</i>
D.C1.AG	p.ma "Luna A"	27/06/2018	05/12/2019	Non trascorsi termini
D.C1.AG	p.ma "Luna B"	27/06/2018	05/12/2019	Non trascorsi termini
D.C1.AG	p.ma "Hera Lacinia Beaf"	27/06/2018	05/12/2019	Presentata e accettata revisione per modifiche sostanziali in data 15/12/2022 (rif. 1)
D.C1.AG	p.ma "Hera Lacinia 14"	27/06/2018	05/12/2019	Non trascorsi termini
C.C6.EO	p.ma "Vega A"	06/06/2018	12/09/2018	Trascorsi termini. Presentato riesame con dichiarazione di non sussistenza di modifiche sostanziali In corso di istruttoria (rif. 2)
C.C6.EO	FSO "Leonis"	04/06/2018	12/09/2018	Trascorsi termini. Presentato riesame con dichiarazione di non sussistenza di modifiche sostanziali In corso di istruttoria (rif. 3)
C.C3.AG	p.ma "Perla"	21/05/2018	20/03/2019	Trascorsi termini. Presentato riesame con dichiarazione di non sussistenza di modifiche sostanziali. Procedimento concluso in data 28/12/2023 (rif. 4)
C.C3.AG	p.ma "Prezioso"	19/03/2018	20/03/2019	Trascorsi termini. Presentata RGR di modifica sostanziale accettata in data 26/09/2023 (rif. 5)
F.C2.AG	sconnessione FPSO "Firenze" conservazione passiva campo sottomarino "Aquila"	24/01/2018	10/07/2018	Trascorsi termini (rif. 6)
C.C1.AG	p.ma "Gela 1"	24/05/2018	20/03/2019	Trascorsi termini (rif. 7)



G.C1.AG	Impianto di perforazione SAIPEM 10000	10/10/2022	30/08/2023	Non trascorsi termini
---------	--	------------	------------	-----------------------

ACCETTAZIONE RIESAME QUINQUENNALE RGR - MODIFICA NON SOSTANZIALE

<i>CONCESSIONE</i>	<i>IMPIANTO</i>	<i>PRIMA PRESENTAZIONE</i>	<i>PRIMA ACCETTAZIONE</i>	<i>PRESENTAZIONE RIESAME</i>
D.C1.AG	Jack Up "Key Manhattan"	15/06/2017 (UNMIG BO)	21/12/2017 (UNMIG BO)	15/02/2023 (UNMIG NA) (rif. 8)
C.C3.AG	p.ma "Perla"	21/05/2018	20/03/2019	18/05/2023 (rif. 4)
C.C6.EO	p.ma "Vega A"	06/06/2018	12/09/2018	07/09/2023 - in attesa di integrazioni (rif. 2)
C.C6.EO	FSO "Leonis"	04/06/2018	12/09/2018	07/09/2023 ed integrazioni 23/01/2024 (rif. 3)
C.C1.AG	p.ma "Gela 1"	24/05/2018	20/03/2019	22/05/2023 (rif. 7)

ACCETTAZIONE REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE

<i>CONCESSIONE</i>	<i>IMPIANTO</i>	<i>PRESENTAZIONE</i>	<i>ACCETTAZIONE</i>
D.C1.AG	p.ma "Hera Lacinia Beaf"	26/05/2022	15/12/2022 (rif. 1)
C.C3.AG	p.ma "Prezioso"	29/08/2022	26/09/2023 (rif. 5)

Note UNMIG Napoli:

(rif. 6) la FPSO "Firenze" è stata sconnessa e trasferita all'estero

(rif. 7) concessione C.C1.AG - p.ma "Gela 1 - competenze in capo all'URIG della Regione Siciliana

(rif. 8) 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 18/05/2023, iter concluso in data 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 e 2022. 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 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 2022)”* di cui si riferisce al par. 3.1.4.

Nell'ambito EUOAG si è preso parte ai Meeting del 26 gennaio 2023 e 18 ottobre 2023, di cui nel seguito si evidenzia i punti discussi in agenda

Meeting of the European Union Offshore Authorities Group (EUOAG)
Web conference

Thursday, 26th January 2023, 10:00 – 12:45 H

Draft agenda

Ordinary session (10:00 – 11.30)

1. Approval of the agenda and introduction
2. The offshore sector in Denmark – latest developments in offshore safety, accidents and lessons learnt, decommissioning
3. Preventing cyber and physical attacks at installations/pipelines:
 - a. Presentation by the European Commission on on-going initiatives
 - b. Report on recent policy developments and experiences in Norway
 - c. Measures for preventing cyber and physical attacks at installations/pipelines by the Member States: tour de table
4. Safety trends and accidents – tour de table
5. Outlook on the Commission's forthcoming report on offshore safety in the year 2021
6. Update from the Commission on Vicos and Spiros
7. AOB



Meeting of the European Union Offshore Authorities Group (EUOAG)

Brussels – Albert Borschette Conference Centre, room 5B

18 October 2023, 10:00 – 16:00 H

Draft agenda

Plenary session 10.00-13.00 hrs

1. Welcome and introduction, approval of the agenda.
2. Decommissioning of wells and installations:
 - a. Development of regional offshore standards and guidelines on the removal (decommissioning) of installations and the related financial aspects under Barcelona Convention:
 - i. Presentation by REMPEC.
 - b. Update on decommissioning of disused offshore oil and gas installations in the North-East Atlantic under the framework of OSPAR Decision 98/3:
 - i. Presentation by OSPAR Secretariat.
 - c. Presentations from EU authorities and observers: Denmark, Netherlands, Norway.
 - d. Presentations from Third Countries: Israel.
 - e. Decommissioning reports and context:
 - i. Presentation by IOGP.
3. Latest developments in the offshore sector in Third Countries.
4. Offshore sector related topics:
 - Methane Regulation, Net-Zero Industry Act: intervention from IOGP.
 - Safety technologies: intervention from IADC,

followed by discussions.



Ordinary session (14.00 hrs – 16.00 hrs)

1. Opening of the session, approval of the agenda.
2. Outlook on the Commission's annual report on offshore safety 2022.
3. Safety trends and accidents: interventions from Member States explaining the context of the incidents.
4. Experiences with ensuring compliance with safety rules (inspections, investigations, enforcement) – examples and good practice in Member States – interventions from Romania, Croatia, Italy.
5. Licensing and exploration in Cyprus: latest developments and the way forward.
6. AOB.

Di particolare interesse in tema di dismissione di piattaforme/pozzi offshore sono state le relazioni illustrate dalle autorità competenti danese (dal titolo *Danish Offshore Regulations in relation to well decommissioning*), norvegese (dal titolo *Decommissioning of wells and installations*) e olandese (dal titolo *Decommissioning challenges*) che si riportano in Allegato 4.

Il Presidente di questo Comitato è intervenuto al Meeting del 18 ottobre 2023 sul tema delle ispezioni, indagini e applicazione delle regole, presentando la relazione dal titolo: *Experiences with ensuring compliance with offshore safety rules in Italy: inspections, investigations, enforcement – examples and good practice* (riportata in Allegato 5).

Altre attività in collaborazione con la Commissione Europea continuano ad avere come oggetto:

- 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 analysis*

- Prevenzione da attacchi informatici e fisici (*cyber-physical attacks*) a impianti-piattaforme/oleodotti: iniziative della Commissione europea; iniziative da parte di singoli Stati membri; recenti sviluppi in materia di sicurezza/ambiente nel settore offshore;
- Incidenti occorsi ed esperienze condivise: 1- approfondimenti sulla sicurezza offshore da parte della *International Organization of Oil and Gas Producers* (IOGP); 2- sviluppi tecnologici a miglioramento della sicurezza offshore da parte della *International Association of Drilling Contractors* (IADC).

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 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 (DGIS e DG PNM), per assicurare il pieno svolgimento delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare. La DGIS 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. 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 2023 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 protezione ambientale nelle operazioni di esplorazione/coltivazione di idrocarburi a mare (programma in Allegato 6). All'incontro ha partecipato anche il Presidente di questo Comitato presentando un bilancio degli ultimi anni di attività del Comitato stesso (Allegato 7).

Nell'ambito di queste ulteriori attività del Comitato, si pongono in evidenza gli interventi del Presidente di questo stesso Comitato al *Comitato Interministeriale per le Politiche del Mare* (CIPOM) del 10 Maggio 2023 (Audizione afferente alla tematica "Risorse energetiche, subacquea e geologia marina") e del 23 Maggio 2023 (Audizione afferente alla tematica "Sicurezza; promozione e proiezione del sistema-mare nazionale a livello internazionale"), interventi riportati in Allegato 8.

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 – e tra le tematiche proposte figurerebbe anche quella relativa alla *security* delle piattaforme *offshore*. Ciò a conferma dell'assunto che, ad oggi, il vigente assetto normativo



europeo nel settore degli idrocarburi e, per derivazione, quello dello Stato membro Italia si occupano della sola *safety* e che un'estensione anche agli aspetti di *security* – con eventuali attribuzioni alla *competent authority* e, quindi, al Comitato - necessita di una modifica della Direttiva da recepirsi, poi, nella normativa nazionale.

- 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.

- 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.



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



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



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 9), 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 Maggio 2023. Tale relazione (per l'anno 2022) costituisce una programmata analisi comparata a livello europeo e consente alla Commissione europea di mettere a confronto, secondo parametri omogenei, diverse informazioni relative agli impianti, ai riferimenti normativi e alle prestazioni delle operazioni in mare dei Paesi membri.

3.1.5 Documenti di consultazione TRIPARTITA

Nella riunione del 27 giugno 2023 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 10, per Eni in Allegato 11, per Energean in Allegato 12.

Si evidenziano in particolare:

- per Eni 44 concessioni minerarie di coltivazione (in precedenza al PiTESAI erano 60) per una superficie totale pari a 3958,12 km², e 8 permessi di ricerca (in precedenza al PiTESAI erano ancora 8) per una superficie totale pari a 1839,50 km².








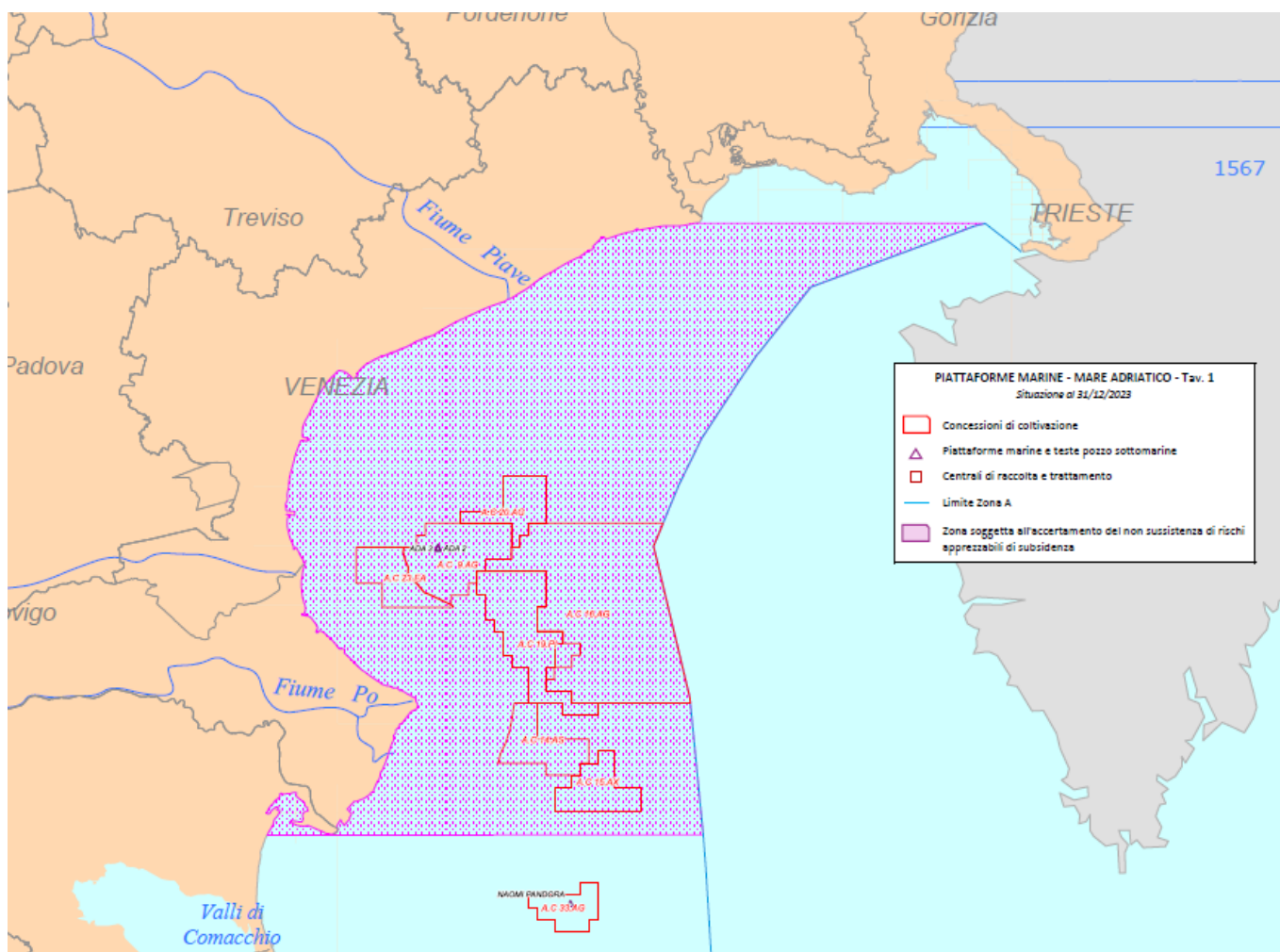
- Per EniMed 3 concessioni minerarie di coltivazione per una superficie totale pari a 365,31 km², e 1 permesso di ricerca per una superficie totale pari a 373,08 km².
- Per Energean 5 concessioni minerarie di coltivazione per 455.41 km².

Carte titoli vigenti e relativi impianti

PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 1

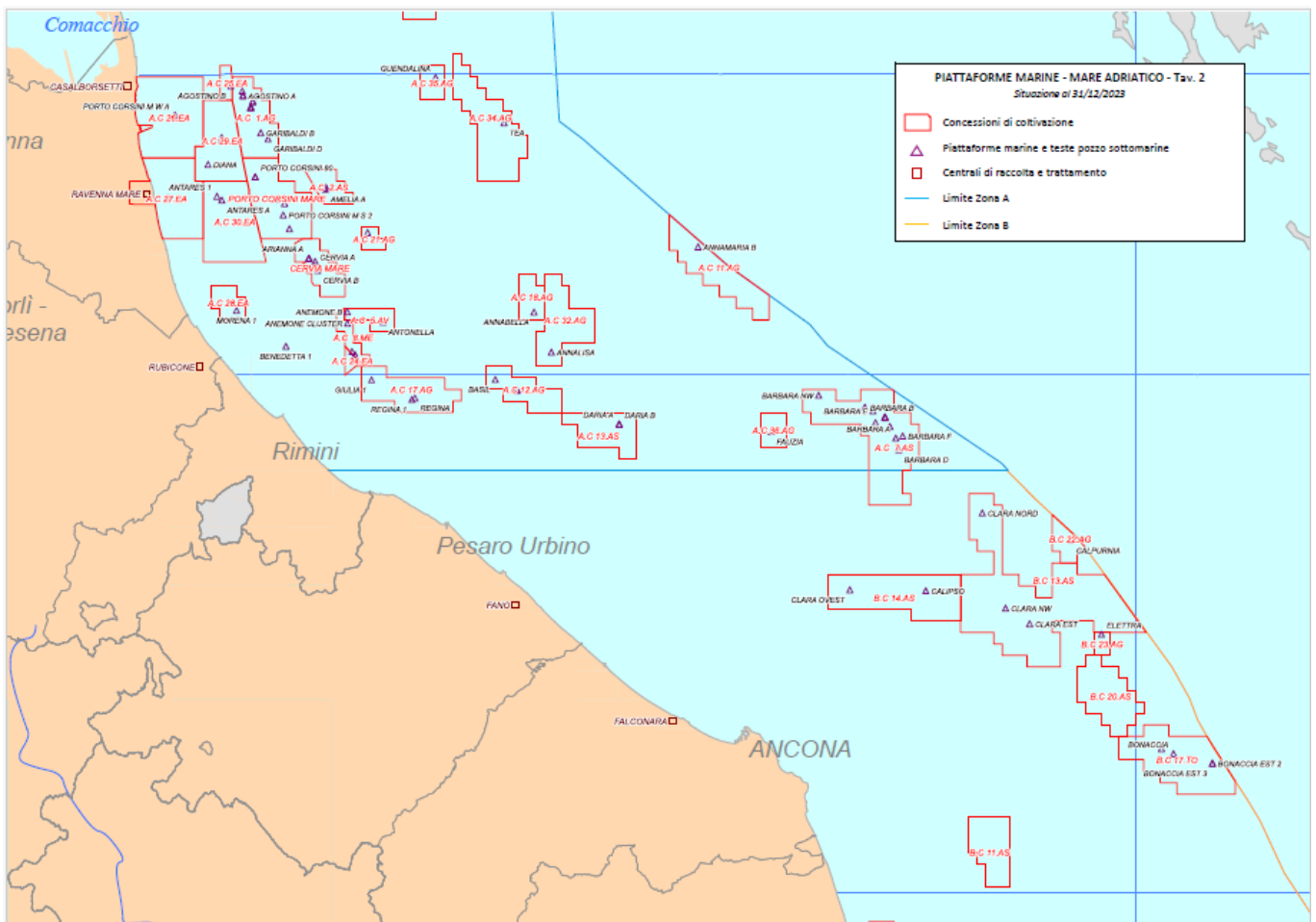
Situazione al 31/12/2023

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







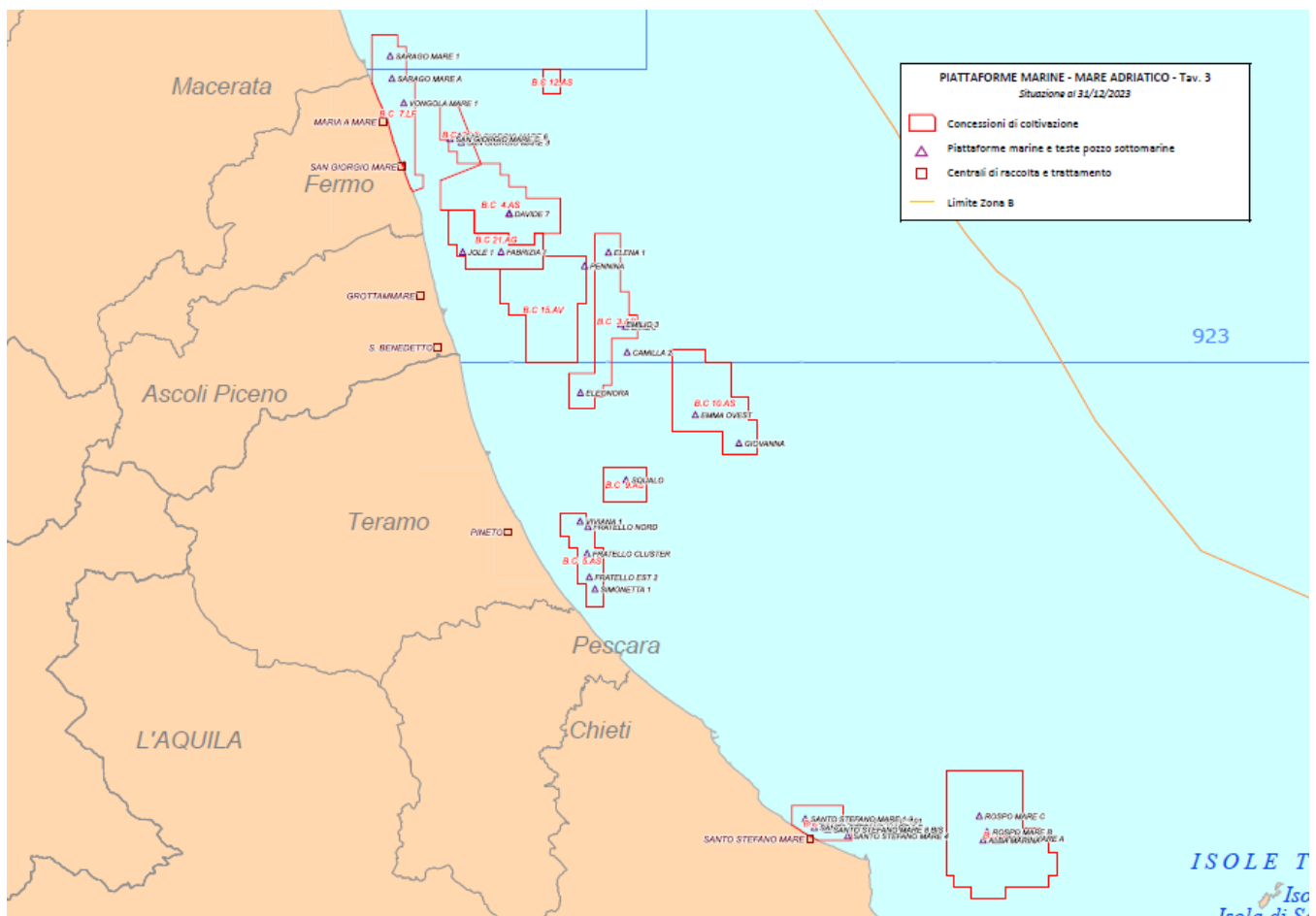
PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 2
 Situazione al 31/12/2023

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








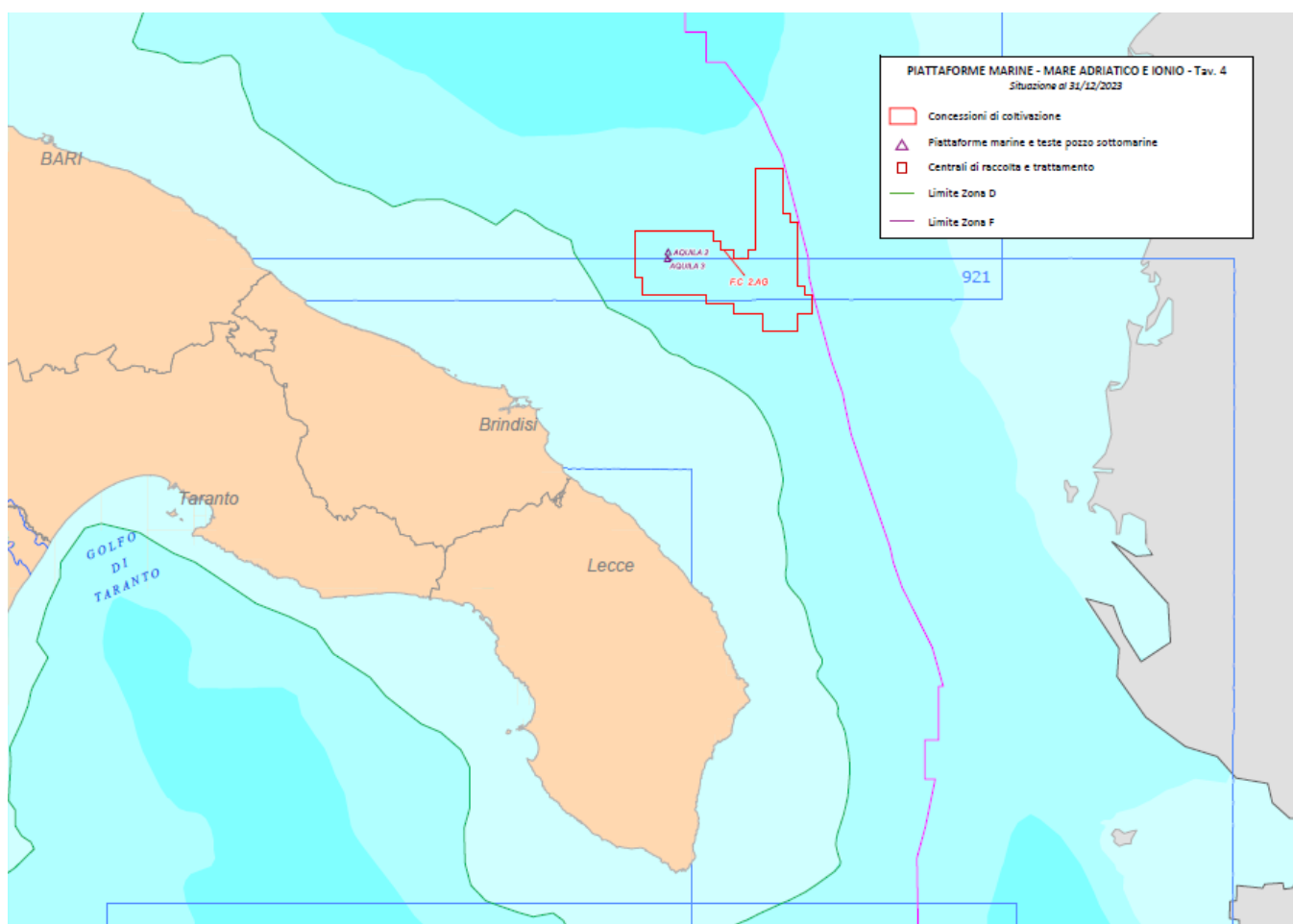
PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 3
Situazione al 31/12/2023

-  Concessioni di coltivazione
-  Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine
-  Centrali di raccolta e trattamento
-  Limite Zona B








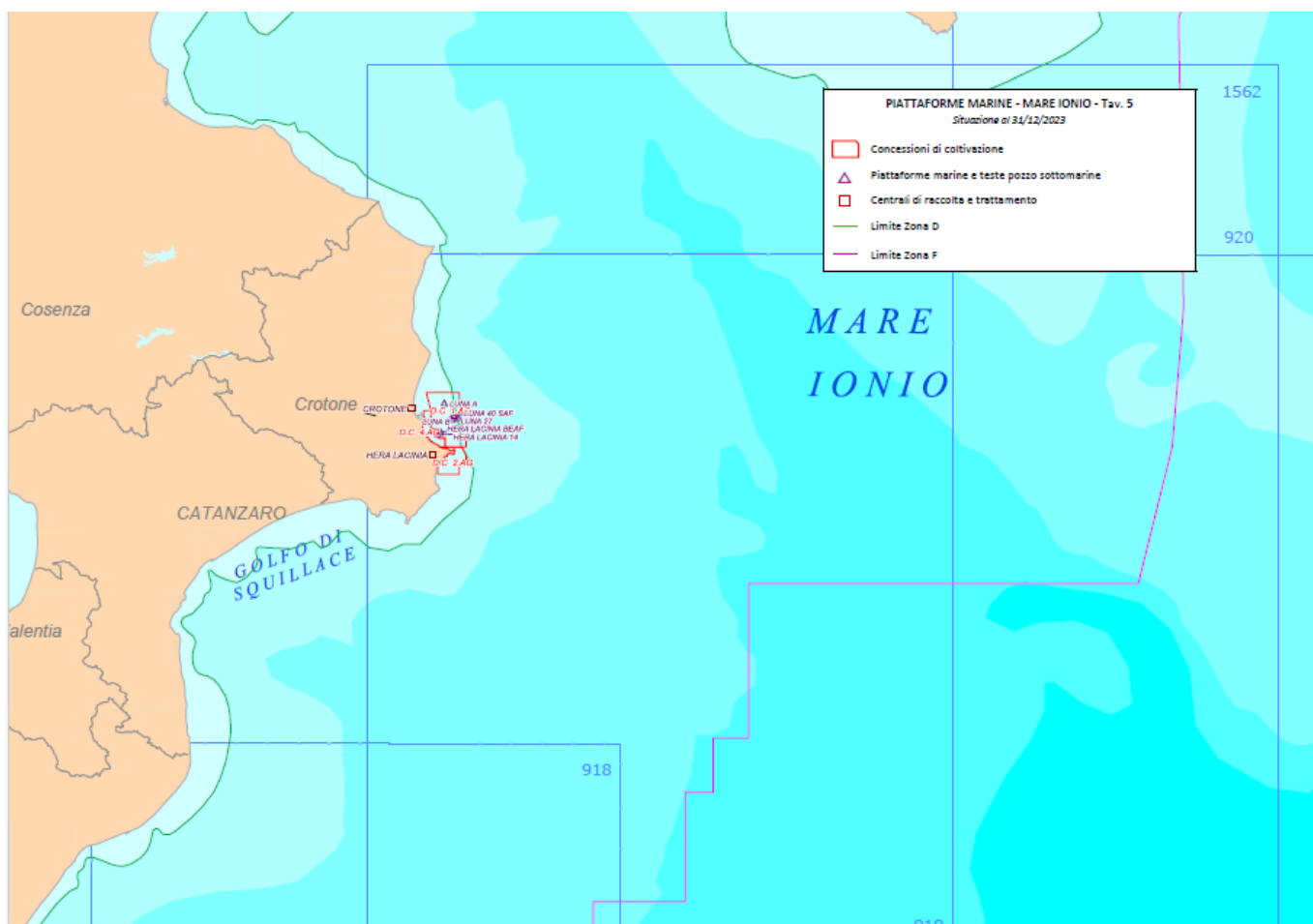
PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO E IONIO - Tav. 4
Situazione al 31/12/2023

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








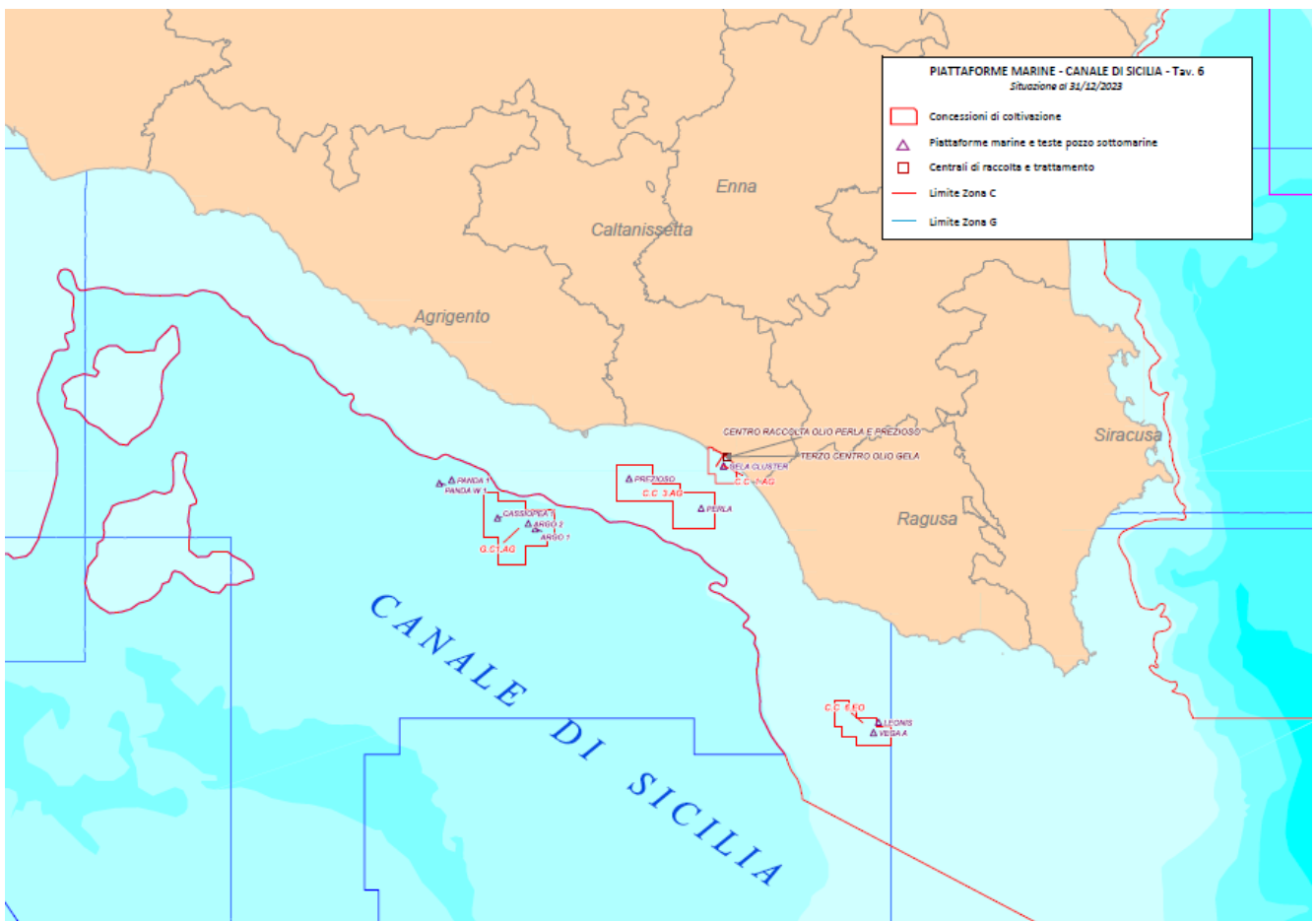
PIATTAFORME MARINE - MARE IONIO - Tav. 5
Situazione al 31/12/2023

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



PIATTAFORME MARINE - CANALE DI SICILIA - Tav. 6
Situazione al 31/12/2023

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





ELENCO DEGLI ALLEGATI

- Allegato 1: DPCM 27 settembre 2016 “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 2: DPCM 25 agosto 2021 “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 presentate all’EUOAG Meeting tenutosi a Bruxelles il 18 ottobre 2023 da autorità competenti danese, norvegese e olandese in tema di dismissione di piattaforme/pozzi.
- Allegato 5: Relazione del Presidente all’EUOAG Meeting tenutosi a Bruxelles il 18 ottobre 2023 dal titolo *Experiences with ensuring compliance with offshore safety rules in Italy: inspections, investigations, enforcement – examples and good practice*.
- Allegato 6: Programma dell’Incontro del 3 e 4 maggio 2023 organizzato dal MASEE_DGIS (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 7: Relazione del Presidente di questo Comitato all’Incontro del 3 e 4 maggio 2023 organizzato dal MASEE_DGIS (Accademia dei XL, Roma).
- Allegato 8: Relazioni del Presidente di questo Comitato alle Audizioni Comitato al Comitato Interministeriale per le Politiche del Mare (CIPOM) del 10 Maggio 2023 e del 23 Maggio 2023.
- Allegato 9: Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2022) inviata *DG Energia-Commissione Europea* a maggio 2023.
- Allegato 10: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione del 27 giugno 2023.



- Allegato 11: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione del 27 giugno 2023.
- Allegato 12: Documenti di consultazione tripartita di Energean approvato nella riunione del 27 giugno 2023.



Elenco acronimi

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



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



Elenco delle principali norme menzionate

<p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128 “Norme in materia di polizia delle miniere e delle cave”;</p>
<p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 “Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”;</p>
<p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 “Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”;</p>
<p>➤ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all’art. 8 del D.Lgs 145/2015”.</p>
<p>➤ Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, “Attuazione della direttiva 92/91/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195, “Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull’accesso del pubblico all’informazione ambientale”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, “Norme in materia ambientale”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, “Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”.</p>



<p>➤ Direttiva 2013/30/UE del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE</p>
<p>➤ Regolamento di esecuzione n.1112/2014 della Commissione del 13 ottobre 2014 che “stabilisce un formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli operatori e dei proprietari degli impianti in mare nel settore degli idrocarburi nonché un formato comune per la pubblicazione delle informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli Stati membri</p>
<p>➤ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016. Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145</p>
<p>➤ Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201. Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p>
<p>➤ Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201. Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p>
<p>➤ Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016. Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.</p>
<p>➤ Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104. Attuazione della direttiva 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.</p>
<p>➤ Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi.</p>
<p>➤ 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.</p>
<p>➤ Legge 11 febbraio 2019, n. 12 <i>Conversione in legge, con modificazioni,</i></p>



<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>Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 <i>Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse</i></p>
<p>Legge 27 dicembre 2019 n. 160 <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.</i></p>
<p>Legge 28 febbraio 2020 n. 8 <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>Legge 11 settembre 2020, n. 120 <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>Legge 26 febbraio 2021 n. 21 <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>Legge 22 aprile 2021, n. 55 <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>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</p>
<p>Art. 16 del Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17 recante <i>“Misure urgenti per</i></p>



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.

Prof. Ezio MESINI

email: ezio.mesini@unibo.it

Pec: 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>



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

Visita la legge 21 luglio 1967, n. 613, e successive modificazioni, recante norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6;

Visito il decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886, recante l'integrazione e l'adeguamento delle norme contenute nel decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, recante norme di polizia delle miniere e delle cave, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale;

Visita la legge 24 novembre 1981, n. 689, e successive modificazioni, recante modifiche al sistema penale;

Visito il decreto legislativo 19 dicembre 1994, n. 758, recante modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro;

Visito il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, di attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;

Visito il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, di attuazione della direttiva 94/22/CEE, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;

Visito il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, e successive modificazioni;

Visito il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, di attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

Visito il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE;

Visito in particolare l'articolo 8 del predetto decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, che prevede, al comma 1, l'istituzione del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare e, al comma 6, l'adozione di un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri per definire le modalità di funzionamento del Comitato medesimo;

Visito il decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 ottobre 2015, adottato ai sensi dell'articolo 8, comma 5, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, con il quale sono state apportate modifiche organizzative alla struttura della Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, al fine di garantire l'effettiva separazione delle funzioni di regolamentazione in materia di sicurezza dalle funzioni di regolamentazione riguardanti lo sviluppo economico delle risorse naturali in mare, compresi il rilascio delle licenze e la gestione dei ricavi;

Visito il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 aprile 2015, con il quale al Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei ministri, prof. Claudio De Vincenti, è stata delegata la firma di decreti, atti e provvedimenti di competenza del Presidente del Consiglio dei ministri;

DECRETA

ART. 1
(Finalità)

1. Il presente decreto stabilisce, ai sensi dell'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, le modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8, del decreto medesimo, nonché le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle funzioni del Comitato.

ART. 2
(Definizioni)

1. Ai fini del presente decreto, ferme restando le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 145 del 2015, e viste le modifiche organizzative adottate con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 ottobre 2015, si applicano le seguenti definizioni:

- a. *Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - DGS - UNMIG* (di seguito "Direzione"); l'UNMIG di cui all'articolo 2, comma 1, lettera rr), del decreto legislativo n. 145 del 2015;
- b. *Direttore generale della Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - DGS - UNMIG* (di seguito "Direttore"); il Direttore dell'UNMIG di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015;
- c. *Sezione o Sezione*: le Sezioni UNMIG di cui all'articolo 2, comma 1, lettera gg), del decreto legislativo n. 145 del 2015 ossia le Divisioni II, III e IV della DGS - UNMIG;
- d. *Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche* (di seguito "DGSALIE"); autorità preposta al rilascio delle licenze di cui all'articolo 2, comma 1, lettere e), del decreto legislativo 18 agosto 2015;



COPIA CONFORME

COPIA CONFORME



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

- e. *Comunicazione di cui al decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 (di seguito: "Comunicazione")*: la comunicazione di cui agli articoli 11, comma 3, e comma 1, lettera c), agli articoli 11, comma 1, lettera h), e 15, comma 1, agli articoli 11, comma 1, lettera f), e 16, comma 1; nonché all'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 145 del 2015;
- f. *Trasferimento impianto di produzione*: il trasferimento di un impianto di cui all'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto legislativo n. 145 del 2015, ovvero le piattaforme galleggianti e strutture analoghe di cui all'articolo 75, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979 e all'articolo 93, comma 2, del decreto legislativo n. 624 del 1996;
- g. *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare* (di seguito: "Comitato"), il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del decreto legislativo n. 145 del 2015;
- h. *Articolazioni sul territorio del Comitato* (di seguito: "Comitati periferici"), le articolazioni sul territorio del Comitato, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo n. 145 del 2015.

ART. 3
(Sede)

1. Il Comitato ha sede presso il Ministero dello sviluppo economico - DGS UNMIG, in via Molise 2 - 00187 Roma; presso la stessa Direzione è costituita la segreteria del Comitato.
2. La Direzione fornisce il supporto logistico e amministrativo al Comitato, nonché le risorse umane e strumentali alla segreteria del Comitato.
3. Per l'acquisizione della documentazione il Comitato e i Comitati periferici, si avvalgono rispettivamente delle strutture della Direzione e delle Sezioni con l'indicazione nella protocollazione della dicitura, rispettivamente: "Comitato c/o DGS UNMIG", "Comitato periferico c/o Sezione UNMIG".

ART. 4

(Composizione e organizzazione del Comitato)

1. Ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015 il Comitato è composto da:
 - a) il Presidente del Comitato;
 - b) il Direttore generale della DGS - UNMIG;
 - c) il Direttore della Direzione generale per la protezione della natura e del mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;



3

- d) il Direttore centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del Corpo nazionale dei Vigili del fuoco;
 - e) il Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di porto - Guardia costiera;
 - f) il Sottocapo di Stato Maggiore della Marina militare.
2. Il Presidente del Comitato è nominato dal Presidente del Consiglio dei ministri ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015. In caso di assenza o impedimento, del Presidente le relative funzioni sono svolte dal Direttore generale della DGS - UNMIG.
 3. I Comitati periferici, composti dal Direttore della Sezione competente per territorio, dal Direttore regionale dei Vigili del fuoco, da un 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 dalle attività, e da un Ammiraglio/Ufficiale superiore dello Stato Maggiore della Marina militare, hanno sede presso gli Uffici delle Sezioni competenti per territorio, che forniscono il supporto logistico e amministrativo.
 4. Per ogni membro effettivo del Comitato e dei Comitati periferici è nominato un membro supplente designato dalla competente amministrazione. Ciascun membro si esprime nella materia di propria competenza.
 5. Le riunioni del Comitato sono convocate dal Presidente e per i Comitati periferici dal Direttore della Sezione che assicura le funzioni di coordinamento dei lavori. L'ordine del giorno da discutere nelle riunioni è stabilito almeno 10 giorni prima e viene inviato agli interessati per posta elettronica - PEC.
 6. Il consenso è costituito validamente con la maggioranza dei componenti di cui al comma 1 e con la necessaria presenza del Presidente o di chi ne fa le veci e, per i Comitati periferici, con la necessaria presenza del Direttore della Sezione competente per territorio, del Direttore regionale dei Vigili del fuoco e del Comandante della Capitaneria di porto competente per territorio o dei rispettivi supplenti.
 7. Le deliberazioni del Comitato e dei Comitati periferici sono adottate all'unanimità dei membri presenti, che si esprimono per i profili di competenza delle amministrazioni di appartenenza ai sensi delle vigenti disposizioni normative.
 8. Qualora sia funzionale all'attività operativa da svolgersi, il Comitato e i Comitati periferici possono riunirsi presso gli Uffici delle Capitanerie di Porto competenti per territorio o direttamente presso gli impianti.
 9. Il Comitato si riunisce entro il 31 gennaio di ogni anno per definire la strategia d'azione e le priorità programmatiche annuali, ai sensi del punto 2, comma 1, lettera a), dell'allegato III del decreto legislativo n. 145 del 2015, e in prima applicazione entro 30 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.
 10. La strategia d'azione e le priorità programmatiche annuali comprendono i piani annuali di cui all'articolo 21 del decreto legislativo n. 145 del 2015, e indicano sia il cronoprogramma di azioni ispettive da svolgere sia le modalità di verifica delle



4



Il Presidente del Consiglio dei Ministri



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

comunicazioni e delle relazioni sui grandi rischi ricevute o accettate nell'anno precedente.

11. Il Comitato, ai fini di una politica di prevenzione degli incidenti gravi, ai sensi dell'articolo 19, comma 8, del decreto legislativo n. 145 del 2015, in consultazione con gli operatori e/o le associazioni di categoria industriali di settore, definisce norme e linee guida sulle migliori pratiche in relazione al controllo dei grandi rischi, anche in relazione al comma 3 dell'articolo 26 del medesimo decreto legislativo n. 145 del 2015.

ART. 5
(Pareri)

1. I pareri del Comitato di cui all'articolo 4, commi 3 e 5, del decreto legislativo n. 145 del 2015, qualora richiesti dall'autorità competente al rilascio o al trasferimento dei titoli di legittimazione mineraria, sono espressi formalmente a seguito di istruttoria tecnica amministrativa svolta, nella qualità di relatore, dalla Direzione.
2. Ai fini di cui al comma 1, il richiedente inoltra l'istanza e la documentazione pertinente alla DGSAIE, che ne trasmette copia per conoscenza al Comitato.

ART. 6

(Revoca della licenza di cui all'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 145 del 2015)

1. Qualora di propria iniziativa, o su proposta dei Comitati periferici, previo accertamento tecnico amministrativo e valutazione in sede di istruttoria, il Comitato constata l'esistenza da parte dell'operatore di inadempienze alle previsioni di cui al decreto legislativo n. 145 del 2015, ne informa la DGSAIE per gli eventuali seguiti di competenza.

ART. 7

(Modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'articolo 2, comma 1, lettera bb) del decreto legislativo n. 145 del 2015)

1. Il Comitato, su proposta della Direzione e con il supporto della segreteria del Comitato, definisce 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.
2. Le modifiche non sostanziali di cui al comma 1 sono elencate in apposite guide tecniche operative emanate dal Comitato, da aggiornarsi periodicamente, e pubblicate sul sito del



Comitato ai sensi dell'articolo 9, comma 1, lettera d), del decreto legislativo n. 145 del 2015.

3. Per le attività di cui al comma 1, l'operatore trasmette alla sola Sezione competente per territorio la documentazione tecnica pertinente.

ART. 8
(Comunicazioni)

1. Le Comunicazioni sono presentate dall'operatore al Comitato, al Comitato periferico competente per territorio, alla Direzione e alla Sezione:

- a. per il progetto di un impianto di produzione pianificato previsto nel programma dei lavori approvato, almeno 5 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni e secondo i requisiti dell'allegato 1, parte 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015;
 - b. per un'operazione di pozzo e/o combinata, almeno 5 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni; la comunicazione include la politica aziendale di prevenzione di cui all'articolo 11, comma 1, lettera d), del decreto legislativo n. 145 del 2015, qualora non già presentata, ed è comprensiva anche del piano interno di risposta alle emergenze di cui all'articolo 14, commi 2 e 3, del medesimo decreto legislativo n. 145 del 2015;
 - c. per il trasferimento di un impianto di produzione, almeno 90 giorni prima dell'avvio previsto delle operazioni, e conforme a quanto previsto all'allegato 1, parte 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015.
2. La Sezione procede direttamente all'istruzione della pratica e formula le proprie eventuali osservazioni al Comitato, al Comitato periferico e alla Direzione che esaminano, integrano, modificano tali considerazioni entro 30 giorni. Tali osservazioni sono trasmesse all'operatore al fine dell'inclusione nella relazione sui grandi rischi. Trascorso il periodo indicato al primo capoverso, la comunicazione si intende presentata.
3. Per un'operazione di pozzo e/o combinata di cui al comma 1, lettera b), l'operatore può presentare la comunicazione congiuntamente alla relazione grandi rischi. Per quanto previsto al comma 2, qualora la Sezione trasmetta all'operatore osservazioni da inserire nella relazione grandi rischi, per l'accettazione della relazione grandi rischi si applicano i tempi di cui all'articolo 9, comma 1, lettera b), dalla data di ricezione del relativo riesame.
4. Nel caso di un impianto di produzione che entri o esca dalle acque italiane, di cui all'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 145 del 2015, la comunicazione è inoltrata dall'operatore almeno 5 giorni prima della data in cui è previsto l'ingresso o l'uscita al Comitato e al Comitato periferico interessato, alla Direzione e alla Sezione.





Il Presidente del Consiglio dei Ministri



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

ART. 9

(Relazione sui grandi rischi)

1. La relazione sui grandi rischi è presentata dall'operatore al Comitato, al Comitato periferico, alla Direzione e alla Sezione.
 - a. almeno 3 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni per un impianto di produzione di cui all'articolo 11, comma 7, e all'articolo 12, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015, includendo la documentazione di cui alle lettere a), b), d) e g) dell'articolo 11, comma 1, e le informazioni di cui all'allegato 1, paragrafi 2 e 5;
 - b. almeno 3 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni per un impianto non destinato alla produzione di cui all'articolo 11, comma 7, e all'articolo 13, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015, includendo la documentazione di cui alle lettere a), b), d) e g) dell'articolo 11, comma 1, e le informazioni di cui all'allegato 1, paragrafi 3 e 5;
2. La Sezione procede direttamente all'istruzione della pratica ed esprime le proprie valutazioni sulla relazione sui grandi rischi al Comitato e alla Direzione che esamina e, qualora lo ritenga, integra e modifica tale parere entro 30 giorni.
3. Trascorso il periodo previsto al comma 2, la Sezione prospetta l'accettazione della relazione sui grandi rischi al Comitato periferico che emana, entro i successivi 30 giorni, il provvedimento di accettazione, trasmettendolo per conoscenza al Comitato.
4. La procedura si applica per l'accoglienza della relazione sui grandi rischi modificata di cui agli articoli 12, comma 5, e 13, comma 4, del decreto legislativo n. 145 del 2015.
5. Qualora l'operatore intenda procedere alla redazione della relazione sui grandi rischi per un gruppo di impianti, ne fa richiesta al Comitato, che accorda, tale facoltà nel caso in cui ne ricorrano i presupposti definiti in apposite linee guida tecniche operative previste in attuazione del decreto legislativo n. 145 del 2015.

ART. 10

(Procedure di competenza dei Comitati periferici)

1. Per gli impianti di cui all'articolo 2, comma 1, lettere p), g) e r), del decreto legislativo n. 145 del 2015, per i quali sia stata accettata una relazione grandi rischi su attività già svolte dagli stessi anche in altro luogo, trovano applicazione le procedure di cui al comma 2 nel caso di operazioni di porzo e/o combinate e di modifiche di cui agli articoli 2, comma 1, lettera bb), e 6, commi 3 e 4, del medesimo decreto legislativo n. 145 del 2015, nonché per il riesame periodico di cui agli articoli 12, comma 7, e 13, comma 7.
2. Ai fini dell'accettazione, l'operatore presenta al Comitato periferico il riesame della relazione grandi rischi congiuntamente alla Comunicazione e all'istanza:
 - a. ex articoli 90 e 93 del decreto legislativo n. 624 del 1996 per gli impianti di produzione, per la quale la Sezione acquisisce il parere di cui all'articolo 90, comma 2;



PER COPIA CONFORME

- b. ex articolo 20 del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979 e articolo 21 del decreto direttoriale 15 luglio 2015 per la perforazione di pozzo, per la quale la Sezione acquisisce il parere espresso dalla Direzione ai sensi dell'articolo 21 del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979;
- c. ex articolo 77 del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979 ed ex articolo 1, comma 82 sexies, della legge n. 239 del 2004, per operazioni di intervento ai pozzi almeno 2 mesi prima dall'inizio delle operazioni;
- d. ex articolo 76 del decreto legislativo n. 624 del 1996, per operazioni combinate almeno 2 mesi prima dell'inizio delle operazioni, per la quale la Sezione acquisisce il parere di cui all'articolo 76, comma 7;
- e. di riesame periodico ex articoli 12, comma 7, e 13, comma 7, del decreto legislativo n. 145 del 2015.

La Sezione propone l'accettazione del riesame della relazione sui grandi rischi al Comitato periferico che emana, entro i successivi 30 giorni, il provvedimento di accettazione trasmettendolo per conoscenza al Comitato.

3. In caso di modifiche agli impianti, al programma di perforazione, alle operazioni di intervento ai pozzi e/o combinate, qualora sia stata già accettata la relazione grandi rischi ovvero il riesame di cui al comma 2, e non sussistano modifiche sostanziali nella valutazione del rischio, l'operatore trasmette informazione al Comitato periferico allegando dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla relazione grandi rischi accettata e documentazione tecnica pertinente. Trascorsi 30 giorni dalla data di ricevimento senza che il Comitato periferico abbia comunicato le proprie decisioni, la modifica si intende accettata. Interventi di emergenza ai pozzi possono essere effettuati in qualsiasi momento, dandone successiva informazione al Comitato periferico.

ART. 11

(Criteri di ripartizione delle attività)

1. La ripartizione delle attività del Comitato è definita con riferimento ai singoli articoli del decreto legislativo n. 145 del 2015, come di seguito indicato:
 - a. l'attività di cui all'articolo 10, ai fini di un eventuale avvalimento dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA), è svolta mediante stipula di convenzione firmata dal Presidente previo mandato del Comitato;
 - b. le attività di cui agli articoli 20, comma 2, 23, comma 2, 24, 25, comma 2, 26, comma 2, 27, comma 1, e 31, commi 1, 2, 3, 4 e 7, concernenti la trasmissione delle relazioni, lo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con le autorità competenti dell'Unione europea, sono svolte direttamente dal Presidente con il supporto tecnico - operativo della segreteria;
 - c. le attività di cui all'articolo 25, comma 1, sono svolte dal Presidente con il supporto della Direzione.



PER COPIA CONFORME



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

CORTE DEI CONTI
UFFICIO DI GIURISDIZIONE CONTABILE
MINISTERO DI GIUSTIZIA E AFFARI LEGISLATIVI
Regole - Prorr. n. 3185

- 6 DIC. 2018
IL MINISTRO

ART. 12
(*Sanzioni*)

1. Qualora il Comitato accerti infrazzioni di cui articolo 32 del decreto legislativo n. 145 del 2015:
 - a. per quanto concerne le sanzioni penali di cui all'articolo 32, comma 1, inoltra informativa alla Sezione per i seguiti di competenza; per tali fattispecie penali trovano applicazione le procedure disposte dal Capo II del decreto legislativo n. 758 del 1994;
 - b. 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 dell'adeguamento della prescrizione disposta nei termini prescritti e, qualora l'esito 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 dall'articolo 32, comma 13.
2. Restano ferme 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'uopo qualificato e legittimato dalla normativa vigente.

ART. 13
(*Disposizioni finali*)

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

Roma, 27 SET. 2016

REPUBBLICA ITALIANA
MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE
UFFICIO DEL RAGIONIERE GENERALE
DIREZIONE AMMINISTRATIVA CENTRALE
VIA Salaria Km. 2,963 - 00198 Roma
Tel. 06 49991 - Telefax 06 4999216
FAX 06 4999316
E-MAIL: segreteria@ecm.gov.it



Prof. Claudio De Vincenzi

P. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
IL SOTTOSEGRETARIO DI STATO
(Prof. Claudio De Vincenzi)

COPIA CONFORME



CORTE DEI CONTI - SEZIONE IFA - SECCIA
0043152 - Ingresso - 01/07/2021 - 12:15



503

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

Presidenza del Consiglio dei Ministri
DTCR 0027576 P-4.8.1.1
del 04/10/2021



36160005

Presidenza del Consiglio dei Ministri

SECRETARIATO GENERALE
DIPARTIMENTO PER IL COORDINAMENTO AMMINISTRATIVO
UFFICIO PER LE ATTIVITA' DI INDIRIZZO POLITICO-AMMINISTRATIVO
Servizio per gli affari amministrativi e le vigilanze

Ministero dello Sviluppo Economico
AOO Energia
Strada: MISE200_DGISEG_L'UPst
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0031230 - 19/10/2021 - INGRESSO

Ministero della transizione ecologica
Ufficio di Gabinetto
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA

segreteria.capogabinetto@pec.minambiente.it

E.p.c AI
Prof. Ezio Mesini
ezio.mesini@unibo.it

OGGETTO: DPCM 25 agosto 2021 di nomina del professor Ezio Mesini a Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare.

Si trasmette, in copia conforme, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 25 agosto 2021, debitamente vistato e registrato dai competenti organi di controllo, concernente la nomina del professor Ezio Mesini a Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare.

Si allega la relativa documentazione.

IL CAPO DEL DIPARTIMENTO

Avvocato dello Stato
Sergio Fiorentino

MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA
Ufficio di diretta collaborazione del Ministro

REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO
Prot. 0021237/UDCM del 04/10/2021

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 18 agosto 2015, n.145, di 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 predetto decreto legislativo 18 agosto 2015, n.145, con il quale è prevista l'istituzione del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;

VISTO il medesimo articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n.145 con il quale è, altresì, previsto che il Comitato è presieduto da un 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, nominato dal Presidente del Consiglio dei ministri sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, per una durata di tre anni;

VISTO, infine, il comma 7, del predetto articolo 8 del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 con il quale è stabilito che per i componenti del Comitato non è previsto alcun compenso, gettone di presenza o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite;

VISTO il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22, convertito in legge, con modificazioni, dall'articolo 1, comma 1, della legge 22 aprile 2021, n. 55, che, all'art. 2, ha attribuito al Ministero della transizione ecologica le competenze di alcune Direzioni generali del Ministero dello sviluppo economico;

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;

CONSIDERATO che, il mandato del Presidente del Comitato è venuto a scadenza il 19 marzo 2020;

PRIMO PUBLIKUM E ZECA DELLO STATO



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

VISTA la nota prot. 8235 del 23 aprile 2021, con la quale Capo di gabinetto del Ministero della transizione ecologica conferma nell'incarico di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare il professor Ezio Mesini;

PRESO ATTO che, il professor Ezio Mesini è in possesso di capacità adeguate alle funzioni da svolgere, avuto riguardo ai titoli professionali ed alle esperienze maturate anche in qualità di Presidente;

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

VISTO il curriculum vitae del professor Ezio Mesini;

VISTA la dichiarazione sulla insussistenza di cause di inconferibilità e incompatibilità di cui al decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39 presentata, ai sensi dell'articolo 20 del medesimo decreto legislativo, dal professor Ezio Mesini;

VISTI i pareri favorevoli resi dalle competenti Commissioni parlamentari;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 febbraio 2021, con il quale, al Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei ministri, Presidente Roberto Garofoli, è stata conferita la delega per la firma di decreti, atti e provvedimenti di competenza del Presidente del Consiglio dei ministri.

DECRETA

Articolo 1

1. 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.

Il presente decreto è trasmesso ai competenti organi di controllo.

Roma, 25 MAG 2021

UFFICIO GENERALE
CANTIERI NAVALI E PER IL RISCONTRO
INTEGRAZIONE AMMINISTRATIVA CONTABILE
NUMERO PROTOCOLO N. 3756
DATA 3/18/2021
FIRMATARIO

P. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
IL SOTTOSEGRETARIO DI STATO

D. W. Molini



Ministero dello Sviluppo Economico
AOO Energia
Spazio: FCS UNMIG
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0016860 - 11/07/2017 - INGRESSO

Ministero dello Sviluppo Economico

GABINETTO DEL MINISTRO

Ministero dello Sviluppo Economico
Ufficio di collaborazione del Ministro
Spazio: UDCM CAB
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0016491 - 07/07/2017 - USCITA

ALLA D.G. PER LA SICUREZZA ANCHE
AMBIENTALE DELLE ATTIVITÀ MINERARIE ED
ENERGETICHE - UFFICIO NAZIONALE
MINERARIO PER GLI IDROCARBURI E LE
GEORISORSE

C.A. ING. FRANCO TERLIZZESE
DIRETTORE GENERALE

SEDE

Oggetto: decreto del Ministro dello sviluppo economico recante modalità di consultazione inpartita tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori ex art. 19, comma 5 del D.Lgs. 145/2015. Sicurezza operazioni in mare nel settore idrocarburi.

Si trasmette l'originale del decreto firmato dal Ministro per il seguito di competenza.

IL DIRETTORE DI GABINETTO

Barbara Pirelli

Via Veneto, 63 - 00167 Roma
tel. +39 06 45043 4502 - fax +39 06 47867798
e-mail: segreteria.cappogabinetto@mlsa.gov.it
www.sviluppoeconomico.gov.it



Ministero dello Sviluppo Economico

IL MINISTRO

VISTO il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, di attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;

VISTO il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, di attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, recante norme in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e sue modifiche ed integrazioni;

VISTO il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 di 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 il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, registrato alla Corte dei Conti in data 6 dicembre 2016 e pubblicato come previsto dallo stesso decreto, sul sito del Ministero dello sviluppo economico - DGS - UNMIG, in data 11 gennaio 2017, recante le modalità di funzionamento del Comitato ex articolo 8 del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145;

SENTITE le associazioni sindacali di settore maggiormente rappresentative

Articolo 1
(Finalità)

1. Il presente decreto, in attuazione dell'articolo 19, comma 5, del D.Lgs. 145/15, stabilisce:

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), b) 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, predispone 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 dall'operatore;

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 off-shore 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 il Presidente 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

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 predispone 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, congruamente 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.

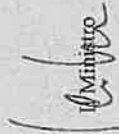
Articolo 7

(Invarianza 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


Ministro

EU Offshore Authorities Group (EUOAG) 18th October 2023.

Decommissioning of wells and installations

Hilda Kjeldstad
Head of Regulatory Development
Petroleum Safety Authority
Norway



Petroleum operations

- 93 fields on stream
- 62 fixed facilities
- 45 mobile facilities with an AoC
- 351 subsea facilities
- 25 000 employees offshore
- 17 750 kilometres of pipeline

CO2 transport and injection.

- Value chain for transport and injection under construction (Northern Lights)
- Part of Longship, the government's demonstration project for full-scale CO2 management

Renewable energy production offshore

- Two areas of the Norwegian continental shelf opened for offshore wind development: Utsira North and Southern North Sea II

Seabed minerals

- We have been delegated responsibility for safety and emergency preparedness in future mineral recovery operations on the Norwegian continental shelf.

PT/PSA

Petroleum Safety Authority - changes

From the Ministry of Labour and Social Inclusion to the **Ministry of Petroleum and Energy**



"By shifting responsibility for the PSA to the Ministry of Petroleum and Energy, we are unifying preventive safety and security work for the petroleum sector. We will thereby achieve a stronger, clearer and more integrated petroleum administration. Today's security policy position shows with full clarity that such a collective approach is needed to protect national security interests in this sector."

Prime minister Jonas Gahr Støre

A new name from 1 1. 2024. **Ocean Industry Authority**

Ministry of Petroleum and Energy, also new name from 1 1. 2024. **Ministry of Energy**

PT/PSA

PSA area of responsibility

Petroleum operations

- 93 fields on stream
- 62 fixed facilities
- 45 mobile facilities with an AoC
- 351 subsea facilities
- 25 000 employees offshore
- 17 750 kilometres of pipeline

CO2 transport and injection.

- Value chain for transport and injection under construction (Northern Lights)
- Part of Longship, the government's demonstration project for full-scale CO2 management

Renewable energy production offshore


- Two areas of the Norwegian continental shelf opened for offshore wind development: Utsira North and Southern North Sea II

Seabed minerals

- We have been delegated responsibility for safety and emergency preparedness in future mineral recovery operations on the Norwegian continental shelf.

PT/PSA

Decommissioning and P&A: Authorities involved in HSE and resource management



Ministry of Petroleum and Energy

Ministry of Climate and Environment

Norwegian Petroleum Directorate

Petroleum Safety Authority

Norwegian Environment Agency

PT/PSA

Decommissioning and P&A: Relevant Acts and Regulations

- The Petroleum Act
 - The Working Environment Act
 - The Pollution Act
 - The Framework regulations
 - The Management regulations
 - The Activities regulations
- based on international cooperation and conventions, such as:
- United Nations Convention on Law of the Sea (UNCLOS)
 - The Oslo/Paris Convention (OSPAR)
 - The Basel Convention
 - The International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)

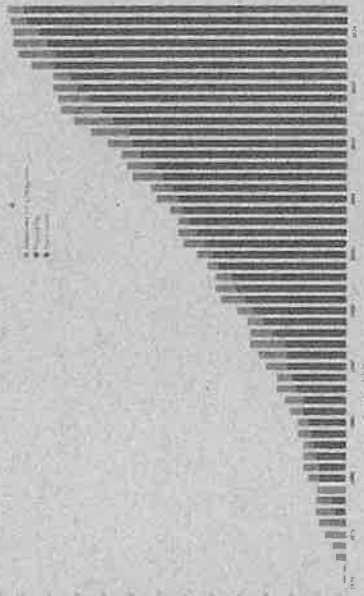


THE LAW OF THE SEA



OSPAR COMMISSION
Protecting and enhancing the marine environment of the North Atlantic

Development of the number of fields



Extended lifetime for selected fields



The Decommissioning plan

The licensee shall submit a **decommissioning plan** to the MPE within 5-2 years of the planned decommission activities

The plan shall contain proposals for continued production or shutdown of production and disposal of facilities. Such disposal may inter alia constitute further use in the petroleum activities, other uses, complete or part removal or abandonment

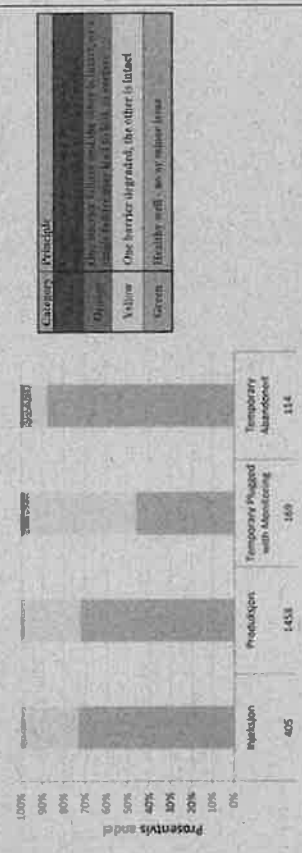
The Ministry shall make a decision relating to disposal and shall stipulate a time limit for implementation of the decision. In the evaluation on which the decision is based, emphasis shall, inter alia, be attached to technical, safety, environmental and economic aspects as well as to consideration for other users of the sea

The licensee and the owner are under obligation to make sure that a decision relating to disposal is carried out, unless otherwise decided by the Ministry. The obligation to carry out the decision relating to disposal is applicable even if this decision is made or is to be implemented after the expiry of the licence



Total number of wells on NCS

• 2,146 wells in 2022



Category	Integrity
Injection	100%
Production	100%
Temporary Plugged with Monitoring	100%
Temporary Abandoned	100%

P10004

Thank you for your attention!

Animations:

Temporarily abandoned wells:

<https://www.ppl.no/en/technical-competence/explore-technical-subjects/video/2023/temporarily-abandoned-wells/>

and permanently abandoned wells:

<https://www.ppl.no/en/technical-competence/explore-technical-subjects/video/2023/plugging-of-permanently-abandoned-wells/>

P10004

Securing wells – activities regulations section 88

- All wells shall be secured before they are abandoned so that well integrity is safeguarded during the time they are abandoned. For subsea-completed wells, well integrity shall be monitored if the plan is to abandon the wells for more than twelve months.
- Exploration wells commenced after 1.1.2014 shall not be temporarily abandoned beyond two years. In production wells abandoned after 1.1.2014, hydrocarbon-bearing zones shall be plugged and abandoned permanently within three years if the well is not continuously monitored.
- It shall be possible to check well integrity in the event of reconnection on temporarily abandoned wells.
- Abandonment of radioactive sources in the well shall not be planned. If the radioactive source cannot be removed, it shall be abandoned in a prudent manner.

P10004

MAIN ISSUE 2023



For safe and stable energy progress. Collectively and concurrently.



PETROLEUMSTIFTELSEN



**Danish Offshore Regulations
in relation to
Well Decommissioning**

Bénédicte Crapez
Safety advisor and inspector
Offshore Oil & Gas Safety
Danish Working Environment Authority

EUOAG, 18th October 2023

Offshore Safety Act and Executive Orders

Offshore Safety Act (Consolidated Feb 2018)

Purpose

- "Promote a high level of health and safety offshore which is in accordance with technical and social developments in society"
- "Create a framework that allows companies themselves to address health and safety issues offshore"

Key Requirements

- Management System
- Health and Safety Document
- Risk Assessment and Risk Mitigation (ALARP)
- Independent Verification (or SECE)
- Approvals and Permits
- Emergency Response
- Training and Competencies

Executive Orders (Bekendtgørelser)

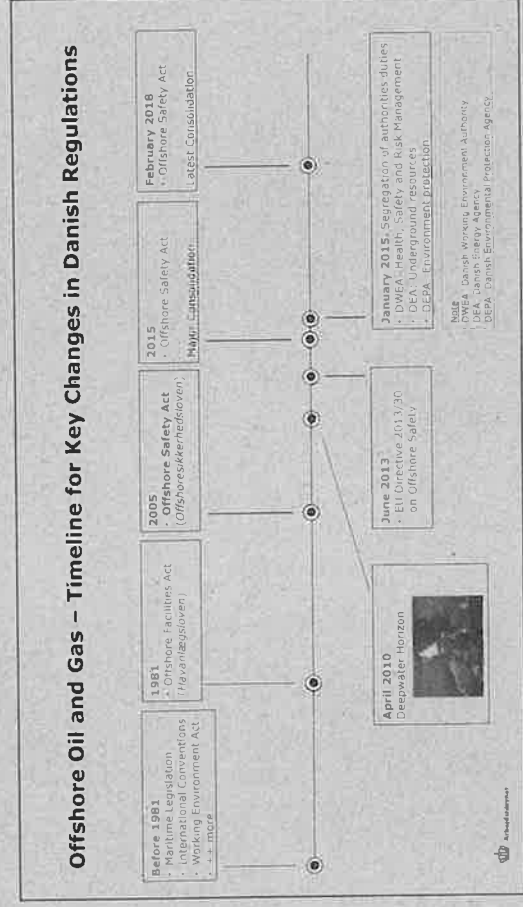
- 31 Executive Orders in place
- Defines specific rules and requirements in accordance with Offshore Safety Act

Offshore Safety Council (Offshoresikkerhedsråd)

- Representatives from the employee organisations, employers, and other relevant authorities
- Assist in preparing regulations pursuant to Offshore Safety Act
- Follows technical and social developments regarding offshore oil and gas operations

Details

- Visit www.offshore.dk/05
- Offshore Safety Act in Danish and English
- Executive Orders. Available in Danish only



Danish Working Environment Authority (DWEA)

- Section of Energy, Offshore and Technique (EOT) office

Key Roles

- Safety and health inspections** of offshore oil and gas production installations, mobile installations, well operations etc.
- Review of design** of production facilities and fixed non-production installations and pipelines
- Permits** in connection with the operation, modification and dismantling of offshore installations and pipelines.
- Approvals of planned well operations** where there is a risk of accidental release of oil, gas or hazardous substances or materials that could lead to a major accident
- Preparation of safety and health rules, including implementation of EU directives.



DWEA Offshore Oil and Gas Team

- 8 Inspectors / Technical Experts
- 3 Legal Experts
- 1 Director

DWEA International Engagement

- Where do we discuss the future of (well) decommissioning?

North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF)

- Position Paper issued in 2016, encouraging industry to develop Joint Code of Practice for Well Decommissioning
- DWEA have shared Position Paper with "Dansk Offshore"
- Position Paper currently in process of being updated after update of norms and standards

International Regulators Forum (IRE)

- General discussions of possible benefits from aligned norms, standards and best practice

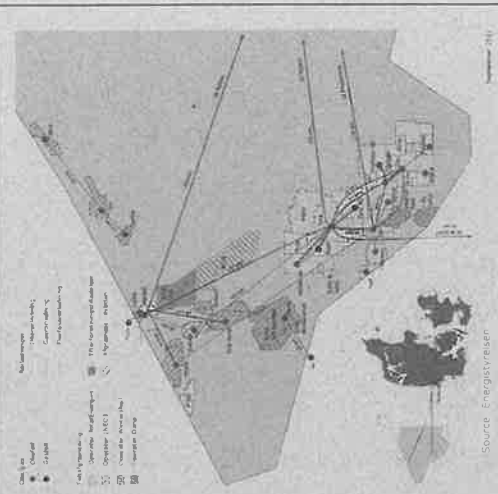
EU Offshore Authorities Group (EUOAG)

NSOAF Well Working Group set goals

- Reduce the risk of well decommissioning incidents in NSOAF area
- Identify problem areas and challenges in well decommissioning management
- Address gaps between jurisdiction across NSOAF countries
- Reach a common understanding of regulatory requirements and national standards
- Provide industry with a regulatory environment allowing for advances in well decommissioning processes, meeting HSE requirements
- Highlight the importance of considering well decommissioning from the design phase of a well's lifecycle

Wells to be abandoned in Denmark

- Two main operators
- Ca. 500 wells to be abandoned in the next 30 years
- Approximately 5% of North Sea well inventory
- CCS



Well Decommissioning Regulation in Denmark – Simplified

1) Operator Risk Assessment

- Determine if well operation carries risk of accidental release of substances and materials that may lead to a major accident?
- **Yes – DWEA Approval required (§28a)**
- **No – DWEA Notification required (§28b)**

2) Legal Section 28a Approval

- Detailed well programme
- Risk assessment
- Verification of well operations, cf. EO 1042 § 56-60
- Recommendations made by third party verification
- Changes to internal contingency plan

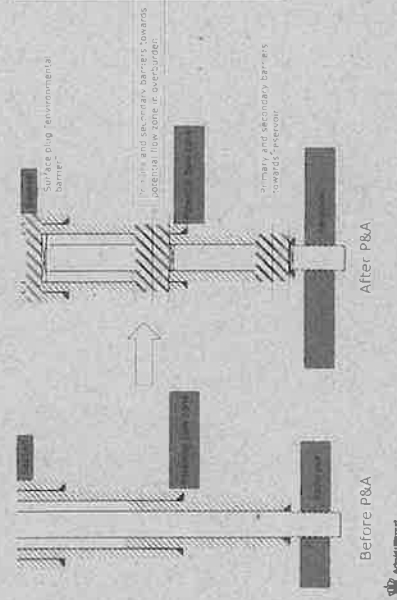
Minimum Technical Requirements

- Recognised norms and standards must be applied in connection with constructing, drilling and abandoning a well
- Deviation accepted if higher health and safety level will be achieved or due to the technological development
- Risk assessment will at all times be standardised in order to deviate from a standard

Recognised Norms, Standards and Guidelines

- NORSOK D010, Well Integrity Standard
- Offshore Energy UK, Guidelines on Well decommissioning

Well Decommissioning



- Typical abandonment design in Denmark
- Each permanent barrier is a sum of well barrier elements
- Well barrier elements acceptance criteria
 - Test
 - Verification
 - Monitoring
- Robust & reliable solutions

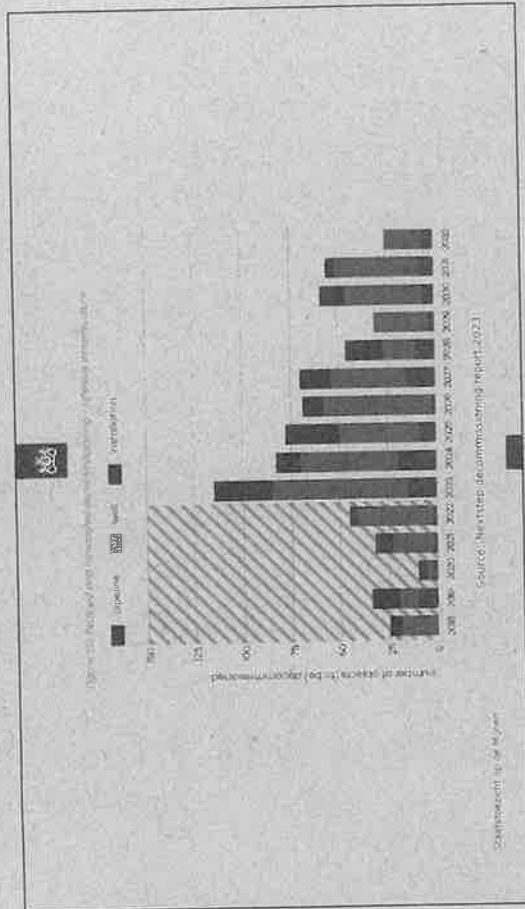



Staatsoverzicht op de Mijnen
Ministerie van Economische Zaken

Decommissioning challenges

Britt van der Vleut

EUOAG, 18 October 2023
State Supervision of Mines, The Netherlands

Decommissioning wells

- Challenge in numbers
- Need for working together
- Vessel-based abandonment campaign: 30 stand alone wells
- More efficient to decommission per block
- Flexible in timing
- 30% reduction in costs compared to jack-up rig

Number of wells

Source: Vredesteeg decommissioning report 2023

Year	Stand alone wells	4000 jack up wells	40000 wells	400000 wells
2008	10	100	1000	10000
2009	15	100	1000	10000
2010	20	100	1000	10000
2011	25	100	1000	10000
2012	30	100	1000	10000
2013	35	100	1000	10000
2014	40	100	1000	10000
2015	45	100	1000	10000
2016	50	100	1000	10000
2017	55	100	1000	10000
2018	60	100	1000	10000
2019	65	100	1000	10000
2020	70	100	1000	10000
2021	75	100	1000	10000
2022	80	100	1000	10000
2023	100	100	1000	10000

New challenges on 'old' risks

- > New contractors
- > New work environment for the workforce
- > New techniques (vessel)
- > No major hazards report for a vessel, but extended safety case
- > Many different locations, with different challenges on wells

Staatsrecht op de Mijnen

3 incidents in a month

- > All related to lifting
- > Crane collision leading to high potential Drops incident
- > 2,5 kg of metal falls 17 meters. Lands on deck, near miss on personnel



Source: Investigation report constructief

Staatsrecht op de Mijnen

Challenges seen from regulator perspective

- > Responsibility challenges
- > Learning and sharing of incidents
- > Implementation of new safety cases and procedures
- > Time pressure
- > Inspections hard to arrange

Staatsrecht op de Mijnen

What can we learn from the incidents

- > Confusion under personnel over which safety case and procedures to use.
- > This lead to:
 - No strike zones/no-go zones
 - No permit to work
 - No liftplan
 - No signal man present
 - No regards to risks of working in the dark
- > Personnel inexperienced with standards in this industry
- > Both vessel manager and Offshore manager should have checked implementation of new safety case and procedures.

Staatsrecht op de Mijnen



Lesson learnt (operators and regulator)

- > High focus on approving new methods, safety cases and procedures
- > Implementation is essential and takes time
- > 'Old risks' transfer to 'new risks' – mitigation should be reassessed with the new challenges
- > Projects to move decommissioning forward too important to fail





Committee for safety of offshore operations
(Pursuant to the Article 8 of the Legislative Decree 18th August 2015, n. 145)



**Ministry of Environment and Energy Security –
MASE Directorate General- Infrastructures and
Safety - DGIS**

OUTLINE

FRAMEWORK

- The Competent Authority
- Areas of future improvement, of effectiveness
- costs & benefits, wider participation
- decommissioning
- Cyber security & Treats

GOOD PRACTICES

- Integrated Surveillance System for the offshore platforms
- Research and collaboration agreements with institutional bodies, research centres & universities

**Experiences with ensuring compliance with offshore safety –
rules in Italy: inspections, investigations, enforcement –
examples and good practice**

Speaker: Ezio Mesini, President Committee for safety of offshore operations, Italy
Alessandra Fagiani, Head of Office Div V. Directorate General for Infrastructures and Safety DGIS
Ilaria Antoncicchi, RSE SpA, Seconded to Div V. Directorate General for Infrastructures and Safety DGIS

WORKSHOP EUOAG MEETING
Brussels 18-19 October 2023

FRAMEWORK

Italy has **138** (Year 2022) offshore installations

Installations	
Gas	126
Oil	12

	Total	Unmanned	Manned
Fixed production Installations	126	117	9
Platform supporting production	10	10	-
FSD (no FPSO)	2	-	2
Subsea wellheads	10*	10	-

*10 productive; 4 non-productive

Working hours in upstream offshore installations (Year 2022): **3,324,342 h**
Year 2016 : **3,045,243 h**

Total offshore HC production (Year 2022):

Oil production: 0,39 Mln t ----- **0,72 Mln t (2016)**
Gas production: 1,75 Bln SCUM ----- **4,27 Bln SCUM**

Inspections 2022

Number of offshore inspections	Man-days spent on installation (travel time not included)	Number of inspected installations
291	325	257

3.1.1 Further monitoring activities

- 317 hours of flight monitoring;
- 9,425 hours of naval monitoring
- 716 satellite monitorings
- 3 subsea inspections (40 miles of TAP+TRANSMED).

ITALY: offshore platforms (North to South 1/5)



Inspections 2016

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
401	408	100

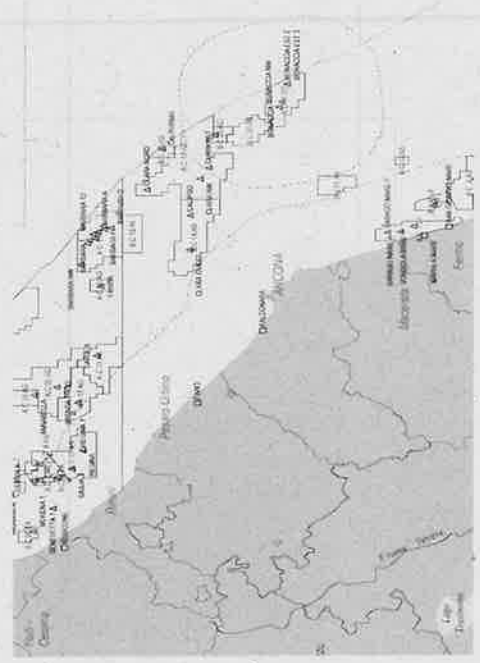
3.1.1. Ulteriori attività di controllo

- 165 sorvoli di monitoraggio (70 con velivoli ad ala fissa, 95 con velivoli ad ala rotante);
- 467 missioni navali di monitoraggio: 4738 ore di attività *dug-use* (combinando gli obiettivi generali di pattugliamento con i compiti di monitoraggio sulle aree minerarie/idrocarburi in mare), tra le quali 358 ore con il controllo delle attività *upstream* come compito primario;
- 610 prelievi di campioni ambientali effettuati con i competenti organi tecnici di controllo.

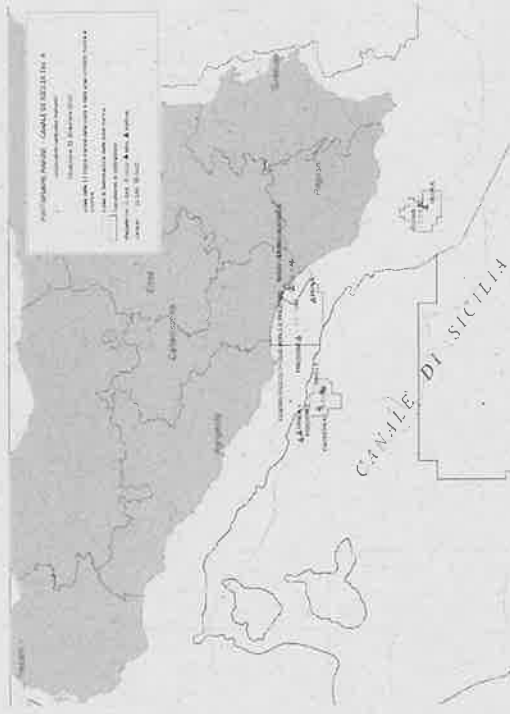
ITALY: offshore platforms (North to South 3/5)



ITALY: offshore platforms (North to South 2/5)



ITALY: offshore platforms (North to South 5/5)



Areas of future improvement

drafting complementary guidelines on the following areas of future improvement:

- **monitoring after well plug & abandonment operations;**
- **guarantees to cover after the “end of life” of the plants** (for example for plugging operations which have been carried out in a not correct way or in case of re-use of structure or sealine when the causes of the accident are related to the previous owner);
- assessment of the **technical and financial capabilities of the operators;**
- **infrastructures** (structural controls, in detail verification of the residual life and life extension of platforms and pipelines).

ITALY: offshore platforms (North to South 4/5)



The Italian competent authority

The **Committee for Safety of Offshore operations** is the Italian C.A.

The “*Offshore Committee*” has a **multi-body structure**.

The **President** of the Italian C.A. is an **independent expert** appointed by the President of the Council of Ministers.

The Italian CSOO is composed of representatives of:

- *Directorate General for Infrastructures and Security DGIS- UNMIG/National Mining Office for Hydrocarbons and Georesources* (Ministry of Environment and Energy Safety);
- *Directorate General natural and Heritage and Sea – DGPNM* (Ministry of Environment and Energy Safety);
- *Coast Guard;*
- *National Firefighting Corp;*
- *Italian Navy.*

Costs & Benefits analysis

A considerable increase in the workload has been reported by all the CA people involved in the application of OSD.

Sometimes, some bureaucratic aspects seems prevail over operational matter, and in this case the added workload has been considered disproportionate to the benefit obtained.

Core areas of effectiveness

The organizational set up of the **Committee for safety of offshore operations** allows to carry out more effective actions by combining different expertise on offshore safety of the component institutions.

In addition, **OSD has:**

1. **strengthened the legal basis for financial guarantees**
2. **set effective procedure to collect data and increase transparency.**

An important result, induced by the application in Italy of the Directive, has been the definition of guidelines on the procedures required by the OSD, drafting in Italy by the Polytechnic of Turin. The guidelines are considered a sure and strong reference for all the Italian stakeholders involved the offshore upstream activities.

Decommissioning

Italy has issued specific guidelines on this matter in 2019.

The OSD is properly dealing with the decommissioning topic and the current measures in place are enough for the purposes. As a further improvement, a sort of post-decommissioning insurance guarantees could be considered (for example, as already mentioned, when a well is not properly plugged and shows problems after a certain period of time).

(List of dismantling infrastructures and platforms – 2022)

Nome	Coordinate	Superficie	Volume	Materiali	Stato
ASIA	46°33'N 12°33'E	633000 m ²	10000 m ³	Acciaio, Cemento	Stato
ABE	45°25'N 12°15'E	450000 m ²	8000 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
YUK	42°45'N 12°15'E	350000 m ²	6000 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
ALFA	42°15'N 12°15'E	300000 m ²	5000 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
BETA	41°45'N 12°15'E	250000 m ²	4000 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
DELTA	41°15'N 12°15'E	200000 m ²	3000 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
EPSI	40°45'N 12°15'E	150000 m ²	2000 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
ETA	40°15'N 12°15'E	100000 m ²	1000 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
THETA	39°45'N 12°15'E	50000 m ²	500 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
IOTA	39°15'N 12°15'E	20000 m ²	200 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
KAPPA	38°45'N 12°15'E	10000 m ²	100 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
LAMDA	38°15'N 12°15'E	5000 m ²	50 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
MU	37°45'N 12°15'E	2000 m ²	20 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
NU	37°15'N 12°15'E	1000 m ²	10 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Xi	36°45'N 12°15'E	500 m ²	5 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Omicron	36°15'N 12°15'E	200 m ²	2 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Pi	35°45'N 12°15'E	100 m ²	1 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Rho	35°15'N 12°15'E	50 m ²	0.5 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Sigma	34°45'N 12°15'E	20 m ²	0.2 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Tau	34°15'N 12°15'E	10 m ²	0.1 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Upsilon	33°45'N 12°15'E	5 m ²	0.05 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Phi	33°15'N 12°15'E	2 m ²	0.02 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Chi	32°45'N 12°15'E	1 m ²	0.01 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Psi	32°15'N 12°15'E	0.5 m ²	0.005 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato
Omega	31°45'N 12°15'E	0.2 m ²	0.002 m ³	Acciaio, Cemento	Preparato

The Guidelines for decommissioning (2019) foresee a possible reuse of offshore infrastructures and platforms.

Nowadays "0" project of reuse are submitted (data at 2022).

Making wider the participation: transparency and tripartite consultation

On this framework, all the relevant info are currently published on the web-site of the Competent Authority for public consultation:

[Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica \(mase.gov.it\)](http://Comitato_per_la_sicurezza_delle_operazioni_a_mare_-_Ministero_dell'Ambiente_e_della_Sicurezza_Energetica_(mase.gov.it))

We believe that **in the short term further progress** can be made to improve and **simplify the level of public involvement** on these matters.

The **participation** on the strategic decisions related to the O&G sector is **increasing thanks** to the offshore directive even because the specific effort on the **Tripartite consultation** (operators, trade unions, CA).

Since 2018, with annual frequency, the tripartite consultation agreements were signed between the Competent Authority, the main trade union representatives (FILCTEM CGIL, FEMCA CISL and UILTEC) and the offshore operators (Eni, Energean and EniMed).

Cyber Security & Threats

Cyber Security & Threats

Advanced measures are applied to **ensure IT** (information technology) **security**. All the offshore installations in the Italian are equipped with **anti-intrusion systems and several agreements, collaborations and protocols are put in place with the military authorities** (i.e. Italian Coast Guard and Navy). In this sense, no European standardization is deemed necessary, since we believe the topic could be managed within each Member State.

Technical guideline on OT - operational technology - security may be useful

Mutual recognition

In relation to the simplification of the mutual recognition among Member States of the documents to be submitted for mobile offshore drilling units (MODU), we believe a **modification of the OSD is not necessary due to the obligation to comply with the internal laws in force in the Country of arrival.**

Civil Responsibility

We believe that this topic cannot be addressed in the framework of common law. We want to highlight that are big differences in the O&G across Europe and we believe we should preserve and acknowledge such specific situation.

However, the Guidelines could be useful.

Financial Guarantees

The main instruments applied in Italy are the **insurance guarantees** that the companies must present **before the any offshore activities**.

Transboundary effects

In relation to transboundary effects, Italy operate by means of **specific agreements with neighboring countries**.

A relevant tool is also the **standardization of messaging in case of accidents according to EMSA - SafeSeaNet information and POLREP message transmission**.

On this matter, **specific joint activities among authorities of neighboring countries could be encouraged and supported.**

The legal basis of Italian national marine pollution response system:

1. Law n. 979/82 ("protection of the sea")
2. Law n. 464/98 (ratification of OPRC Convention)
3. Ministerial Decree 29/01/2013 (National Plan of MoE)

Two institutions deal with the response operations, UP TO THE SITUATION OF LOCAL EMERGENCY



BUT WHEN THE NATIONAL EMERGENCY IS DECLARED...

Ministerial Decree
04/11/2010



GOOD PRACTICES

Integrated Surveillance System for the offshore platforms

The anti-pollution Fleet

The units of the hired fleet are tasked with following services:

- Intervention activities in the territorial waters in the event of pollution or risk of pollution upon request of the competent maritime authority, on the basis of permits issued by DG Nature Protection and Sea (MoE).
- Interventions outside the territorial waters in the framework of the principles of cooperation between states in combating marine pollution, in accordance with the international conventions to which Italy is a member.
- MODALITY OF SERVICES: the units carry out - under the direction and in the responsibility of the local Coast Guard Office - only intervention of mechanical removal of pollutant (with the extreme ratio of the use dispersants).
- In case of damage or extraordinary maintenance works, as from the 5th day of unavailability, the contractor shall replace the vessel with another having the same technical features, as approved by MoE.

The national system of emergency response to marine pollution – the FLEET

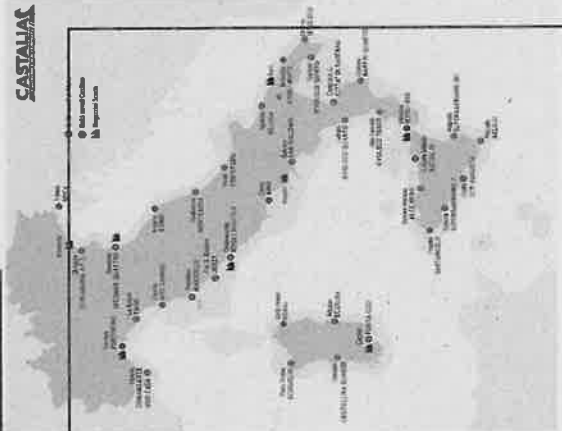
STRUCTURE

- The Ministry of the Environment, with the contract of 09 february 2018 has hired a fleet dedicated to the response to a pollution at sea.
- This structure consists of 36 vessels, including 9 supply vessels and 27 coastal unit, operating in standby mode with staff available 24 hours a day.
- The contractor is also obliged to set up 8 stores on the ground for the storage of equipment and materials in the cities of Genoa, Civitavecchia, Naples, Messina, Bari, Ravenna, Venice and Cagliari.

The Ministerial fleet

- ✓ optimal geographical distribution of the naval component
- ✓ more coverage in sensitive areas and / or higher risk of pollution
- ✓ response time within the territorial waters within 12 hours from the time the order given by the Ministry (5 hours in case of emergency within 3 nm out off the coast)

Pursuant to the contract 5 vessels are also tasked with the active surveillance of the offshore platforms



Supply vessels and coastal units



35 mt, Int. Navig., Oil Slick Detection Radar (6 out of 9), Recover capacity not less 200 mc, skimmers with recover capacity 50 mc/h, oceanic booms (400 mt at least)



20 mt, recover capacity not less 80 mc, mechanical skimmers with recover capacity 30 mc/h, coastal booms (200 mt at least) and absorbents booms (100 mt at least)

Integrated Surveillance System for the offshore platforms

In addition to the normal anti-pollution activity that takes place all along the Italian coasts, there is a constant and targeted service of monitoring by anti-pollution vessels, that operates in collaboration with the aircrafts of the Italian Coast Guard, and with the space surveillance of the areas by a constellation of satellite managed by E-Geos/ASI.

The system allows constant control of the oil platforms located in the nation's territorial waters, in order to detect early any oil spills and to reduce the risk of massive pollution of the Italian coast, with serious repercussions on the economies of coastal regions.

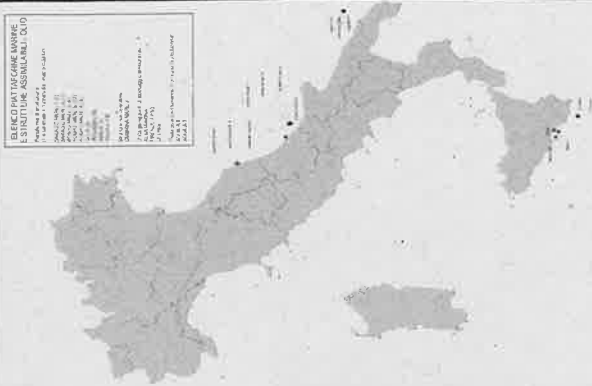
In March 2015 the integrated surveillance system became fully operational (satellite, air and sea) of oil platforms.



Offshore monitoring

Every day, unless adverse weather conditions, the anti-pollution vessels in the service agreement of the Ministry, located in the vicinity of the oil extraction fields, perform a visual monitoring (and radar) in areas where the platforms are located, to detect any traces of hydrocarbon spills in the sea.

Currently, in Italy, the offshore installations are divided into 5 different areas in the Adriatic Sea and in the Strait of Sicily.



It applies to oil offshore installations, their storage units (FPSO and FSO) and supply vessels and requires adequate storage facilities (warehouses) on the ground in the vicinity of platforms

- ✓ oceanic booms with length not less than the perimeter of the installation or of the vessels, plus 30%;
- ✓ absorbent booms with length not less than the double of the sum of the external perimeter of installation and vessels;
- ✓ 1000 lt of dispersants recognized suitable pursuant to Italian regulations, with spraying system

D.M. 23/01/2017

MINISTERIAL DECREE FOR ENHANCING THE STANDARD OF EQUIPMENT AND STOCKPILES OF ANTI POLLUTION RESOURCES

ItCG Aerial surveillance

As a component of the integrated surveillance system, the Coast Guard, on the basis of an agreement signed with the MoE, carries out regular patrol flights with its own aircraft, fitted out with radar equipment for remote sensing that allow detection of potential hydrocarbon patches present on the surface of the sea, even during the night hours.

This is done not only in the vicinity of the platforms, but during most of the flight, on large sea areas.

This activity is performed when no satellite coverage is in place





Committee for safety of offshore operations
(pursuant to the Article 8 of the Legislative Decree 18th August 2015, n. 145)



**Ministry of Environment and Energy Security –
MASE Directorate-General- Infrastructures and
Safety - DGIS**

GOOD PRACTICES

RESEARCH AND COLLABORATION AGREEMENTS WITH INSTITUTIONAL BODIES, RESEARCH CENTRES AND UNIVERSITIES

SOME HIGHLIGHTS ABOUT SOME CURRENT AGREEMENTS:



THE COLLABORATION BETWEEN **ITALIAN NAVY AND THE MINISTRY** PROVIDES THE FOLLOWING ACTIVITIES TO IMPROVE SAFETY:

- pipelines inspections
- technology tests and monitoring supporting research activities
- bathymetric surveys supporting research activities
- Surveillance activities and submarine inspections for checks on infrastructure integrity
- water column, gas and sedimentary analysis in collaboration with other institutes (e.g. ISPRA)

D.M. 23/01/2017

MINISTERIAL DECREE FOR ENHANCING THE STANDARD OF EQUIPMENT AND STOCKPILES OF ANTI POLLUTION RESOURCES

Waivers can be granted by the Head of Maritime Compartment (Harbour Master) with the consensus of the local office of Ministry of Economical Development in the following cases:

- neighboring platforms;
- unattended platforms;
- when assets cannot be fitted on board due to dimensional constraints

Obligations are laid down to draft plans for the training of the personnel, with drills at least every six months (copy to the Coast Guard)

13 AGREEMENTS FOR OFFSHORE SAFETY BETWEEN MINISTRY AND INSTITUTIONAL BODIES, RESEARCH CENTRES AND UNIVERSITIES

Following the OFD, thanks to the Italian Legislative Decree n. 83/2012, a specific fund for the increasing of Offshore Safety and Surveillance activity was created.

With this aim, the DGIS of MASE funded, at the end of 2023 (and since 2014), 13 agreements with several Bodies, Universities and Research Centres (Clupea – Sicurezza offshore – Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (mase.gov.it)):



SOME HIGHLIGHTS ABOUT SOME CURRENT AGREEMENTS:



FURTHERMORE COLLABORATION BETWEEN POLITECHNIC OF TURIN (POLITO) AND THE MINISTRY WILL ALSO FOCUSED ON:

- STUDY ON THE REUSE OF OFFSHORE PLATFORMS AND EXISTING PIPELINES RESPECTIVELY FOR CO₂ OR H₂ STORAGE AND TRANSPORT



SOME HIGHLIGHTS ABOUT SOME CURRENT AGREEMENTS:

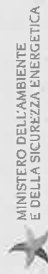
THE COLLABORATION BETWEEN NATIONAL RESEARCH COUNCIL (CNR ISMAR), POLITECHNIC OF TURIN (POLITO) AND THE MINISTRY PROVIDES:

UPDATING THE CONTENT OF THE GUIDELINES FOR MAJOR HAZARD RISKS ASSESSMENT (POLITO) REPORTS ACCORDING TO:

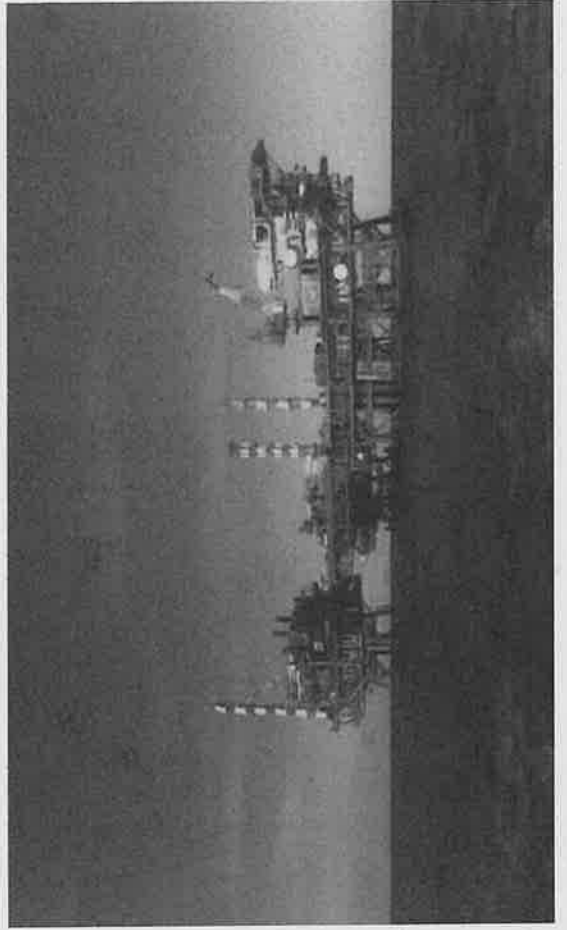
- MATURATED EXPERIENCES OF THE CENTRAL AND PERIPHERAL COMMITTEES;
- OBSERVATIONS COMING FROM TRIPARTITE CONSULTATION
- ENVIRONMENTAL ASPECTS (THRESHOLDS, INDEX, ITEMS ets..) TO CONSIDER FOR RISKS ASSESSMENT LINKED TO DECOMMISSIONING OPERATIONS (CNR-ISMAR)



UPDATING VERSION WILL BE READY FOR PUBLISHING IN 2024



THANK YOU FOR THE KIND ATTENTION



martedì 3 giovedì 4 maggio, 2023
Accademia delle Scienze XL,
Via Lazzaro Spallanzani, 5/a-7, 00161 Roma RM

Incontro di aggiornamento accordi di ricerca

3 maggio

09:00/09:20 Registrazione e colazione

09:30 Saluti e Introduzione, MASE

09.30-10.30 Progetto valutazione potenziale minerario nazionale

09.30-09.50 il potenziale del gas naturale nei permessi di ricerca in Italia;

INGV, *Lorenzo Lipparini*

09.50/10.10 Analisi dei quantitativi di gas associato alle concessioni inattive in Italia RSE S.p.A.

11.10 /11.30 costruzione di un database nazionale delle riserve di gas;

CRIET, *Angelo Di Gregorio*

10:30 - 11:00 Progetto su aspetti economico finanziari

Aggiornamento della Circolare per la Capacità tecnico economica degli operatori del settore;

CRIET, *Angelo Di Gregorio*

11:00-11:20 pausa caffè

11.20-12-00 Progetto a supporto del PITESAI

11:20/11:40 Progetto per Analisi Costi Benefici a supporto del PITESAI;

RSE, *Giulio Mela*

11.40- 12.00 Collaborazione MASE - ISPRA a supporto del PITESAI
(*Massimo Gabellini*)

12.00/12.20 Progetto monitoraggio deformazioni del suolo

Analisi INSAR;

CNR-IREA *Riccardo Lanari, Claudio De Luca, Gianni Onorato*

12.20.13:00 Il progetto subsidenza

INGV, *Giuseppe Pezzo*

**13:00/14:00 Pausa pranzo presso La Limonaia Via Lazzaro Spallanzani,
1/A, 00161 Roma RM**

**14:10/16.00 Progetto per aggiornamento Linee Guida Relazione Grandi
Rischi**

14.10-14.30 Il bilancio degli ultimi anni di attività – Ezio Mesini

14.30- 14.50 Attività territoriali del Comitato (*Alessio Agazzani, Antonella Petruolo, Salvatore Interlandi*)

14.50 – 15.10 Il processo di aggiornamento delle Linee Guida per la Relazione Grandi Rischi; Politecnico di Torino, *Andrea Carpignano*

15.30/15:50 Il punto di vista dell'industria (*Assomineraria*)

15.50 /16.30 Conclusioni e domande

12.40 – 13.00 RSE, *Francesca Colucci*

13.00/14.00 **Pausa pranzo** presso La Limonaia Via Lazzaro Spallanzani, 1/A,
00161 Roma RM

14.00/14.40 **Progetto per la sicurezza e la transizione energetica: Accordo
Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza e Politecnico di Torino**

14.40 -16.00 **Stato aggiornamento degli ILG**

**14.40-15.00 Sintesi introduttiva Italia, perché nascono, cosa dicono, a chi si
applica**

15.00-15.40 esiti delle sperimentazioni Morelli e Caputo

15.40-16.00 Casi attuali e aggiornamenti

Incontro di aggiornamento accordi di ricerca

4 maggio

09.00-09.30 Registrazione e colazione

09.30 10.00 Progetto Circolazione di fluidi

Circolazione di fluidi in zone estensionali e a pieghe e sovrascorrimento: studio
di analoghi onshore per pianificare il monitoraggio offshore (**Eugenio Carminati;
Andrea Billi**)

10.00-10.40 Progetto sicurezza delle attività offshore

10.00-10.20 Marina Militare (Comandante Tiziano Angelini)

10.20/10.40 Sicurezza degli impianti offshore;

Università di Bologna, *Paolo Macini*

10.40-11.00 pausa

11.00-13.00 Progetto Best practice Evaluation for triggered Seismicity and
Tsunami - BEST

11.00 – 11.10 Introduzione Daniela Di Bucci

11.10 – 11.30 INGV; Irene Molinari Lorenzo Lipparini

11.30 – 11.50 CNR-ISMAR (*Andrea Argnani*)

11.50- 12.00 Università di Bologna DIFA; Università di Bologna, Filippo
Zaniboni

12.00 – 12.20 EUCENTRE (*Francesca Bozzoni*)

12.20 – 12.40 ReLUIS (*Andrea Prota/Giampiero Lignola*)



MINISTERO DELL'AMBIENTE
E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

3-4 maggio 2023 Accademia delle scienze XL Roma

Il Comitato Offshore

*Il bilancio degli ultimi anni di attività anche in riferimento alla
Relazione Grandi Rischi*

Ezio MESINI

Presidente del Comitato

1 - II COMITATO

Art. 8 DLGS 145/2015 - Designazione dell'autorità competente

1. E' istituito il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, di seguito "il Comitato", che svolge le funzioni di autorità competente responsabile dei compiti assegnati dal presente decreto.

Il Comitato e' 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 tutela del territorio e del mare, dal 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.

Le articolazioni sul territorio del Comitato sono costituite da:

- a) il Direttore della Sezione UNMIG competente per territorio che assicura il supporto ai lavori;
- b) il Direttore regionale dei Vigili del Fuoco o un suo rappresentante;
- c) un dirigente del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nominato dal Ministero, che si avvale del Direttore del Servizio Emergenze Ambientali in mare (SEAM) dell'ISPRA;
- d) il Comandante della Capitaneria di Porto competente per territorio o un Ufficiale superiore suo rappresentante;
- e) un Ufficiale Ammiraglio/Superiore designato dallo Stato Maggiore della Marina Militare.

2 - FUNZIONI

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.

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). Analogo aggiornamento è in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le "Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare".

Al Comitato sono attribuite funzioni di regolamentazione per come esplicitate dall'art. 8, comma 3, del D.Lgs. 145/2015, e precisamente:

- a) 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,
- b) vigilare sul rispetto da parte degli operatori del DLGS 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di esecuzione;
- c) fornire consulenza ad altre autorità o organismi, compresa l'autorità preposta al rilascio delle licenze;

d) elaborare piani annuali a norma dell'articolo 21, comma 3;

e) elaborare relazioni annuali al Parlamento e alla Commissione Europea sullo "Stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi"

f) cooperare con le autorità competenti o con i punti di contatto degli Stati membri attraverso lo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze interessanti, in particolare, il funzionamento delle misure per la gestione del rischio, la prevenzione degli incidenti gravi, la verifica di conformità e la risposta alle emergenze.

Il Comitato 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, dalle funzioni di rilascio di licenze per le operazioni in mare, nel settore degli idrocarburi e di riscossione e gestione degli introiti derivanti da tali operazioni.

A cura del Presidente del Comitato sono gli accordi annuali di consultazione tripartita, ai fini dell'effettiva partecipazione alla formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi. Gli accordi consentono di pervenire ai Documenti di consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e rappresentanti dei lavoratori. Gli operatori mostrano gli impegni della politica aziendale per la prevenzione degli incidenti gravi e i sistemi di gestione della sicurezza e dell'ambiente preparati in conformità della direttiva comunitaria 30/2013.

3 - Riunioni svolte dai Comitati Periferici presso le Sezioni Unmig

Dati aggiornati al 1° marzo 2023

• Sezione Unmig di Bologna	
Anno 2023	n. 0
Anno 2022	n. 03
• Anno 2021	• n. 03

• Anno 2020	• n. 0
• Anno 2019	• n. 02
• Anno 2018	• n. 06
• Anno 2017	• n. 01

• Sezione Unmig di Roma	
• Anno 2023	n. 0
• Anno 2022	• n. 03
• Anno 2021	• n. 03
• Anno 2020	• n. 01
• Anno 2019	• n. 06
• Anno 2018	• n. 01
• Anno 2017	• n. 02

• Sezione Unmig di Napoli	
• Anno 2023	• n. 0

• Anno 2022	• n. 0
• Anno 2021	• n. 00
• Anno 2020	• n. 00
• Anno 2019	• n. 02
• Anno 2018	• n. 05
• Anno 2017	• n. 00

Relazioni Grandi Rischi depositate
N. 71

Così suddivise per competenza territoriale

Sezione Unmig di Bologna
<u>n. 29</u> (di cui n. 03 relative a Network e n. 01 ad impianto Jack up di perforazione)

Sezione Unmig di Roma
<u>n. 30</u> (di cui n. 04 relative a Network e n. 01 ad impianto Jack up di perforazione)
Sezione Unmig di Napoli

n. 12

Relazioni Grandi Rischi accettate **N. 65**
Relazioni Grandi Rischi in fase di valutazione

N. 6

Così suddivise per competenza territoriale

Comitato Periferico presso Sezione Unmig di Bologna	
• Accettate N. 27	
• In valutazione N. 02	
Anno 2023	n. 00
Anno 2022	n. 00
Anno 2021	n. 01 con prescrizioni
Anno 2020	n. 00
Anno 2019	n. 12 di cui n. 09 con prescrizioni
Anno 2018	n. 12 di cui n. 02 con prescrizioni
Anno 2017	n. 02

Comitato Periferico presso Sezione Unmig di Roma	
• Accettate N. 27	
• In valutazione N. 3	
Anno 2023	n. 00
Anno 2022	n. 03 con prescrizioni
Anno 2021	n. 07 con prescrizioni

Anno 2020	n. 03 con prescrizioni
Anno 2019	n. 12 di cui n. 07 con prescrizioni
Anno 2018	n. 02 di cui n. 02 con prescrizioni
Anno 2017	n. 01 di cui n. 01 con prescrizioni

Comitato Periferico presso Sezione Unmig di Napoli	
<ul style="list-style-type: none"> • Accettate N. 11 • In valutazione N. 01 	
Anno 2023	n. 00
Anno 2022	n. 02
Anno 2021	n. 00
Anno 2020	n. 00
Anno 2019	n. 07
Anno 2018	n. 03
Anno 2017	n. 00

Valutazioni Grandi Rischi depositate
N. 26
Così suddivise per competenza territoriale

Sezione Unmig di Bologna

n. 07	
Sezione Unmig di Roma	
n. 13	
Sezione Unmig di Napoli	
n. 06	

Valutazioni Grandi Rischi accettate N. 21

Valutazioni Grandi Rischi in fase di valutazione

Così suddivise per competenza territoriale

Comitato Periferico presso Sezione Unmig di Bologna	
<ul style="list-style-type: none"> • Accettate N. 07 • In valutazione N. 00 	
Anno 2023	n. 00
Anno 2022	n. 06
Anno 2021	n. 02 con prescrizioni
Anno 2020	n. 00
Anno 2019	n. 01 con prescrizioni
Anno 2018	n. 04
Anno 2017	n. 00

N. 05

Comitato Periferico presso Sezione Unmig di Roma	
	<ul style="list-style-type: none"> • Accettate N. 13 • In valutazione N. 00
Anno 2023	n. 00
Anno 2022	n. 05 con prescrizioni
Anno 2021	n. 02 con prescrizioni
Anno 2020	n. 00
Anno 2019	n. 05 di cui n. 04 con prescrizioni
Anno 2018	n. 00
Anno 2017	n. 01

Comitato Periferico presso Sezione Unmig di Napoli	
	<ul style="list-style-type: none"> • Accettate N. 01 • In valutazione N. 05
Anno 2023	n. 00
Anno 2022	n. 06
Anno 2021	n. 00
Anno 2020	n. 00
Anno 2019	n. 00
Anno 2018	n. 00
Anno 2017	n. 00

4 - TABELLE CRONOLOGICHE DI PRESENTAZIONE/ACCETTAZIONE RGR

DLGS 145/2015 – art. 12/13, c. 7

La relazione sui grandi rischi per un impianto di produzione (/ per un impianto non destinato alla produzione) è soggetta a riesame periodico approfondito da parte dell'operatore almeno ogni cinque anni o prima quando ciò sia richiesto dal Comitato. I risultati del riesame sono comunicati al Comitato.

UNMIG ROMA

SEZIONE LUNING DELL'ITALIA CENTRALE - RGR										
ZONA/SEZIONE	AVVERTO	PRESENZA/AVVERTO	ACCETTAZIONE	AVVERTO	PRESENZA/AVVERTO	ACCETTAZIONE	AVVERTO	PRESENZA/AVVERTO	ACCETTAZIONE	NOTE
B.C3.AS	p.ma CALIPSO	13/09/2018	19/03/2019	p.ma CALIPSO	13/09/2018	19/03/2019	p.ma CALIPSO	13/09/2018	19/03/2019	Interventi di work over power
B.C5.AS	p.ma VIVIANA	13/09/2018	19/03/2019	p.ma VIVIANA	13/09/2018	19/03/2019	p.ma VIVIANA	13/09/2018	19/03/2019	chiusura minirack
B.C14.AS	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
B.C17.T0	p.ma BONACCIA	20/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	20/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	20/12/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
A.C12.AG	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	Interventi di work over power
A.C12.AS	p.ma BASIL	17/04/2019	25/07/2019	p.ma BASIL	17/04/2019	25/07/2019	p.ma BASIL	17/04/2019	25/07/2019	Interventi di work over power
A.C32.AG	p.ma ANNALISA	25/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	25/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	25/09/2019	23/12/2019	Interventi di work over power
B.C21.AG	p.ma FABRIZIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma FABRIZIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma FABRIZIA	07/07/2021	24/01/2022	chiusura minirack
B.C21.AG	p.ma JULIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma JULIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma JULIA	07/07/2021	24/01/2022	chiusura minirack
B.C13.AS	p.ma CLARA EST	15/12/2021	ii	p.ma CLARA EST	15/12/2021	ii	p.ma CLARA EST	15/12/2021	ii	Interventi di work over power
ACCETTAZIONE REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE										
B.C3.AS	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
B.C17.T0	p.ma BONACCIA	18/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	18/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	18/12/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
A.C12.AS	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	Interventi di work over power
A.C32.AG	p.ma ANNALISA	23/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	23/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	23/09/2019	23/12/2019	Interventi di work over power

SEZIONE LUNING DELL'ITALIA CENTRALE - RGR										
ZONA/SEZIONE	AVVERTO	PRESENZA/AVVERTO	ACCETTAZIONE	AVVERTO	PRESENZA/AVVERTO	ACCETTAZIONE	AVVERTO	PRESENZA/AVVERTO	ACCETTAZIONE	NOTE
B.C3.AS	p.ma CALIPSO	13/09/2018	19/03/2019	p.ma CALIPSO	13/09/2018	19/03/2019	p.ma CALIPSO	13/09/2018	19/03/2019	Interventi di work over power
B.C5.AS	p.ma VIVIANA	13/09/2018	19/03/2019	p.ma VIVIANA	13/09/2018	19/03/2019	p.ma VIVIANA	13/09/2018	19/03/2019	chiusura minirack
B.C14.AS	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
B.C17.T0	p.ma BONACCIA	20/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	20/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	20/12/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
A.C12.AG	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	Interventi di work over power
A.C12.AS	p.ma BASIL	17/04/2019	25/07/2019	p.ma BASIL	17/04/2019	25/07/2019	p.ma BASIL	17/04/2019	25/07/2019	Interventi di work over power
A.C32.AG	p.ma ANNALISA	25/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	25/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	25/09/2019	23/12/2019	Interventi di work over power
B.C21.AG	p.ma FABRIZIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma FABRIZIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma FABRIZIA	07/07/2021	24/01/2022	chiusura minirack
B.C21.AG	p.ma JULIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma JULIA	07/07/2021	24/01/2022	p.ma JULIA	07/07/2021	24/01/2022	chiusura minirack
B.C13.AS	p.ma CLARA EST	15/12/2021	ii	p.ma CLARA EST	15/12/2021	ii	p.ma CLARA EST	15/12/2021	ii	Interventi di work over power
ACCETTAZIONE REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE										
B.C3.AS	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	p.ma CALIPSO	23/11/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
B.C17.T0	p.ma BONACCIA	18/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	18/12/2019	08/10/2021	p.ma BONACCIA	18/12/2019	08/10/2021	Interventi di work over power
A.C12.AS	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	p.ma BRENDAN	11/02/2019	25/07/2019	Interventi di work over power
A.C32.AG	p.ma ANNALISA	23/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	23/09/2019	23/12/2019	p.ma ANNALISA	23/09/2019	23/12/2019	Interventi di work over power

16 RGR DALLA DATA DI ACCETTAZIONE

17	Ufficio	RGR SCADUTE 5 anni dalla data di accettazione	RGR in scadenza (mar-mag 2023) a 5 anni dalla data di accettazione	RGR in scadenza (giugno-lug. 2023) a 5 anni dalla data di accettazione
18				
19				
20	UNMIG BO	3	0	6
21	Annabella, Cervia C, Arianna A-CL			
22				
23	UNMIG HM	1	2	0
24	Barbara F			
25				
26				
27	UNMIG NA	1	0	0
28	Jack-Lip Key Manhattan			
29				

6 - ALCUNE PROPOSTE DEGLI OPERATORI DI AGGIORNAMENTO DELLE LINEE GUIDA -- RELAZIONI GRANDI RISCHI (riunione preliminare di Tripartita dell'11 aprile 2023)

DICS Criticità emerse nell'applicazione del D.Lgs. 145/15

Definizione "Incidente grave"

- Art. 2 c.1 lettera f del D.Lgs. 145/15:
- 1) un incidente che comporta un'esplosione, un incendio, la perdita di controllo di un pozzo o la fuoriuscita di idrocarburi o di sostanze pericolose che comportano, o hanno un forte potenziale per provocare, decessi o lesioni personali gravi;
 - 2) un incidente che reca all'impianto o alle infrastrutture dannose che comportano, o ha un forte potenziale per provocare, incidenti mortali o lesioni personali gravi;
 - 3) qualsiasi altro incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a cinque o più persone che si trovano sull'impianto in mare in cui ha origine il pericolo o sono impegnate in un'operazione sull'impianto in mare nel settore degli idrocarburi o sulle infrastrutture connesse o in collegamento con tale impianto e tali infrastrutture;
 - 4) qualsiasi incidente ambientale grave risultante dagli incidenti di cui ai numeri 1), 2) e 3);

I possibili scenari non assoggettabili alla definizione di incidente grave del D.Lgs. 145/15 non dovrebbero essere trattati nell'ambito del procedimento di accettazione delle RGR/VGR, come ad esempio i rischi occupazionali che vengono già trattati nell'ambito dei documenti prodotti ai sensi del D.Lgs. 81/08 e 624/96 (DVR e DSSC).

DICS Criticità emerse nell'applicazione del D.Lgs. 145/15

Gestione Sostanze pericolose

La definizione di incidente grave prevede esplicitamente di analizzare scenari che coinvolgono sostanze pericolose tuttavia le Linee Guida non definiscono le tipologie delle stesse né in termini di categoria di pericolo né di quantitativi minimi come invece proposto in modo puntuale dalla normativa Seveso che si applica in ambito on-shore per il controllo del pericolo di incidenti rilevanti (D.Lgs. 105/15)

L'assenza di tali indicazioni genera difficoltà nel definire limiti di applicazione del Decreto, in relazione all'utilizzo delle sostanze in termini di comunicazione agli enti (valutazione dei rischi e invio Schede di Sicurezza per autorizzazione)

DICS Criticità emerse nell'applicazione del D.Lgs. 145/15

Gestione Schede di Sicurezza

Le Linee Guida (Cap.3 par. B.3.6) indicano di fornire le schede di sicurezza dei prodotti pericolosi. In alcune riunioni dei Comitati è stata richiesta la verifica di conformità delle Schede di Sicurezza all'Istituto Superiore di Sanità, tale attività ha richiesto tempistiche di realizzazione molto lunghe comportando la relativa sospensione del procedimento di accettazione delle RGR.

L'ISS inoltre, pur assicurando la massima disponibilità per fornire il supporto tecnico in merito alla valutazione delle SDS come richiesto dal MASE, ha sottolineato che non può effettuare un'attività puntuale di verifica di ogni Scheda di Sicurezza.

Si sottolinea infine che i prodotti utilizzati da DICS sono già commercializzati in Italia da produttori internazionali pertanto si presuppone che siano stati anche già valutati positivamente ed autorizzati dagli enti preposti.

È fondamentale che l'eventuale verifica di conformità delle Schede di Sicurezza venga svincolata dal procedimento autorizzativo del D.Lgs. 145/15 e, nel caso, sviluppato su un binario dedicato a parte

DICS Criticità emerse nell'applicazione del D.Lgs. 145/15

Deroghe posizionamento dotazioni antinquinamento

Nell'ambito del deposito delle VGR previste all'art. 15 del D.Lgs. 145/15 (operazioni di pozzo), DICS presenta istanza di deroga alla Capitaneria di Porto ai sensi dell'art. 3 comma 2 lettera c del decreto MATTM del 23/01/2017 per il posizionamento delle dotazioni antinquinamento sulle piattaforme di produzione limitrofe. Tale esigenza è legata all'impossibilità di posizionare le dotazioni sull'impianto di perforazione per motivi di spazio e per facilitare le modalità di impiego in caso di emergenza (disponibilità di dispiego delle pannelle sempre assicurata anche in caso di eventi incidentali che coinvolgono l'impianto di perforazione).

Nonostante tali motivazioni, il Comitato ha evidenziato come critico il sistematico ricorso all'utilizzo di deroghe

Iter Italianizzazione Unità di Perforazione

Il processo di italianizzazione dell'unità di perforazione richiesto ai sensi del DPR 886/79 riguarda la verifica ed eventuale concessione di deroghe per recipienti a pressione, batterie di emergenza e apparecchiature elettriche installate in aree pericolose non rispondenti costruttivamente alle normative italiane e comunitarie (es. marcatura CE, ATEX) ai fini della certificazione e delle conseguenti verifiche secondo le vigenti normative nazionali.

Tale procedimento non interagisce con l'applicazione del D.Lgs. 145/15 che prevede l'analisi degli scenari d'incidente grave svolta prendendo in considerazione l'assetto operativo dell'impianto e non gli aspetti correlati alle apparecchiature di cui sopra.

L'iter di italianizzazione può pertanto essere portato avanti in parallelo con gli altri procedimenti autorizzativi previsti dal D.Lgs. 145/15 (es. comunicazione di nuovo progetto, comunicazione di operazione di pozzo/combinata, nuova RGR/RGR modificata impianto di produzione).

Tale approccio è già stato seguito dopo l'emancipazione del D.Lgs. 145/15 per l'iter di italianizzazione del JU Reg. Singapore.

Riesame quinquennale RGR

Con riferimento alla comunicazione del Presidente del Comitato del 26/01 in merito al riesame periodico delle Relazioni Grandi Rischi ai sensi degli art. 12 e 13 c.7:

- Chiarite le tempistiche da considerare sull'indicazione quinquennale: **conteggio a partire dalla data di deposito della RGR**
- Saranno ripresentate soltanto le Relazioni Grandi Rischi per le quali nell'arco dei 5 anni di validità siano stati depositati dei non aggravati di rischio ai sensi dell'art.10 c.3 del DPCM 27/09/16: **tali RGR saranno sottoposte ad accettazione da parte del Comitato**
- Per le Relazioni Grandi Rischi in riferimento alle quali non sono stati depositati dei non aggravati di rischio ai sensi dell'art.10 c.3 del DPCM 27/09/16 sarà presentata una Dichiarazione dell'Operatore che non sono intervenute modifiche agli impianti: **il Comitato è tenuto a prenderne atto e confermare l'approvazione di tali RGR**

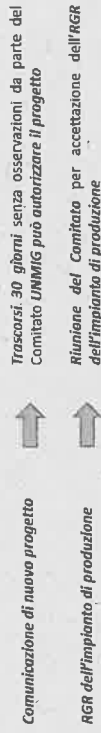
In fase di prossimo deposito per riesame quinquennale: 1 RGR per impianto non destinato alla produzione, 5 RGR di piattaforme rappresentative e 6 RGR di network

Iter autorizzativo Comunicazioni

Secondo quanto previsto dall'art. 8 del DPCM 27/09/16:

"Le Comunicazioni di nuovo progetto/trasferimento e per operazioni di pozzo/combinata sono presentate dall'Operatore al Comitato, al comitato perito competente per territorio, alla Direzione e alla Sezione [...] la Sezione procede direttamente all'istruzione della pratica e formula le proprie eventuali osservazioni al Comitato, al Comitato periferico e alla Direzione che **esaminano, integrano, modificano tali considerazioni entro 30 giorni**. Tali osservazioni sono trasmesse all'operatore al fine dell'inclusione nella relazione sui grandi rischi. **Trascorso il periodo indicato al primo capoverso, la comunicazione si intende presentata**".

1) In caso di deposito di una **Comunicazione di nuovo progetto**:



Iter autorizzativo Comunicazioni

1) In caso di deposito di una Comunicazione di operazioni di pozzo/combinate:

Caso 1:

- RGR dell'impianto non destinato alla produzione (Jack Up, unità di perforazione) già accettata precedentemente
- Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali ai sensi dell'art.10 c.3 del DPCM 27/09/16



Trascorsi 30 giorni senza osservazioni da parte del Comitato UNMIG può autorizzare l'operazione di pozzo (no riunione comitato)

Caso 2:

- RGR dell'impianto non destinato alla produzione (Jack Up, unità di perforazione) mai accettata
- Dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali (Non aggravio di Rischio) ai sensi dell'art.10 c.3 del DPCM 27/09/16



Riunione del Comitato per accettazione dell'RGR del Jack Up

Caso 3:

- RGR dell'impianto non destinato alla produzione (Jack Up, unità di perforazione)
- RGR modificata dell'impianto di produzione



Riunione del Comitato per accettazione dell'RGR modificato (e dell'RGR del Jack Up se non già accettata precedentemente)

GRAZIE PER L'ATTENZIONE



CIPOM - Audizione afferente alla tematica “Risorse energetiche, subacquee e geologia marini”, 10 maggio 2023

**Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex dlgs 18 agosto 2015, n. 145)**

Ezio MESINI – Presidente del Comitato

PREMESSA

Il 20 aprile 2010, l'industria petrolifera e del gas mondiale ha subito una grave catastrofe umana e ambientale e un duro colpo alla sua reputazione. La piattaforma di perforazione semisommergibile *Deepwater Horizon*, che stava per concludere le operazioni sul pozzo Macondo a circa 1600 m di profondità d'acqua nel Golfo del Messico, si è incendiata provocando una potente esplosione che ha ucciso 11 persone e provocando il ferimento di alcune decine. L'incidente ha provocato uno sversamento enorme di petrolio (la più grande fuoriuscita di petrolio offshore nella storia degli Stati Uniti, avendo superato di oltre dieci volte per entità quello della petrolifera Exxon Valdez nel 1989) e un costo per l'operatore (BP) dell'ordine di 60 miliardi di dollari. Lo sversamento è terminato oltre 100 giorni dal suo inizio, il 4 agosto 2010, con 5-6 milioni di barili di petrolio sulle acque e riversandosi per centinaia di km sulle coste di Louisiana, Mississippi, Alabama e Florida, oltre alla frazione più pesante del petrolio che si è depositato grossi ammassi sul fondale marino.

La Comunità internazionale diede così avvio a una serie di attività che portarono alla revisione completa degli standard di sicurezza per la protezione e salvaguardia sia dell'ambiente, sia per personale coinvolto nelle operazioni di produzione industriale. In particolare, l'Europa corse ai ripari fissando gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare, attraverso la “DIRECTIVE 2013/30/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 12 June 2013 on safety of offshore oil and gas operations and amending Directive 2004/35/EC”.

IL COMITATO

Il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare (Comitato Offshore) viene così istituito con il Decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, che recepisce la Direttiva 2013/30/UE.

Il decreto legislativo si inserisce in un quadro normativo già esistente in materia di sicurezza e di protezione del mare dall'inquinamento che ha finora garantito, attraverso una rigorosa applicazione e costanti controlli da parte delle strutture tecniche dell'allora Ministero dello sviluppo economico, in collaborazione con gli altri enti competenti, il raggiungimento dei più alti livelli europei di sicurezza per i lavoratori e l'ambiente, con incidenti e infortuni ben inferiori a quelli del complesso industriale produttivo.

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

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. n 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). Analogo aggiornamento è in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le “Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”. Al Comitato sono attribuite funzioni di regolamentazione per come esplicitate dall'art. 8, comma 3, del D.Lgs. 145/2015. Precisamente:

- a) 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,
- b) vigilare sul rispetto da parte degli operatori del DLGS 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di esecuzione;
- c) fornire consulenza ad altre autorità o organismi, compresa l'autorità preposta al rilascio delle licenze;
- d) elaborare piani annuali a norma dell'articolo 21, comma 3;
- e) elaborare relazioni annuali al Parlamento e alla Commissione Europea sullo “Stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi”
- f) cooperare con le autorità competenti o con i punti di contatto degli Stati membri attraverso lo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze interessanti, in particolare, il funzionamento delle misure per la gestione del rischio, la prevenzione degli incidenti gravi, la verifica di conformità e la risposta alle emergenze.

COMPOSIZIONE

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 tutela del territorio e del mare, dal 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 ATTIVITA' COME DA RELAZIONE AL PARLAMENTO ANNO 2022

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 2022, 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 (informazione per la prima volta riportata rispetto a quanto questo Comitato ha inviato in anni precedenti); (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.

In dettaglio seguono i sottostati fonti di attenzione:

- A livello Europeo si continua ad attendere la annunciata revisione della Direttiva Europea 2013/30/EU. Rimangono valide le osservazioni che questo Comitato ha raccolto in Relazioni precedenti, a cui si aggiungono temi 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'Emergenza, 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).

- 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. In particolare i Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali concordano nel ritenere i Documenti di Consultazione sottoscritti molto bene strutturati, rispondendo a quanto la norma prevede. Invitano ad una applicazione che "vivifichi la partecipazione dei lavoratori e in particolare delle sue rappresentanze, che non sia solo atto formale, ma sostanziale nella costruzione di una condizione di più alta sicurezza".

SINTESI DATI SISTEMA OFFSHORE ITALIANO (Produzione, Incidenti e Infortunati)

- INCIDENTI E INFORTUNI. Nel 2022, nel settore upstream offshore, sono stati registrati 4. infortunati (2 lievi e 2 gravi) e nessun infortunio fatale; più in dettaglio, nessun infortunio si è verificato in attività tipiche del settore oil&gas: gli infortunati hanno comunque coinvolto personale che opera sulle piattaforme, durante la loro permanenza sulle stesse e anche al di fuori dell'orario di lavoro.
- Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale (anno 2022):
Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti: 2.304.770 h (per confronto anno 2022 2.240.788 h anno 2020 1.947.435 h, anno 2019 2.710.426 h, anno 2018: 3.669.101 h, anno 2017: 3.045.243 h);

- o Produzione totale: 1,78 MTEP (per confronto anno 2021 1,90 MTEP, anno 2020 2,42 MTEP, anno 2019 2,85 MTEP, anno 2018: 3,311 MTEP, anno 2017: 4,217 MTEP);
- o Produzione di petrolio a mare: 0,43 MTEP (per confronto anno 2021 0,43 MTEP, anno 2020, 0,44 MTEP, anno 2019 0,45 MTEP, anno 2018: 0,54 MTEP, anno 2017: 0,72 MTEP);
- o Produzione di gas a mare: 1,76 GSMC (per confronto anno 1,87 GSMC, anno 2020 2,42 GSMC, anno 2019 2,99 GSMC, anno 2018: 3,38 GSMC, anno 2017: 4,27 GSMC).

PROSPETTIVE FUTURE

- Continua a essere attesa la revisione della Direttiva Europea (Offshore safety) - per la quale si è conclusa la fase di consultazione - e tra le tematiche proposte figurerebbe anche quella relativa alla security delle piattaforme offshore. Ciò a conferma dell'assunto che, ad oggi, il vigente assetto normativo europeo nel settore degli idrocarburi e, per derivazione, quello dello Stato membro Italia si occupano della sola safety e che un'estensione anche agli aspetti di security - con eventuali attribuzioni alla competent authority e, quindi, al Comitato - necessita di una modifica della Direttiva da recepirsi, poi, nella normativa nazionale.
- Andranno valutate le conseguenze derivanti dalla introduzione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PITESAI), in termini di pianificazione, sul territorio nazionale, 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. Il Piano potrà consentire la possibilità di installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree che saranno indicate come non compatibili con le attività upstream.
- Di rilevanza futura per l'attività del Comitato sarà il tema 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". Al riguardo, già alcune decine di piattaforme e infrastrutture sono state dichiarate da dismettere minerariamente.

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare (ex dlgs 18 agosto 2015, n. 145)

Ezio MESINI – Presidente del Comitato

PREMESSA

Il presente documento integra quanto già presentato dal Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare nella Audizione del 10 Maggio 2023 afferente alla tematica *“Risorse energetiche, subacquea e geologia marina”*.

IL COMITATO

Il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare (Comitato Offshore) viene così istituito con il Decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, che recepisce la Direttiva 2013/30/UE (“DIRECTIVE 2013/30/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 12 June 2013 on safety of offshore oil and gas operations and amending Directive 2004/35/EC”).

Il decreto legislativo si inserisce in un quadro normativo già esistente in materia di sicurezza e di protezione del mare dall'inquinamento che ha finora garantito, attraverso una rigorosa applicazione e costanti controlli da parte delle strutture tecniche dell'allora Ministero dello sviluppo economico, in collaborazione con gli altri enti competenti, il raggiungimento dei più alti livelli europei di sicurezza per i lavoratori e l'ambiente, con incidenti e infortuni ben inferiori a quelli del complesso industriale produttivo.

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

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. (*European Offshore Authorities Group*). 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). Analogo aggiornamento è in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le “Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”. Al Comitato sono attribuite funzioni di regolamentazione per come esplicitate dall'art. 8, comma 3, del D.Lgs. 145/2015.

COMPOSIZIONE

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 tutela del territorio e del mare, dal 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 2022: 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 2022, 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.

Dalla relazione emergono i sottostanti punti di attenzione:

- A livello Europeo si continua ad attendere la annunciata revisione della Direttiva Europea 2013/30/EU. Rimangono valide le osservazioni che questo Comitato ha raccolto in Relazioni precedenti, a cui si aggiungono temi 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.
- 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'Emergenza, 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).

PROSPETTIVE FUTURE

- Continua a essere attesa la revisione della Direttiva Europea (*Offshore safety*) – per la quale si è conclusa la fase di consultazione – e tra le tematiche proposte figurerebbe anche quella relativa alla security delle piattaforme offshore. Ciò a conferma dell'assunto che, ad oggi, il vigente assetto normativo europeo nel settore degli idrocarburi e, per derivazione, quello dello Stato membro Italia si occupano della sola *safety* e che un'estensione anche agli aspetti di *security* – con eventuali attribuzioni alla

competent authority e, quindi, al Comitato - necessita di una modifica della Direttiva da recepirsi, poi, nella normativa nazionale.

- Relativamente ai rapporti con Stati transfrontalieri, sul tema della sicurezza della *produzione di idrocarburi in mare*, vanno concordate attività congiunte volte al mantenimento degli standard di sicurezza delle attività in mare e al monitoraggio degli impianti e delle infrastrutture offshore, ai fini della prevenzione e della risposta alle emergenze in caso di incidenti rilevanti. Inoltre, allo scopo del raggiungimento degli obiettivi comuni di riduzione delle emissioni e di mitigazione degli impatti delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi a mare, si rende necessario collaborare per armonizzazione le rispettive normative in materia di dismissioni e riutilizzo delle infrastrutture a mare al fine di poter avviare quanto prima progetti congiunti di riconversione per lo sviluppo di energie alternative. Infine, in proiezione internazionale, con l'obiettivo di ridurre il rischio di incidenti di inquinamento marino, vanno sollecitate e previste azioni congiunte di prevenzione a livello subregionale tenendo conto, in particolare, sia dell'Accordo sul Piano di emergenza subregionale per la prevenzione, la preparazione e la risposta ai gravi incidenti di inquinamento marino nel Mare Mediterraneo, sia dal lavoro svolto nel quadro della Strategia dell'UE per la Regione adriatica e ionica (EUSAIR).



SEZIONE 1

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

Il Presidente

PROFILO

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

- a. Stato Membro: **Italia**
- b. Periodo di riferimento: (anno civile) **2022**
- 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 5761**
Indirizzo pec: **ezio.mesini@pec.it**
Indirizzo e-mail: **ezio.mesini@unibo.it**

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

a norma

dell'art. 24 (commi 1 e 2) e dell'art.25(commi 1 e 2)
del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145

e

del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione

Italia

Anno 2022

Legenda

[✓ ..]: Il simbolo "✓", seguito da una lettera, indica che ulteriori informazioni sono riportate nelle allegare note metodologiche e di accompagnamento.

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 alla data del 1° gennaio dell'anno 2021, 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.

Tabella 2.1 [✓a]
Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 31 dicembre dell'anno 2022

Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:

- **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];
 - FPSO [Floating Production Storage and Offloading Unit];
 - STCR [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];

- **Tipo di fluido:**
 - petrolio;
 - gas;
 - condensato;
 - petrolio/gas;
 - petrolio/condensato

N.	Nome o ID	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

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
6	Agostino B	NUI	-	1971	gas	27	12,471569 44,554372
7	Agostino C	NUI	-	1992	gas	0	12,494523 44,547174
8	Alba Marina	FPI	FSO	2012	petrolio	50	14,939078 42,201212
9	Amelia A	NUI	-	1971	gas	27	12,660836 44,405716
10	Amelia B	NUI	-	1991	gas	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	18,32552 40,918159
25	Argo 1	NUI	SPS	2006	gas	0	13,821989 36,916622

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
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	12,627743	44,305788
29	Armida 1	NUI	-	1973	gas	0	12,44954	44,475932
30	Armida A	NUI	-	1985	gas	19	12,453192	44,480303
31	Azalea A	NUI	-	1984	gas	0	12,714258	44,171769
32	Azalea B DR	NUI	-	1987	gas	0	12,720562	44,166817
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

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
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
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	Carmilla 2	NUI	SPS	2001	gas	0	14,246376	42,897839
56	Cassiopea 1	NUI	SPS	2008	gas	0	13,732618	36,936642
57	Cervia A	FMI	-	1986	gas	21	12,639005	44,294608
58	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105
59	Cervia B	NUI	-	1984	gas	0	12,645428	44,288823
60	Cervia C	NUI	-	1992	gas	13	12,640079	44,30165
61	Cervia K	NUI	STCR	2000	gas	0	12,639076	44,295474
62	Clara Est	NUI	-	2000	gas	0	14,071618	43,779617
63	Clara Nord	NUI	-	2000	gas	0	13,976674	43,939355
64	Clara NW	NUI	-	2015	gas	0	14,023295	43,802145
65	Clara Ovest	NUI	-	1987	gas	0	13,711516	43,828681

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
66	Daria A	NUI	-	1994	gas	0	13,249138	44,067586
67	Daria B	NUI	STCR	1995	gas	12	13,249706	44,066931
68	Davide	NUI	-	1980	gas	0	14,017133	43,095985
69	Davide 7	NUI	-	2002	gas	0	14,016886	43,095755
70	Diana	NUI	-	1971	gas	0	12,425718	44,441373
71	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689
72	Eleonora	NUI	-	1987	gas	0	14,155689	42,840158
73	Elettra	NUI	-	2014	gas	0	14,215197	43,764413
74	Emilio	NUI	-	2001	gas	0	14,243294	42,934945
75	Emilio 3	NUI	SPS	1980	gas	0	14,23388	42,938165
76	Emma Ovest	FMI	-	1982	gas	31	14,379206	42,808505
77	Fabrizia 1	NUI	-	1998	gas	0	14,00114	43,041377
78	Fauzia	NUI	-	2014	gas	0	13,554058	44,056355
79	Fratello Cluster	NUI	-	1979	gas	0	14,168514	42,610534
80	Fratello Est 2	NUI	-	1980	gas	0	14,172827	42,576845
81	Fratello Nord	NUI	-	1980	gas	0	14,170126	42,648861
82	Garibaldi A	NUI	-	1969	gas	27	12,510457	44,523023
83	Garibaldi A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,51205	44,523727
84	Garibaldi B	NUI	-	1969	gas	27	12,531292	44,487009
85	Garibaldi C	FMI	-	1992	gas	27	12,51528	44,531601

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
86	Garibaldi D	NUI	-	1993	gas	16	12,546062	44,478183
87	Garibaldi K	NUI	STCR	1998	gas	0	12,516137	44,532077
88	Garibaldi T	NUI	STCR	1998	gas	0	12,511376	44,523311
89	Gela 1	NUI	-	1960	petrolio	19	14,26955	37,032157
90	Gela Cluster	NUI	-	1986	petrolio	0	14,269454	37,032449
91	Giovanna	NUI	-	1992	gas	19	14,463941	42,768002
92	Giulia 1	NUI	-	1980	gas	0	12,753326	44,13104
93	Guendalina	NUI	-	2011	gas	0	12,881491	44,566435
94	Hera Lacinia 14	NUI	-	1992	gas	0	17,165078	39,058611
95	Hera Lacinia BEAF	NUI	-	1998	gas	0	17,172791	39,061388
96	Jole 1	NUI	-	1999	gas	0	13,926435	43,040959
97	Leonis	FPI	FSO	2009	petrolio	49	14,637158	36,559805
98	Luna 27	NUI	SPS	1987	gas	0	17,214444	39,088056
99	Luna 40 SAF	NUI	SPS	1995	gas	0	17,204166	39,091944
100	Luna A	FMI	-	1976	gas	18	17,181692	39,114236
101	Luna B	NUI	-	1992	gas	14	17,200158	39,084925
102	Morena 1	NUI	-	1996	gas	0	12,482887	44,231073
103	Naide	NUI	-	2005	gas	0	12,745412	44,343275
104	Naomi Pandora	NUI	-	2000	gas	0	12,847416	44,689089
105	Panda 1	NUI	SPS	2002	gas	0	13,623818	37,00661

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
106	Panda W1	NUI	SPS	2003	gas	0	13,594536	37,000607
107	Pennina	NUI	-	1988	gas	0	14,163626	43,021356
108	Perla	NUI	-	1981	petrolio	17	14,216245	36,954193
109	Porto Corsini 73	NUI	-	1996	gas	0	12,579101	44,385037
110	Porto Corsini 80	NUI	-	1981	gas	0	12,546216	44,40564
111	Porto Corsini 80 bis	NUI	-	1983	gas	0	12,520281	44,423353
112	Porto Corsini C	NUI	-	1987	gas	19	12,560198	44,391356
113	Porto Corsini M S1	NUI	-	2000	gas	0	12,588897	44,348638
114	Porto Corsini M S2	NUI	-	2001	gas	0	12,576923	44,368807
115	Porto Corsini W A	NUI	-	1968	gas	0	12,359541	44,511783
116	Porto Corsini W B	NUI	-	1968	gas	0	12,373809	44,509278
117	Porto Corsini W C	NUI	-	1987	gas	19	12,372787	44,508964
118	Porto Corsini W T	NUI	STCR	1987	gas	0	12,359295	44,51238
119	Prezioso	NUI	-	1986	petrolio	19	14,045081	37,009175
120	Regina	NUI	-	1997	gas	0	12,840342	44,10492
121	Regina 1	NUI	-	1997	gas	0	12,834209	44,102781
122	Rospo Mare A	NUI	-	1981	petrolio	2	14,970746	42,203712
123	Rospo Mare B	NUI	-	1986	petrolio	4	14,946579	42,213157
124	Rospo Mare C	NUI	-	1991	petrolio	2	14,931856	42,235657
125	San Giorgio Mare 3	NUI	-	1972	gas	0	13,923748	43,197901

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
126	San Giorgio Mare 6	NUI	-	1981	gas	0	13,920136	43,206235
127	San Giorgio Mare C	NUI	STCR	1972	gas	0	13,901802	43,202624
128	Santo Stefano Mare 101	NUI	-	1987	gas	0	14,607395	42,22899
129	Santo Stefano Mare 1-9	NUI	-	1968	gas	0	14,59295	42,231768
130	Santo Stefano Mare 3-7	NUI	-	1968	gas	0	14,610729	42,219268
131	Santo Stefano Mare 4	NUI	-	1975	gas	0	14,675454	42,207323
132	Santo Stefano Mare 8 bis	NUI	-	1991	gas	0	14,636563	42,21649
133	Sarago Mare 1	NUI	-	1981	petrolio	0	13,785407	43,32096
134	Sarago Mare A	NUI	-	1981	petrolio	0	13,788738	43,288851
135	Simonetta 1	NUI	-	1997	gas	0	14,183769	42,559691
136	Squalo	NUI	-	1980	gas	0	14,244378	42,715657
137	Tea	NUI	-	2007	gas	0	13,018813	44,501557
138	Vege A	FMI	-	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638
139	Viviana 1	NUI	-	1998	gas	0	14,155051	42,656403
140	Vongola Mare 1	NUI	-	1985	gas	0	13,811731	43,253892

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 2022).

Tabella 2.2.a (✓e)
Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2020)

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	Dettaglio su tipo impianto (✓b)	Anno di installazione (✓c)	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 (✓d)
							longitudine latitudine
Osservazione: nessuna nuova installazione offshore è entrata in funzione durante l'anno 2022.							

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 2022)

Tabella 2.2.b (✓f)
Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022)

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	Dettaglio su tipo impianto (✓b)	Anno di installazione (✓c)	Coordinate in WGS 84 (✓d)	Temporaneo / Permanente
				longitudine latitudine	
Osservazione: nessuna installazione offshore è stata dismessa durante l'anno 2022.					

2.3. Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021) [include le unità mobili di perforazione offshore (MODU) e gli altri impianti non destinati alla produzione]:

Tabella 2.3
Impianti mobili (✓g)

Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:

- **Tipo 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

Nome o ID	Tipo d'impianto	Anno di costruzione	Numero di letti	Area geografica delle operazioni e durata	
				Zona 1	Zona 2
Jack up Key Manhattan	MODU (Jack-Up Drilling Unit)	1980	101	Mare Adriatico	12

2.4. Informazioni a fini della normalizzazione dei dati (✓h). Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2021).

- a. Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti: **2 304 779 h**
(numero di persone occupate **1772**, ORE di manutenzione correttiva **156 728 h**,
ORE di manutenzione totale **428 517 h**)
- b. Produzione totale: **1 775 ktep** (in mare)
Produzione di petrolio: **0,39*10⁶ t** (in mare)
Produzione di gas: **1,76*10⁸ Smc** (in mare)

SEZIONE 3

FUNZIONI E QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVI

3.1. Ispezioni [✓1]

Dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021).

Tabella 3.1

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
291	325	257

3.1.1. Ulteriori attività di controllo

- 317 ore di pattugliamento aereo
- 9425 ore di pattugliamento navale
- 716 monitoraggi satellitari
- 3 ispezioni subacquee (40 miglia di TAP + TRANSMED)

3.2. Indagini

Numero e tipo di indagini effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021).

- a. a seguito di incidenti gravi: **0**
(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 2022), 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 2022 sono state emanate le seguenti disposizioni con incidenza nel settore delle attività upstream anche offshore.

- **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".

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 ripermizzazione 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 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 "ripermizzazione" 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 km2 di mare, su un totale di 568.976 km2 sottoposti a giurisdizione italiana" (cfr. pagg. 14 e ss. del PITESA) 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 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 PITESA, 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 PITESA, ma anche le concessioni improduttive o in sospensione volontaria delle attività che, in base al PITESA 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.

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 PITESA, 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 PITESA, consentendo un potenziale ulteriore incremento di quota gas da destinare alle aziende

nazionali di complessivi 200 milioni sm3 circa.

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.

L'art. 4 modifica infine 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 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).

SEZIONE 4

DATI RELATIVI AGLI INCIDENTI PRESTAZIONI DELLE OPERAZIONI IN MARE

4.1. Dati relativi agli incidenti [✓/]

Numero di eventi da comunicare ai sensi dell'allegato IX: **0**
dei quali identificati come incidenti gravi: **0**

4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX [✓/ m] [✓/ n]

Tabella 4.2

Categorie ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	N. eventi ore lavorate	N. eventi ktep
a) Rilasci accidentali	0	0	0
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Incendi</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Esplosioni</i>	-	-	-
<i>Rilasci di gas non infiammanti</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio non infiammanti</i>	-	-	-
<i>Rilasci di sostanze pericolose</i>	-	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	0	0	0

Eruzioni			
Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso	-	-	-
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) Perdita di integrità strutturale	0	0	0
Perdita di integrità strutturale	-	-	-
Perdita di stabilità/galleggiamento	-	-	-
Perdita di stazionarietà	-	-	-
e) Collisione di una nave	0	0	0
f) Incidenti di elicottero	0	0	0
g) Incidenti mortali (✓o) (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
h) Infurtuni gravi a 5 o più persone nello stesso incidente (✓o) (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
i) Evacuazioni di personale	0	0	0
j) Incidenti ambientali	0	0	0

4.3. Numero totale di decessi e infurtuni (✓o) (**)

Tabella 4.3

	Numero	N. eventi ore lavorate
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infurtuni gravi	0	0
Numero totale di infurtuni	4	1,74*10 ⁶

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

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

Tabella 4.4

SECE (Safety & Environmental Critical Elements/ elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	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
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) Errori procedurali/organizzativo	0
Guasto per difetto di progettazione	-	Valutazione/percezione del rischio inadeguata	-
Corrosione interna	-	Istruzioni/procedure inadeguate	-
Corrosione esterna	-	Mancata conformità alla procedura	-
Guasto meccanico da fatica	-	Mancata conformità al permesso di lavoro	-
Guasto meccanico da usura	-	Comunicazione inadeguata	-
Guasto meccanico da materiale difettoso	-	Competenze personali inadeguate	-
Guasto meccanico (nave/elicottero)	-	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 collaudo	Visibilità estremamente ridotta inferiore alle specifiche di progettazione
Errore di ispezione	Presenza di ghiaccio/Iceberg
Errore di progettazione	Altro
Altro	

4.6. ESD - Attivazione di procedura di Emergency Shut Down

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2022, 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.

N.	Data (dal 1 gennaio 2022 al 31 dicembre 2022)	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 tempi di ripresa dell'attività operativa
1	04/01/2022	Barbara NW A.C. 7.AS	Guasto PLC sistema Fire & Gas	72h → causa condimento avverse
2	07/01/2022	Calipso B.C14.AS	Guasto generatori elettrici	24h
3	17/03/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	Guasto generatori elettrici	14h
4	23/03/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	Guasto generatori elettrici	16h
5	30/03/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	Guasto generatori elettrici	88h → causa condimento avverse
6	14/04/2022	Agostino B A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA	Avaria DCS	6h
7	13/04/2022	Amelia B-C-D A.C. 2.AS	Avaria PLC di piattaforma	13h
8	20/06/2022	Agostino B A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA	Perdita comunicazioni RTU	9h
9	29/06/2022	Brenda A.C.12.AG	Allarme fumi locale compressore aria	5h

10	29/06/2022	Agostino B A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA	Perdita comunicazioni RTU	1h30m
11	29/06/2022	Amelia-B A.C. 2.AS	Blocco Gruppo elettroceno	9h
12	24/07/2022	Fratello Nord B.C5.AS	Alto DP filtra fuel gas	12h15m
13	30/07/2022	Antonella A.C. 5.AV, A.C. 6.AS	Alta temperatura locale STAU	7h30m
14	19/08/2022	Barbara NW A.C. 7.AS	BP circuito oleodinamico	25h
15	17/09/2022	Garibaldi A A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA	Falsa rilevazione incendio STAU	24h
16	17/09/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	Avaria sensori mix esp	17h30m
17	27/09/2022	Clara Est B.C. 13.AS	Allarme n°2 sensori fumi locale STAU	21h
18	05/11/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	ESD scheda F&G	50h
19	11/11/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	ESD scheda F&G	64h → condimento avverse
20	14/11/2022	Barbara-E A.C7.AS/B.C18.RI	Anomalia scheda PLC in STAU	24h
21	16/11/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	ESD scheda F&G	22h
22	19/11/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	Avaria scheda F&G	44h
23	20/11/2022	Agostino B A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA	Avaria PLC	22h
24	23/11/2022	Bonaccia NW B.C17.TO	Avaria scheda F&G	23h
25	01/12/2022	Basil A.C.12.AG	Intervento piloti per idrati al collettore	25h10m
26	15/12/2022	Naomi Pandora A.C.33.AG	Avaria PLC	16h20m

FINE DELLA RELAZIONE

Note metodologiche e di accompagnamento relative alla

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

Italia

Anno 2022

Sommario delle note

Sezione 1 – Profilo	1
Sezione 2 – Impianti	1
[✓a]	1
[✓b]	1
[✓c]	1
[✓d]	2
[✓e]	2
[✓f]	2
[✓g]	2
[✓h]	2
Sezione 3 - Funzioni e quadro di riferimento normativo.....	3
[✓i]	3
Sezione 4. Dati su incidenti e prestazioni delle operazioni in mare	4
[✓j]	4
[✓m]	Errori. Il segnalibro non è definito.
[✓n]	4
[✓o]	4

Sezione 1 – Profilo

> Nessuna nota per questa sessione.

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 2022, anche se non più produttive.

[✓b] Nota alla voce "Dettaglio tipo impianto"

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/ b. Impianti fissi non in funzione/].

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE n.1112/2014¹, 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, nel dettaglio sul tipo d'impianto, è riportato l'acronimo SPS (Subsea Production System); le teste pozzo sottomarine, al 1° gennaio dell'anno 2021, 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, rispetto a quanto previsto dal Regolamento UE n.1112/2014, con gli acronimi FSO e FPSO per specificarne la tipologia; le Floating Storage and Offloading unit, al 1° gennaio dell'anno 2021, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS); non è presente alcuna Floating Production Storage and Offloading unit nei mari italiani dopo che, nel 2018, la FIRENZE FPSO è stata disconnessa e temporaneamente rimossa.

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/Compressione/Raccordo]; al 31 dicembre dell'anno 2022, 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.

[✓c] Nota alla voce "Anno di installazione"

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/ b. Impianti fissi non in funzione/].

¹ 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.

Si assume che l'anno di installazione faccia riferimento all'anno della campagna di installazione offshore. Si consideri che una piattaforma installata in un certo anno potrebbe essere messa in produzione negli anni successivi: ad esempio, la piattaforma Clara NW è stata installata nel 2015 ma è entrata in produzione nel 2016 (si vedano, per maggiori informazioni, le Note metodologiche in accompagnamento alla Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi - Italia - Anno 2016²)

[✓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/ b. 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 [2022], 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 [2021], 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 al 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 *Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza* del *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*; il valore della produzione di idrocarburi in *kilotonnellate di petrolio equivalenti (ktep)* è stato calcolato – per le sole esigenze di normalizzazione dei dati di questa relazione – sulla base sulle seguenti assunzioni:

- I. la definizione di *tep* della *International Energy Agency*, secondo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a 10⁷ kcal ovvero a 41,868 GJ;
- II. Il valore del potere calorifico inferiore del gas naturale convenzionalmente pari a 8.190 kcal/m³, in continuità con quanto fatto nelle edizioni precedenti della relazione;

3. Con il simbolo *S_{mc}* 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 101.325Pa).

4. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono stati trasmessi dagli operatori alla Presidenza del Comitato per la Sicurezza delle operazioni a mare.

Sezione 3 - Funzioni e quadro di riferimento normativo

[✓i] Nota alla Tab.3.1-Dati sulle ispezioni in mare [in 3.1. Ispezioni]

I dati numerici riportati in tabella 3.1. rappresentano le attività di ispezione svolte nell'anno 2022.

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 (2022).

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 2021, 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 che sono stati ispezionati nell'anno 2022.

² <https://www.mise.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>

Sezione 4. Dati su incidenti e prestazioni delle operazioni in mare

[✓] Nota al Par.4.1 Dati relativi agli incidenti

1. Come indicato nella *Linee Guida EUOAG al Regolamento n.1112/2014*, per evento³ 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/UE⁴* e specificate operativamente nell'Allegato I del *Regolamento UE n.1112/2014⁵* (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 2022 non si sono verificati eventi incidentali; il numero di eventi comunicati ai sensi dell'All. IX è zero (0) così come è zero (0) il numero di eventi identificati come incidenti gravi.

[✓] Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX] _alla Tab 4.4-SECE [in 4.4. Guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE)]

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.1112/2014*, per le finalità di rendicontazione statistica; la dinamica dell'incidente è ricostruita a conclusione di indagini tecniche approfondite e dei relativi seguiti.

[✓] Nota alla Tab 4.2-Categorie d'incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX] alla Tab.4.3-Infortunio [in 4.3. Numero totale di decessi e infortunio]

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;

³Event: an incident that requires to be reported under Annex I of the Implementing Regulation» da EUOAG, Guidance Document on Commission Implementing Regulation (EU) N.1112/2014, Part 2-Definitions, pag.5 (<https://euoag.jrc.ec.europa.eu/node/111>);

⁴ 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, allegato IX (Condivisione di informazioni e trasparenza), punto 2;

⁵ «Event categorization

What type of event is being reported? (More than one option might be chosen)»

(segue l'elenco delle categorie e relative sezioni)»

«Remarks

«...a single incident could result in completing multiple sections»

da Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione, Event categorizations and Remarks, pag 4-5

– fatale, se ha causato un decesso.

2. La tabella 4.2 si riferisce solo agli infortunio e ai decessi relativi ad incidenti rilevanti; la tabella 4.3 si riferisce anche ad eventi non legati a incidenti rilevanti.
3. Nella tabella 4.3, la riga "numero totale di infortunio" si riferisce alla somma degli infortunio fatali, degli infortunio gravi e degli infortunio lievi che si sono verificati nel 2022 durante le attività offshore.
Nel 2022, nel settore *upstream offshore*, sono stati registrati 4 infortunio lievi, nessun infortunio grave e nessun infortunio fatale; più in dettaglio questi infortunio non sono riconducibili ad attività prettamente *oil&gas*, ma hanno comunque coinvolto personale che opera sulle piattaforme, durante la loro permanenza sulle stesse e anche al di fuori dell'orario di lavoro.
Infortunio del 14/03/2022 – P.ma Daria B – concessione A.C13.AS: Il giorno 14/03/2022, alle ore 7.15 circa, prima di iniziare l'attività, il lavoratore ha lamentato dolori al braccio destro ed alla gamba sinistra, riferendoli al Sorvegliante. Il lavoratore non ha riportato in alcun modo che tali dolori fossero conseguenza di evento lesivo. Il Sorvegliante ha prontamente attivato la procedura di evacuazione sanitaria (codice giallo) per lo sbarco ed il successivo trasporto presso struttura sanitaria per le verifiche del caso. E' stato immediatamente contattato il Direttore Responsabile informandolo dell'accaduto
Infortunio del 12/06/2022 – P.ma Daria A – concessione A.C13.AS: Il giorno 12/06/2022, alle ore 13.40 circa, durante le operazioni di sabbatura alle vie di fuga del cellar deck della piattaforma Daria A, l'infortunato direzionava accidentalmente il flusso in uscita dalla spingarda verso l'avambraccio destro, procurandosi abrasioni superficiali. Il Sorvegliante ha prontamente attivato la procedura di evacuazione sanitaria per lo sbarco ed il successivo trasporto presso struttura sanitaria per le cure del caso.
Infortunio del 02/09/2022 – P.ma Luna A – concessione D.C1.AG: Il giorno 01/09/2022, un operatore della ditta OFRA, dopo una pausa lavorativa, nell'infilare il guanto per ricominciare a lavorare, è stato punto da un insetto che si trovava nel guanto sinistro.
Infortunio dell'11/12/2022 – FSO Leonis. Durante lo spostamento di una pedana in coperta un Ufficiale della ditta contrattista SAROMAR Srl perdeva l'equilibrio sbattendo il fianco, il ginocchio e la spalla destra.



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

VERBALE DI RIUNIONE DI
APPROVAZIONE DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Il giorno 27 del mese di giugno dell'anno 2023, ore 11.00, 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 la 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
EniMed S.p.A. - Amministratore Delegato: **Ezio Mesini**
Alina Pomar
(in collegamento a distanza)
- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative
FILCTEM CGIL: **Domenico Marcucci**
FEMCA CISL: **Antonio Ingallinesi**
UILTEC: **Angelo D'Errico**

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 rispettivi "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 e 16 maggio 2022.

In data 26 giugno 2023 EniMed, ha provveduto a trasmettere (allegato 2) un elenco aggiornato dei titoli minerari per i quali EniMed è operatore ai sensi del D Lgs 145/2015. Detto elenco titoli, che viene riportato in allegato 2, deve intendersi sostitutivo di quello riportato nell'Accordo Quadro del 5 marzo 2018. Si tratta in particolare di 3 concessioni di coltivazione per una

[Handwritten signature]



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

superficie totale pari a 365,31 km2 e di un permesso di ricerca per una superficie totale pari a 373,08 km2

Al termine della sua introduzione il Presidente chiede ai Rappresentanti degli Operatori ed ai Rappresentanti Sindacali se hanno osservazioni da avanzare. I Rappresentanti degli Operatori presentano brevemente gli elementi dei rispettivi Documenti di Consultazione. A tali presentazioni sono seguite alcune richieste di chiarimento su alcuni aspetti da parte dei Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali. Infine, i Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali concordano nel ritenere i Documenti di Consultazione presentati molto bene strutturati, rispondendo a quanto la norma prevede. Invitano ad una applicazione che "vivifichi la partecipazione dei lavoratori e in particolare delle sue rappresentanze, che non sia solo atto formale, ma sostanziale nella costruzione di una condizione di più alta sicurezza".

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 EniMed in data 11 maggio 2023 (allegato 3).

le Parti presenti

Letto, confermato e sottoscritto

Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare:
EniMed S.p.A. - Amministratore Delegato:

[Signature]
Ezio Mesini
Alina Pomar
(in collegamento a distanza)

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL:

FEMCA CISL:

UILTEC:

[Signature]
Domenico Marcucci

[Signature]
Antonio Ingallinesi

[Signature]
Angelo D'Errico

La riunione ha termine alle ore 12:30

Bologna, 27 giugno 2023



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 115)

ACCORDO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA DI CUI ALL'ART. 2, COMMA 1, LETTERA B) DEL DLGS 145/15 AI SENSI DELL'ART. 4 DEL D.M. 5 LUGLIO 2017 - OPERATORE ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI SPA (EniMed S.p.A.)

Con riferimento al complesso delle attività svolte nell'offshore italiano dell'operatore:

NOME	C.F.	SEDE LEGALE
Eni Mediterra Idrocarburi - EniMed S.p.A	12300000150	Strada Statale 117 bis - Contrada Ponte Olivo - 93012 GELA (CL)
NUMERO TITOLI	AREA (km ²)	TITOLI
2	474,71 (79,91 + 394,80)	C.CI.AG C.C3.AG

VISTO il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";

VISTO il decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 624 recante "Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee";

VISTO il Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145 di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE e in particolare gli art. 2 comma 1 lettera h) e 6 comma 7;

VISTO il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, registrato alla Corte dei Conti in data 6 dicembre 2016 e pubblicato come previsto dallo stesso decreto, sul sito del Ministero dello sviluppo economico - DGS - UNMIG, in data 11 gennaio 2017, recante le modalità di funzionamento del Comitato ex articolo 8 del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145;

Handwritten signatures and initials, including "Pag. 1 a 6".



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

VISTO il Decreto Ministeriale del 05 luglio 2017, Consultazione tripartita tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori ex art. 19, comma 5 del D.lgs. 145/2015;

TENUTO CONTO del Contratto nazionale collettivo di settore:

il giorno 05 del mese di marzo dell'anno 2018 presso gli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico (via Molise 2, Roma), dove ha sede il Comitato:

- Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare: **Ezio Mesini**
- EniMed S.p.A., Amm. Delegato EniMed S.p.A.: **Eugenio Lopomo**
- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative:
 - FILCTEM CGIL: **Claudio Bettoni**
 - FEMCA CISL: **Antonello Assogna**
 - UILTEC: **Marco Lupi**

CONVENGONO

di stabilire le modalità con cui EniMed S.p.A. contribuisce alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, l'operatore e i rappresentanti dei lavoratori secondo quanto segue.

Il presente accordo è valido al complesso di tutte le attività svolte nell'off-shore italiano dall'operatore.

Articolo 1
(Oggetto della Consultazione)

1. Così come riportato all'art. 3 del DM 5 luglio 2017 "Consultazione Tripartita", sono oggetto della consultazione tripartita:
 - a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi,
 - b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione,
 - c) 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 della consultazione tripartita:

Handwritten signatures and initials, including "Pag. 2 a 6".



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

- 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 di seguito indicite:
 - 1) del progetto di un impianto di produzione pianificato;
 - 2) di una operazione di pozzo;
 - 3) di operazioni combinate;
 - 4) di trasferimento di un impianto di produzione esistente in un nuovo sito di produzione;
- c) progetti specifici.

Articolo 2
(Tempi e luoghi della Consultazione)

1. Il Presidente del Comitato o un suo delegato (di seguito Presidente), i rappresentanti dell'Operatore e le rappresentanze dei lavoratori, si riuniscono in consultazione tripartita per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 1 del presente Accordo presso la sede del Comitato almeno una volta all'anno e comunque ogni volta che sia ritenuto opportuno dalle parti, su convocazione del Presidente. In prima applicazione entro 90 gg dalla stipula del presente accordo.
2. Su richiesta di almeno uno dei soggetti interessati, le parti di cui al comma 1 si riuniscono in consultazione tripartita per le attività di cui all'art. 1 comma 2 del presente Accordo c/o la sede del Comitato. Su intesa delle parti tale riunione può essere svolta in sede territoriale.

Articolo 3
(Modalità di consultazione ordinaria)

1. Per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 1 del presente Accordo il Presidente convoca le parti interessate per una riunione almeno 30 gg prima.
2. L'Operatore predisponde e invia alle parti un "documento di consultazione" almeno 15 gg prima della data della riunione.
3. Entro 30 gg dalla riunione le parti rendono le proprie osservazioni, congruente motivate, con l'indicazione di eventuali modifiche da apportare al "documento di consultazione".
4. Trascorsi i termini fissati secondo quanto definito al comma 3:

Handwritten signatures and initials, including "Pag. 3 a 6".



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

- i. qualora non vengano presentate osservazioni, il "documento di consultazione", si intende tacitamente approvato e viene inviato dal Presidente alle parti.
- ii. in caso di ricevimento di osservazioni, l'operatore può:

- a) predisporre e inviare una revisione del "documento di consultazione" entro 10 gg alle parti per approvazione;
- b) chiedere al Presidente la convocazione di una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte avanzate;

Nel caso di cui al punto a), qualora non vengano presentate ulteriori osservazioni nei 10 giorni successivi, il "documento di consultazione", si intende tacitamente approvato, in caso contrario il Presidente convoca una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte.

Articolo 4
(Modalità di consultazione libera)

1. Su propria iniziativa i soggetti interessati possono chiedere l'apertura di una consultazione tripartita per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 2 del presente Accordo. Per i progetti specifici di cui all'art. 1 comma 2 lettera c), la richiesta deve riportare i dati indicativi dell'attività e la motivazione.
2. Entro 30 gg dalla richiesta si svolge una riunione convocata dal Presidente.
3. L'Operatore predisponde e invia alle parti un "documento di consultazione" almeno 10 gg prima della data della riunione.
4. Il Presidente stabilisce in sede di riunione i tempi di presentazione delle eventuali osservazioni, del loro recepimento secondo quanto indicato nell'art. 3 e il termine della consultazione.
5. Per le comunicazioni di cui all'art. 1 comma 2 lettera b), in nessun caso, i tempi per la consultazione libera possono eccedere quelli previsti dall'articolo 8 del D.P.C.M. del 27 settembre 2016.

Handwritten signatures and initials, including "Pag. 4 a 6".



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(art. 29 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 147)

Articolo 3
(Rappresentanza e comunicazioni)

1. Le parti sono rappresentate:
- a. per la consultazione ordinaria
 - dal Presidente
Ezio Mesini
 - dai rappresentanti dell'Operatore
Amm. Delegato EniMed S.p.A.
HR EniMed S.p.A.
 - dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative
FILCTEM CGIL, Claudio Bettoni,
FEMCA CISL, Antonello Astagna,
UILTEC, Marco Lupi
 - b. per la consultazione libera:
 - dal Presidente
Ezio Mesini
 - dai rappresentanti dell'Operatore
Operation Manager EniMed S.p.A.
HR EniMed S.p.A.
 - dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative
FILCTEM CGIL, Claudio Bettoni,
FEMCA CISL, Antonello Astagna,
UILTEC, Marco Lupi
un avvocato delle procedure - può essere in ambito territoriale.
 - c. all'avvio della consultazione l'Operatore e le OO.SS. comunicano al Presidente tempestivamente i nominativi dei loro rappresentanti, qualora differenti da quanto indicato nel presente Accordo.
2. Tutte le comunicazioni relative al presente accordo avvengono tramite PEC.

[Handwritten signatures and initials]



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(art. 29 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 147)

Letto, confermato e sottoscritto

Le Parti

Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare

Ezio Mesini

EniMed S.p.A., Amm. Delegato EniMed S.p.A.

Eugenio Lopomo

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL

Claudio Bettoni

FEMCA CISL

Antonello Astagna

UILTEC

Marco Lupi

Allegati: 1. Espandi a tutti. Inoltra. Messaggio in bianco



Pomar Alina <Alina.Pomar@eni.com>

1. Aggiornamento titolo minerari per Accordo Tripartito

A. Ero Mealli

1. Missive di Domenica

1. L'utente ha risposto al messaggio in data 26/06/2023 12:50.

Eni Mediterranean Hydrocarburis.docx
15 KB

Gentile Professore,

in allegato file con i recenti aggiornamenti in merito. Il permesso di ricerca GR14.AG che è stato incluso come ultima acquisizione da Eni S.p.A sarà contestualmente rimosso nella relativa comunicazione da parte del DICS

Rimaniamo a disposizione,

Cordiali Saluti

Alina Pomar

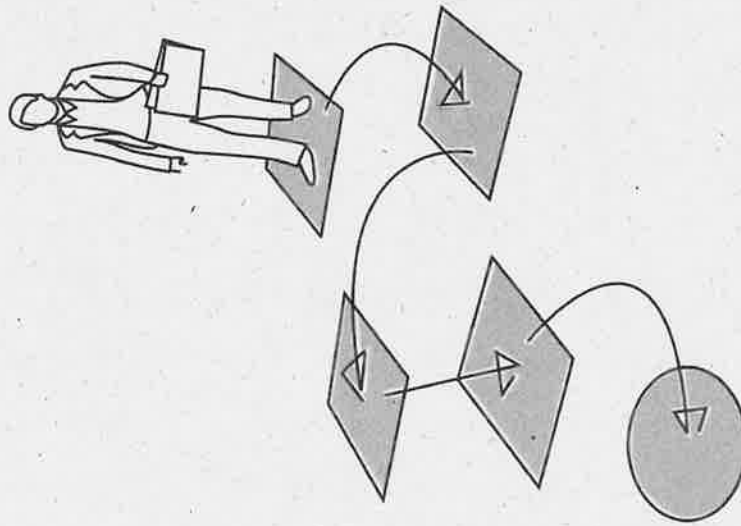
Complesso delle attività svolte nell'offshore italiano dell'operatore Eni Mediterranea idrocarburi

NOME	C.F.	SEDE LEGALE
Eni Mediterranea idrocarburi	12300000150	Strada Statale 117 bis- Contrada Ponte Olivo-93012 Gela (Cl)
NUMERO TITOLI	AREA (km ²)	TITOLI
3 CONCESSIONI	365.31	C.CL.AG C.C3.AG G.CL.AG
1 PERMESSO DI RICERCA	373.08	G.R14.AG (*)

(*) Nota: per il permesso di ricerca G.R14.AG, è stato autorizzato preventivamente dal MASE il trasferimento di titolarità da Eni SpA a EniMed SpA il 09/03/2023 e successivamente il relativo atto di cessione è stato registrato ed inviato al MASE in data 30/05/2023.

Documento di Consultazione Tripartita

(ai sensi dell'art. 4, comma 3 del DM 05-07-2017)



FRONTESPIZIO

TITOLO:

Documento di Consultazione Tripartita (ai sensi dell'art. 4, comma 3 del DM 05-07-2017)

NOTE:

Proprietario Documento: EniMed

DATA EMISSIONE:

10/05/2023

DATA DECORRENZA:

10/05/2023

REDAZIONE A CURA DI:

SAGE

VERIFICATO DA:

SAGE
Domenico MUSSARDO

Domenico Mussardo
SAGE

APPROVATO DA:

PRE/AMD
Alina POMAR

Aut. Min. San. - Direzione Generale - Ufficio 1184

- a) un incidente che comporta un'esplosione, un incendio, la perdita di controllo di un pozzo o la fuoriuscita di idrocarburi o di sostanze pericolose che comportano, o hanno un forte potenziale per provocare, decessi o lesioni personali gravi;
- b) un incidente che reca all'impianto o alle infrastrutture connesse un danno grave che comporta, o ha un forte potenziale per provocare, incidenti mortali o lesioni personali gravi;
- c) qualsiasi altro incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a 5 o più persone che si trovano sull'impianto in mare in cui ha origine il pericolo o sulle infrastrutture ad esso connesse;
- d) qualsiasi incidente ambientale grave che può originarsi dagli incidenti discussi ai punti precedenti.
- 6 Incidente Ambientale Grave: un incidente che provoca, o rischia verosimilmente di provocare, un significativo danno ambientale, quale il deterioramento delle acque marine (acque, fondali, e sottosuolo), delle zone costiere e di aree, habitat e specie protette dalle normative nazionali e comunitarie.

EniMed

Questo documento è di proprietà EniMed che se ne riserva tutti i diritti - La copia, una volta prelevata dal sito, è in stato non controllato, prima dell'utilizzo verificare l'identità della versione del documento.

2 FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRÁVI

Nel presente capitolo si illustrano le strategie adottate da EniMed 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 è dell'ambiente.

È comunque importante sottolineare che, alla luce delle valutazioni del rischio relative ai luoghi di lavoro EniMed aveva già definito una strategia di prevenzione degli incidenti gravi, e assimilata dai propri dipendenti e dai Contrattisti, ancor prima dell'entrata in vigore del Decreto (il D. Lgs. 624/96 prevede la valutazione di tutti i rischi connessi allo svolgimento di attività nelle industrie estrattive).

2.1 Politiche di prevenzione adottate da EniMed

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 esplicita il sistema adottato per il monitoraggio sull'efficacia di tale politica e la garanzia 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.

Con riferimento alle politiche di prevenzione degli incidenti gravi, EniMed ha recepito e pubblicato le Policy Eni e ne ha fatto proprio l'impegno, in tema di Salute e Sicurezza e Ambiente, di salvaguardare l'incolumità dei propri dipendenti, del personale delle imprese fornitrici e dei Terzi e di proteggere l'ambiente, le risorse e le proprietà aziendali.

A tale scopo EniMed, sviluppando le attività caratteristiche della missione di Eni, si impegna ad operare in coerenza con le Policy ed i principi di sostenibilità e nel rispetto del Codice Etico, del Modello 231 e degli strumenti normativi Eni.

Eni si è dotata di n° 10 Politiche che abbracciano tutta la sua attività. Ciascuna di esse si focalizza su un elemento chiave nella gestione e nell'attività di Eni e indica i principi generali che devono ispirare le azioni e orientare i comportamenti, tenuto conto dei rischi e delle opportunità del contesto in cui si opera:

- Le nostre persone;
- I nostri partner della catena del valore;
- La global compliance;
- La corporate governance;
- Eccellenza operativa;
- I nostri partner istituzionali;
- L'information management;
- I nostri asset materiali e immateriali;
- La sostenibilità;
- La cultura e l'integrità nelle nostre operations.

EniMed

Questo documento è di proprietà EniMed che se ne riserva tutti i diritti - La copia, una volta prelevata dal sito, è in stato non controllato, prima dell'utilizzo verificare l'identità della versione del documento.



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

VERBALE DI RIUNIONE DI
APPROVAZIONE DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Il giorno 27 del mese di giugno dell'anno 2023, ore 11.00, presso gli uffici del Dipartimento di Ingegneria civile, chimica, ambientale e dei materiali dell'Università di Bologna) Via Ferracini 28, Bologna), per le attività inerenti la 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

Eni S.p.A., Responsabile di Eni/DICS S.p.A.:

Luca De Caro

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL:

Domenico Maruccci

FEMCA CISL:

Antonio Ingallinesi

UILTEC:

Angelo D'Errico

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 rispettivi "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 e 16 maggio 2022.

In data 3 aprile 2023 e 26 giugno 2023 Eni ha provveduto a trasmettere elenchi aggiornati dei titoli minerari (i.e., permessi di ricerca e concessioni di coltivazione per i quali Eni è operatore ai sensi del D.Lgs. 145/2015). Detti elenchi titoli, che vengono riportati in allegato 2 e in allegato 2.1, devono intendersi sostitutivi dell'elenco allegato all'Accordo Quadro del 5 marzo 2018. Si

MS
Luca De Caro



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

tratta in particolare di 44 concessioni di coltivazione per una superficie totale pari a 3285,22 km², e di 7 permessi di ricerca (in precedenza erano 8) per una superficie totale pari a 1333,80 km²

in data 11 aprile 2023 è stata convocata una riunione preliminare di consultazione tripartita coerentemente con quanto fissato dagli Accordi Quadro

in data 10 maggio 2023 Eni ha provveduto a trasmettere al Presidente di questo Comitato il proprio "Documento di Consultazione Tripartita". Il Documento viene poi trasmesso alle Rappresentanze dei lavoratori in data 12, maggio 2023.

Al termine della sua introduzione il Presidente chiede ai Rappresentanti degli Operatori ed ai Rappresentanti Sindacali se hanno osservazioni da avanzare. I Rappresentanti degli Operatori presentano brevemente gli elementi dei rispettivi Documenti di Consultazione. A tali presentazioni sono seguite alcune richieste di chiarimento su alcuni aspetti da parte dei Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali. Infine, i Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali concordano nel ritenere i Documenti di Consultazione presentati molto bene strutturati, rispondendo a quanto la norma prevede. Invitano ad una applicazione che "vivifichi la partecipazione dei lavoratori e in particolare delle sue rappresentanze, che non sia solo atto formale, ma sostanziale nella costruzione di una condizione di più alta sicurezza"

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 10 maggio 2023 (Doc n. CON TRI/ENI001.2018 rev. 5) riportato in allegato 3

le Parti presenti

Letto, confermato e sottoscritto

Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare:

Ezio Mesini

Eni S.p.A., Responsabile di Eni/DICS S.p.A.:

Luca De Caro

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL:

Domenico Maruccci

FEMCA CISL:

Antonio Ingallinesi

UILTEC:

Angelo D'Errico

La riunione ha termine alle ore 12:30

Bologna, 27 giugno 2023



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 115)

ACCORDO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA DI CUI ALL'ART. 2, COMMA 1, LETTERA H) DEL DLGS 145/15 AI SENSI DELL'ART. 4 DEL D.M. 5 LUGLIO 2017 - OPERATORE ENI S.p.A.

Con riferimento al complesso delle attività svolte nell'offshore italiano dell'operatore:

Table with 3 columns: NOME, C.F., SEDE LEGALE. Rows include Eni S.p.A. details and summary statistics like NUMERO TITOLI (69) and AREA (9.119,68 km²).

VISTO il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";

VISTO il decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 624 recante "Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per invelazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee";

VISTO il Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145 di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE e in particolare gli art. 2 comma 1 lettera h) e 6 comma 7;

VISTO il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, registrato alla Corte dei Conti in data 6 dicembre 2016 e pubblicato come previsto dallo stesso decreto, sul sito del Ministero dello sviluppo economico - DGS - UNMIG, in data 11 gennaio 2017, recante le modalità di funzionamento del Comitato ex articolo 8 del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145;

Handwritten signatures and initials: MP, CH, Pag. 1 a 9



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 115)

- a) la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi di cui all'articolo 19, comma 1, e Allegato I paragrafo 8, del D.Lgs. 145/2015 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 di seguito indicate:
1) del progetto di un impianto di produzione pianificato;
2) di una operazione di pozzo;
3) di operazioni combinate;
4) di trasferimento di un impianto di produzione esistente in un nuovo sito di produzione;
c) progetti specifici

Articolo 2

(Tempi e luoghi della Consultazione)

- 1. Il Presidente del Comitato o un suo delegato (di seguito Presidente), i rappresentanti dell'Operatore e le rappresentanze dei lavoratori, si riuniscono in consultazione tripartita per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 1 del presente Accordo presso la sede del Comitato almeno una volta all'anno e comunque ogni volta che sia ritenuto opportuno dalle parti, su convocazione del Presidente. In prima applicazione entro 90 gg dalla stipula del presente accordo.
2. Su richiesta di almeno uno dei soggetti interessati, le parti di cui al comma 1 si riuniscono in consultazione tripartita per le attività di cui all'art. 1 comma 2 del presente Accordo c/o la sede del Comitato. Su intesa delle parti tale riunione può essere svolta in sede territoriale.

Articolo 3

(Modalità di consultazione ordinaria)

- 1. Per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 1 del presente Accordo il Presidente convoca le parti interessate per una riunione almeno 30 gg prima.
2. L'Operatore predisporre e invia alle parti un "documento di consultazione" almeno 15 gg prima della data della riunione.
3. Entro 30 gg dalla riunione le parti rendono le proprie osservazioni, congruamente motivate, con l'indicazione di eventuali modifiche da apportare al "documento di consultazione".

Handwritten signatures and initials: MP, CH, Pag. 3 a 9



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

VISTO il Decreto Ministeriale del 05 luglio 2017, Consultazione tripartita tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori ex art. 19, comma 5 del D.Lgs. 145/2015;

TENUTO CONTO del Contratto nazionale collettivo di settore;

il giorno 05 del mese di marzo dell'anno 2018 presso gli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico (via Molise 2, Roma), dove ha sede il Comitato:

- Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare: Ezio Mesini
- Eni S.p.A., Responsabile Coordinamento Attività Italia: Manfredi Giusto
- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative: FILCTEM CGIL: Claudio Bettoni, FEMCA CISL: Antonello Assogna, UILTEC: Marco Lupi

CONVENGONO

di stabilire le modalità con cui Eni S.p.A. contribuisce alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, l'operatore e i rappresentanti dei lavoratori secondo quanto segue.

Il presente accordo è valido al complesso di tutte le attività svolte nell'off-shore italiano dall'operatore.

Articolo 1 (Oggetto della Consultazione)

- 1. Così come riportato all'art. 3 del DM 5 luglio 2017 "Consultazione Tripartita", sono oggetto della consultazione tripartita:
a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi,
b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione,
c) 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. 145/2015.
2. Possono essere oggetto della consultazione tripartita:

Handwritten signatures and initials: MP, CH



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

- 4. Trascorsi i termini fissati secondo quanto definito al comma 3:
i. qualora non vengano presentate osservazioni, il "documento di consultazione", si intende tacitamente approvato e viene inviato dal Presidente alle parti.
ii. in caso di ricevimento di osservazioni, l'operatore può:
a) predisporre e inviare una revisione del "documento di consultazione" entro 10 gg alle parti per approvazione;
b) chiedere al Presidente la convocazione di una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte avanzate;
Nel caso di cui al punto a), qualora non vengano presentate ulteriori osservazioni nei 10 giorni successivi, il "documento di consultazione", si intende tacitamente approvato, in caso contrario il Presidente convoca una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte.

Articolo 4

(Modalità di consultazione libera)

- 1. Su propria iniziativa i soggetti interessati possono chiedere l'apertura di una consultazione tripartita per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 2 del presente Accordo. Per i progetti specifici di cui all'art. 1 comma 2 lettera c), la richiesta deve riportare i dati indicativi dell'attività e la motivazione.
2. Entro 30 gg dalla richiesta si svolge una riunione convocata dal Presidente
3. L'Operatore predisporre e invia alle parti un "documento di consultazione" almeno 10 gg prima della data della riunione.
4. Il Presidente stabilisce in sede di riunione i tempi di presentazione delle eventuali osservazioni, dal loro recepimento secondo quanto indicato nell'art. 3 e il termine della consultazione.
5. Per le comunicazioni di cui all'art. 1 comma 2 lettera b), in nessun caso, i tempi per la consultazione libera possono eccedere quelli previsti dall'articolo 8 del D.P.C.M. del 27 settembre 2016.

Handwritten signatures and initials: MP, CH, Pag. 4 a 9



Articolo 5
(Rappresentanza e comunicazioni)

1. Le parti sono rappresentate:
- a) per la consultazione ordinaria:
- dal Presidente
Ezio Mesini
 - dai rappresentanti dell'Operatore:
Resp. Coordinamento Attività Italia Eni S.p.A.
Resp. Distretto Centro Settentrionale Eni S.p.A.
SEQ/UP Eni S.p.A.
HR/Relazioni Industriali Eni S.p.A.
 - dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative:
FILCTEM CGIL, Claudio Bettoni;
FEMCA CISL, Antonello Assogna;
UILTEC, Marco Lupi.
- b) per la consultazione libera:
- dal Presidente
Ezio Mesini
 - dai rappresentanti dell'Operatore:
Operation Manager Distretto Centro Settentrionale Eni S.p.A.
Operation Manager Distretto Meridionale Eni S.p.A.
HR/Gestione Italia Eni S.p.A.
 - dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative:
FILCTEM CGIL, Claudio Bettoni;
FEMCA CISL, Antonello Assogna;
UILTEC, Marco Lupi
(se diverse dalle precedenti - può essere in ambito territoriale);

MP
Pag. 5 di 9



ELENCO TITOLI ENI

NOME TITOLO	NOTE
A.R78.RC	N. 9 PERMESSI N. 60 CONCESSIONI
A.R80.AG	
A.R84.FR	
A.R87.AG	
A.R91.EA	
A.R92.EA	
A.R93.EA	
G.R13.AG	
G.R14.AG	
A.C1.AG	
A.C2.AS	
A.C3.AS	
A.C5.AV	
A.C6.AS	
A.C7.AS	
A.C8.ME	
A.C9.AG	
A.C10.AG	
A.C11.AG	
A.C12.AG	
A.C13.AS	
A.C14.AS	
A.C15.AX	
A.C16.AG	
A.C17.AG	

MP
Pag. 7 di 9



- c) all'avvio della consultazione l'Operatore e le OO SS comunicano al Presidente tempestivamente i nominativi dei loro rappresentanti, qualora differenti da quanto indicato nel presente Accordo.

2. Tutte le comunicazioni relative al presente accordo avvengono tramite PEC

Letto, confermato e sottoscritto

Le Parti

Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare: Ezio Mesini

Eni S.p.A. Responsabile Coordinamento Attività Italia: Manfredi Giusto

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative:
FILCTEM CGIL: Claudio Bettoni
FEMCA CISL: Antonello Assogna
UILTEC: Marco Lupi

MP
Pag. 6 di 9



A.C18.AG
A.C19.PI
A.C20.AG
A.C21.AG
A.C22.EA
A.C23.EA
A.C24.EA
A.C25.EA
A.C26.EA
A.C27.EA
A.C28.EA
A.C29.EA
A.C30.EA
A.C31.EA
A.C32.AG
A.C33.AG
A.C34.AG
A.C35.AG
A.C36.AG
CERVIA MARE
PORTO CORSINI MARE
B.C3.AS
B.C4.AS
B.C5.AS
B.C9.AS
B.C10.AS
B.C11.AS
B.C12.AS
B.C13.AS
B.C14.AS
B.C15.AV

MP
Pag. 8 di 9



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2013, n. 145)

B.C17.TO	
B.C18.RI	
B.C20.AS	
B.C21.AG	
B.C22.AG	
B.C23.AG	
D.C1.AG	
D.C2.AG	
D.C3.AG	
D.C4.AG	
F.C1.AG	
F.C2.AG	
G.C1.AG	

Handwritten signatures and initials:
A.
MP
Pag 939



Prot. n 445/DICS
Marina di Ravenna, il 03/04/2023

Trasmessa via pec

Distretto Centro Settimanale
Via del Marchesato, 13
48122 Marina di Ravenna (RA)
Tel. centrale +39 0544 512111
www.eni.com

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare c/o Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - DIAG
Direzione Generale Patrimonio Naturalistico e Mare (PNM)
comitato@diagrammi.it
www.diagrammi.it



- c. **B.C11.AS**: la Concessione non è mai entrata in produzione. In data 21/06/2019 Eni ha presentato istanza di proroga quinquennale evidenziando la volontà di rilasciare la propria quota (rif. BUIG Anno LXIII - N.6). In data 14/12/2020 Eni ed Energean hanno depositato istanza di rinuncia/assunzione delle quote del Titolo;
- d. **B.C12.AS**: Eni non ha presentato istanza di proroga e il Titolo è scaduto in data 27/05/2020. La Concessione non è mai stata sviluppata e al suo interno non sono presenti Infrastrutture;
- e. **B.C15.AV**: Eni non ha presentato istanza di proroga e il Titolo è scaduto in data 12/01/2022;
- f. **B.C14.AS**: In data 30/10/2020 Eni ha depositato istanza di rinuncia (rif. BUIG Anno LXIV - N. 10). Eni è stata nominata custode di miniera in data 16/11/2020. In data 19/03/2021 Eni ha depositato il programma di decommissioning;
- g. **B.C2.AG**: in data 20/05/2020 Eni ha depositato istanza di ritiro dell'istanza di proroga (rif. BUIG Anno LXIV - N. 5). Il Titolo è scaduto in data 25/05/2020.

Nel restare a disposizione per ogni eventuale necessità di ulteriori informazioni e/o chiarimenti, l'occasione è gradita per porgere distinti saluti.

Ing. Luca De Caro

Oggetto: Consultazione Tripartita di cui all'art. 2, comma 1, lettera h) del D. Lgs. 145/2015 ai sensi dell'art. 4 del D.M. 5 luglio 2017 - Aggiornamento dell'elenco dei Titoli minerari dell'Operatore Eni.

In riferimento alla riunione iniziale di Consultazione tripartita, convocata per il giorno 11/04/2023, e in aggiornamento a quanto comunicato dalla Scrivente Società con nota prot. n. 564/DICS del 05/05/2022, allegata al verbale della riunione di Consultazione Tripartita, datato 19/05/2022, con la presente si fornisce l'elenco dei Titoli minerari, i.e. Permessi di ricerca e Concessioni di coltivazione, per i quali Eni S.p.A. (di seguito Eni) è Operatore ai sensi del D. Lgs. 145/2015.

Alla data odierna, rispetto a quanto indicato nella sopraccitata nota Eni, non vi sono aggiornamenti per quanto riguarda i **Permessi di ricerca** (n. 8, per una superficie totale pari a 1839,50 km²). Di seguito si riporta l'elenco aggiornato:

1. A.R78.RC
2. A.R80.AG
3. A.R87.AG
4. A.R91.EA
5. A.R92.EA
6. A.R93.EA
7. G.R13.AG
8. G.R14.AG

Come già comunicato, si rammenta che per i Permessi G.R13.AG e G.R14.AG, in data 14/05/2021, è stata presentata istanza di trasferimento delle quote da Eni a EniMed S.p.A.

Per quanto riguarda il Permesso G.R13.AG, ad oggi, l'Autorità Competente non ha ancora formalmente autorizzato tale passaggio.

Per quanto concerne invece il Permesso G.R14.AG, con prov. prot. n. 32744 del 06/03/2023, la Div. V della Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha autorizzato, in via preventiva, il trasferimento delle quote da Eni a EniMed S.p.A. Il provvedimento definitivo potrà essere acquisito a seguito del ricevimento, da parte dell'Ente, di copia autentica dell'atto di cessione delle quote.

Alla data odierna, rispetto a quanto indicato nel sopraccitato verbale, le **Concessioni di Coltivazione** attive si sono ridotte da n. 47 a n. 44, per una superficie complessiva pari a 3958,12 km² (di cui 3283,22 km² in quota Eni). Di seguito si riporta l'elenco aggiornato:

eni spa
Capitale sociale Euro 4.005.358.875,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960988
Part. IVA 00995811005, R.E.A. Roma n. 756453
Sede legale:
Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Elio Vignoli, 120097
San Donato Milanese (MI)



- | | | |
|--------------|-----------------|-------------------|
| 1. A.C1.AG | 16. A.C20.AG | 31. PORTO CORSINI |
| 2. A.C2.AG | 17. A.C21.AG | MARE |
| 3. A.C5.AV | 18. A.C23.EA | 32. B.C3.AS |
| 4. A.C7.AS | 19. A.C24.EA | 33. B.C5.AS |
| 5. A.C8.ME | 20. A.C25.EA | 34. B.C9.AS |
| 6. A.C9.AG | 21. A.C26.EA | 35. B.C10.AS |
| 7. A.C11.AG | 22. A.C27.EA | 36. B.C13.AS |
| 8. A.C12.AG | 23. A.C29.EA | 37. B.C14.AS |
| 9. A.C13.AS | 24. A.C30.EA | 38. B.C17.TO |
| 10. A.C14.AS | 25. A.C32.AG | 39. B.C20.AS |
| 11. A.C15.AX | 26. A.C33.AG | 40. B.C22.AG |
| 12. A.C16.AG | 27. A.C34.AG | 41. B.C23.AG |
| 13. A.C17.AG | 28. A.C35.AG | 42. D.C1.AG |
| 14. A.C18.AG | 29. A.C36.AG | 43. D.C2.AG |
| 15. A.C19.PI | 30. CERVIA MARE | 44. D.C4.AG |

Di seguito si riporta, per completezza, l'elenco dei Decreti di rinuncia parziale d'area che hanno comportato una riduzione della superficie complessiva delle Concessioni operate da Eni:

- a. **A.C2.AS**: con D.M. del 29/12/2022 è stata decretata l'unificazione con la Concessione B.C18.RI in un'unica Concessione denominata A.C7.AS, con contestuale riduzione del complessivo 284,59 km² (superfici originaria: 210,16 km² - A.C7.AS: 74,43 km² - B.C18.RI) agli attuali 167,80 km²;
- b. **A.C18.AG**: con D.M. del 29/12/2022 di rinuncia parziale d'area l'estensione della Concessione è stata ridotta da 39,34 km² a 27,04 km²;
- c. **A.C24.AS**: con D.M. del 30/12/2022 di rinuncia parziale d'area l'estensione della Concessione è stata ridotta da 99,84 km² a 12,27 km²;
- d. **A.C14.AG**: con D.M. del 29/12/2022 di rinuncia parziale d'area l'estensione della Concessione è stata ridotta da 147,30 km² a 115,10 km²;
- e. **B.C2.AS**: con D.M. del 10/08/2022 di proroga quinquennale, variazione del programma lavori e ripermestrazione l'estensione della Concessione è stata ridotta da 221,69 km² a 128,20 km²;
- f. **B.C23.AG**: con D.M. del 29/12/2022 di rinuncia parziale d'area l'estensione della Concessione è stata ridotta da 27,31 km² a 9,93 km²;

Infine, per quanto concerne le Concessioni ancora presenti nell'Elenco dei Titoli Vigeranti del MASE, non incluse nell'elenco oggetto della presente in quanto **Concessioni Non Attive**, si precisa quanto di seguito:

- a. **A.C28.EA**: in data 16/02/2021 Eni ha depositato istanza di rinuncia (rif. BUIG Anno LXV N.2). Con D.M. del 28/04/2021 è stata decretata l'accettazione della rinuncia (rif. BUIG Anno LXV - N.4). Il Titolo è scaduto e, in data 06/05/2021 Eni è stata nominata custode di miniera;
- b. **B.C4.AS**: in data 29/03/2016, Eni ha presentato istanza di proroga quinquennale pubblicata nel BUIG Anno LX - N. 5 ma mai decretata. Nel 2021 non è stata inviata ulteriore istanza di proroga e successivamente, in data 19/01/2022 è stata ritirata l'istanza di proroga del 2016;





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 D'AZIONE.....	8
4.	REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE.....	9
4.1.	Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità.....	9
4.2.	Procedura di valutazione dei rischi.....	11
4.3.	Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi.....	13
4.4.	Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni.....	17
4.5.	Gestione delle modifiche.....	18
4.6.	Gestione delle emergenze.....	19
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.....	32



Documento di Consultazione Tripartita

(ai sensi dell'art. 4, comma 3 del DM 05-07-2017)

Numero Documento: CON.TRI.ENI.001.2018

Proprietario Documento: Eni

Revisione	Data	Compiuto:	Verificato:	Approvato:
00	16/05/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini	M. Giusto
01	27/06/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini	M. Giusto
02	22/10/2018	L. Scataglini	L. Scataglini	M. Giusto
03	06/12/2019	L. Scataglini	L. Scataglini	M. Giusto
04	19/04/2022	GdL SICS	L. Boccitto	L. De Caro
05	05/05/2023	GdL SICS	A. Zahbelli <i>[Signature]</i>	L. De Caro <i>[Signature]</i>

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 del suddetto decreto, sono oggetto di consultazione i seguenti temi:

- (a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;
- (b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione;
- (c) 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

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 Petrolio e in particolare alla sezione Salute, Sicurezza e Ambiente dello stesso

In accordo al D. Lgs. 145/15, si definisce "Incidente Grave" un qualsiasi incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a 5 o più persone che si trovano sull'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, di operazioni da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente o 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.

E 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 estrattive)

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 esplicita il sistema adottato per il monitoraggio sull'efficacia di tale politica e la garanzia 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 costruire e mantenere una solida cultura della sicurezza, con particolare riferimento alla valutazione delle risorse, agli obiettivi di impresa, alle misure per premiare comportamenti desiderati e alla frequenza e livello di dettaglio dei controlli sui processi:*
 - 1.1 Adozione di principi e best practices internazionali;
 - 1.2 Promozione dell'acquisizione di certificazioni di conformità a standard nazionali ed internazionali relative 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;



1.6. Attività di promozione, verso i partners, di comportamenti in linea con gli standard di integrità aziendali.

2. *Misure per mantenere standard di sicurezza e protezione ambientale come valore aziendale.*

2.1. Conduzione delle attività secondo accordi e standard internazionali;

2.2. Gestione integrata dell'HSE secondo i principi di precauzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali;

2.3. Applicazione delle più avanzate tecnologie e norme tecniche in materia di HSE;

2.4. Investimento nell'innovazione per la realizzazione di processi con le migliori caratteristiche di compatibilità ambientale e tutela della sicurezza e della salute.

3. *Competenza a tutti i livelli.*

3.1. Eni ricerca e attrae le persone con competenze adeguate a soddisfare i fabbisogni dell'impresa attraverso una selezione trasparente basata su processi e metodologie definite, applicate uniformemente;

3.2. Le competenze necessarie a mantenere le capacità competitive sono fattori strategici per il raggiungimento degli obiettivi d'impresa.

4. *Responsabilità a livello del CdA di assicurare, su base continuativa, che la MAPP (Major Accident Prevention Policy) è adeguata, attuata e operativa; a tal fine, esistono sistemi formali di comando e controllo che includono il CdA.*

4.1. Tutti i processi aziendali previsti nelle Politiche vengono sottoposti a verifica periodica da parte di una funzione di "Internal Audit" che risponde direttamente al CdA.

4.2. La "linea" del business Upstream e la "linea" delle tecnologie e dei processi (Chief Development, Operations and Energy Efficiency) sono funzionalmente separate; pertanto, nell'ambito della "linea" dei processi è possibile definire un "Verificatore Esterno" indipendente dal business, in grado di applicare/valutare i migliori processi e le migliori tecnologie per dare concreta attuazione alle Politiche aziendali.

2.2. Sistema di Gestione HSE di Eni

Le modalità con cui vengono realizzate le RGR sono standardizzate e rientrano nell'ambito più ampio della legislazione mineraria che prevede la valutazione di tutti i rischi (quindi, anche quelli di incidente grave). Le strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi seguono

la linea già consolidata del Sistema di Gestione HSE, che opera attraverso un ciclo di Deming (Plan, Do, Check, Act).

La determinazione e l'attuazione della politica di prevenzione degli incidenti gravi viene garantita attraverso una struttura organizzativa, ruoli, responsabilità, procedure e risorse comprese nel sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente integrato nel sistema di gestione generale dell'Operatore.

Il Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE) relativo al Distretto (Rif. 1) è sviluppato nel rispetto del Codice Etico, del Modello 231 e dell'intero Sistema Normativo di Eni, e comprende:

- Il Sistema di Gestione Salute e Sicurezza (inteso sia come sicurezza del lavoro sia come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti), sviluppato in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 45001, all'allegato B del D.Lgs. 105/15 "Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza", al D.Lgs 145/15 e alla norma UNI 10617;

- Il Sistema di Gestione Ambientale, sviluppato in conformità allo standard ISO 14001, L'intero sistema Normativo di Eni è articolato secondo 4 livelli gerarchici con 3 Policy, le Management System Guideline (MSG), Procedure e Istruzioni Operative (Operating Instructions). La MSG "HSE", in particolare, contiene le linee guida per l'implementazione di un Sistema di Gestione Integrato HSE, in linea con gli standard ISO 14001 e ISO 45001, in Eni, nei Distretti e nelle Consociate di Eni. Esso si fonda su tutta una serie di documenti di riferimento a cui Distretti e Consociate devono adeguare il proprio Sistema HSE.

I documenti di riferimento principali di Eni Natural Resources per la prevenzione degli incidenti gravi sono i seguenti:

- opi-hse-001-eni spa_ups Risk Management and Reporting
- opi-hse-005-eni spa_nr Planning and Execution of HSE Emergency Exercises
- opi hse 001 eni spa_NR Process Safety Indicators In questa opi viene fornita la definizione di "asset integrity" e di "sicurezza di processo", per indicare che quest'ultima si occupa della prevenzione dei rischi di incidente grave.

L'MSG di Eni definisce inoltre i criteri per l'identificazione e la gestione dei "Sistemi Critici per la Sicurezza" (SCS); essi sono, per definizione tutti quei sistemi il cui mancato funzionamento o guasto possono causare un incidente grave o, in caso del verificarsi di un incidente grave, impedire la mitigazione delle conseguenze o addirittura contribuirvi sostanzialmente.

I principali obiettivi che la Compagnia si prefigge di realizzare sono i seguenti:

- Promuovere una cultura estesa di protezione dell'ambiente e salvaguardia della salute e sicurezza sul lavoro all'interno della Compagnia.



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

VERBALE DI RIUNIONE DI

APPROVAZIONE DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Il giorno 27 del mese di giugno dell'anno 2023, ore 11.00, 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 la 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:

Energean Italia S.p.A.

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL:

FEMCA CISL:

UILTEC:

Ezio Mesini

Ettore Saluci

Domenico Marcucci

Antonio Ingallinesi

Angelo D'Errico

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 rispettivi "Accordo Quadro sulla Consultazione Tripartita" (allegato 1); Energean Italia S.p.A. è subentrata dal 2020 a Edison E&P.

Documenti di Consultazione Tripartita sono stati successivamente approvati in data in data 31 ottobre 2018, 29 gennaio 2020 e 16 maggio 2022.

In data 11 aprile 2023 è stata convocata una riunione preliminare di consultazione tripartita coerentemente con quanto fissato dagli Accordi Quadro.



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

In data 10 maggio 2023 Energean ha provveduto a trasmettere al Presidente di questo Comitato il proprio "Documento di Consultazione Tripartita" (Rev.04-08/05/2023). Il Documento viene poi trasmesso alle Rappresentanze dei lavoratori in data 12 maggio 2023.

Al termine della sua introduzione il Presidente chiede ai Rappresentanti degli Operatori ed ai Rappresentanti Sindacali se hanno osservazioni da avanzare i Rappresentanti degli Operatori presentano brevemente gli elementi dei rispettivi Documenti di Consultazione. A tali presentazioni sono seguite alcune richieste di chiarimento su alcuni aspetti da parte dei Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali.

Infine, i Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali concordano nel ritenere i Documenti di Consultazione presentati molto bene strutturati, rispondendo a quanto la norma prevede. Invitano ad una applicazione che vivifichi la partecipazione dei lavoratori e in particolare delle sue rappresentanze, che non sia solo atto formale, ma sostanziale nella costruzione di una condizione di più alta sicurezza".

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 Energean Italia in data 10 maggio 2023 (Rev.04-08/05/2023) riportato in allegato 2.

le Parti presenti

Letto, confermato e sottoscritto

Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare:

Energean Italia S.p.A.

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL:

FEMCA CISL:

UILTEC:

Ezio Mesini

Ettore Saluci

Domenico Marcucci

Antonio Ingallinesi

Angelo D'Errico

Bologna, 27 giugno 2023

La riunione ha termine alle ore 12.30



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

ACCORDO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA DI CUI ALL'ART. 2, COMMA 1, LETTERA H) DEL DLGS 145/15 AI SENSI DELL'ART. 4 DEL D.M. 5 LUGLIO 2017 - OPERATORE EDISON S.p.A.

Con riferimento al complesso delle attività svolte nell'off-shore italiano dell'operatore:

NOME	C.F.	SEDE LEGALE
EDISON S.p.A.	0672260019	Milano, Foro Buonaparte, 31 - 20121
NUMERO TITOLI	AREA (km ²)	TITOLI
5	455,41	B.C.1.LF B.C.2.LF B.C.7.LF B.C.8.LF C.C.6.EO

VISTO il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 8) recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";

VISTO il decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 624 recante "Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee";

VISTO il Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145 di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE e in particolare gli artt. 2 comma 1 lettera h) e 6 comma 7;

VISTO il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, registrato alla Corte dei Conti in data 6 dicembre 2016 e pubblicato come previsto dallo stesso decreto, sul sito del Ministero dello sviluppo economico - DGS - UNMIG, in data 11 gennaio 2017, recante le modalità di funzionamento del Comitato ex articolo 8 del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145;

H
MIP
Pag. 1 di 6
CA



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

VISTO il Decreto Ministeriale del 05 luglio 2017, Consultazione tripartita tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori ex art. 19, comma 5 del D.lgs. 145/2015;

TENUTO CONTO del Contratto nazionale collettivo di settore;

il giorno 05 del mese di marzo dell'anno 2018 presso gli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico (via Molise 2, Roma), dove ha sede il Comitato:

- Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare **Ezio Mesini**
- Edison S.p.A.: Responsabile Operations Southern Europe DEPT **Giovanni Di Nardo**
- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative
FILCTEM CGIL: **Claudio Bettoni**
FEMCA CISL: **Antonello Assogna**
UILTEC: **Marco Lupi**

CONVENGONO

di stabilire le modalità con cui EDISON S.p.A., contribuisce alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, l'operatore e i rappresentanti dei lavoratori secondo quanto segue

Il presente accordo è valido al complesso di tutte le attività svolte nell'off-shore italiano dall'operatore

Articolo 1
(Oggetto della Consultazione)

1. Così come riportato all'art. 3 del DM 5 luglio 2017 "Consultazione Tripartita", sono oggetto della consultazione tripartita:
 - a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;
 - b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione;
 - c) 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. 145/2015.
2. Possono essere oggetto della consultazione tripartita.

H
MIP
Pag. 2 di 6



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

- a) la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi di cui all'articolo 19, comma 1, e Allegato 1 paragrafo 8, del D.Lgs. 145/2015 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 di seguito indicate:
 - 1) del progetto di un impianto di produzione pianificato;
 - 2) di una operazione di pozzo;
 - 3) di operazioni combinate;
 - 4) di trasferimento di un impianto di produzione esistente in un nuovo sito di produzione;
- c) progetti specifici.

Articolo 2
(Tempi e taglie della Consultazione)

1. Il Presidente del Comitato o un suo delegato (di seguito Presidente), i rappresentanti dell'Operatore e le rappresentanze dei lavoratori, si riuniscono in consultazione tripartita per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 1 del presente Accordo presso la sede del Comitato almeno una volta all'anno e comunque ogni volta che sia ritenuto opportuno dalle parti, su convocazione del Presidente. In prima applicazione entro 90 gg dalla stipula del presente accordo.
2. Su richiesta di almeno uno dei soggetti interessati, le parti di cui al comma 1 si riuniscono in consultazione tripartita per le attività di cui all'art. 1 comma 2 del presente Accordo e/o la sede del Comitato. Su intesa delle parti tale riunione può essere svolta in sede territoriale.

Articolo 3
(Modalità di consultazione ordinaria)

1. Per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 1 del presente Accordo il Presidente convoca le parti interessate per una riunione preliminare almeno 30 gg prima.
2. L'Operatore predisporre e invia alle parti un "documento di consultazione" almeno 15 gg prima della data della riunione preliminare.
3. Entro 30 gg dalla riunione le parti rendono le proprie osservazioni, congruamente motivate, con l'indicazione di eventuali modifiche da apportare al "documento di consultazione".

H
MIP
Pag. 3 di 6



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

4. Trascorsi i termini fissati secondo quanto definito al comma 3:

- i. qualora non vengano presentate osservazioni, il "documento di consultazione" si intende tacitamente approvato e viene inviato dal Presidente alle parti
- ii. in caso di ricevimento di osservazioni, l'operatore può:
 - a) predisporre e inviare una revisione del "documento di consultazione" entro 10 gg alle parti per approvazione;
 - b) chiedere al Presidente la convocazione di una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte avanzate;
 Nel caso di cui al punto a), qualora non vengano presentate ulteriori osservazioni nei 10 giorni successivi, il "documento di consultazione", si intende tacitamente approvato, in caso contrario il Presidente convoca una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte.

Articolo 4
(Modalità di consultazione libera)

1. Su propria iniziativa i soggetti interessati possono chiedere l'apertura di una consultazione tripartita per discutere degli argomenti di cui all'art. 1 comma 2 del presente Accordo. Per i progetti specifici di cui all'art. 1 comma 2 lettera c), la richiesta deve riportare i dati indicativi dell'attività e la motivazione.
2. Entro 30 gg dalla richiesta si svolge una riunione preliminare convocata dal Presidente.
3. L'Operatore predisporre e invia alle parti un "documento di consultazione" almeno 10 gg prima della data della riunione preliminare.
4. Il Presidente stabilisce in sede di riunione preliminare i tempi di presentazione delle eventuali osservazioni, del loro recepimento secondo quanto indicato nell'art. 3 e il termine della consultazione
5. Per le comunicazioni di cui all'art. 1 comma 2 lettera b), in nessun caso, i tempi per la consultazione libera possono eccedere quelli previsti dall'articolo 8 del D.P.C.M. del 27 settembre 2016.

H
MIP
Pag. 4 di 6



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 18 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 115)

Articolo 5
(Rappresentanza e comunicazioni)

1. Le parti sono rappresentate:

a. per la consultazione ordinaria:

- dal Presidente
Ezio Mesini
- dai rappresentanti dell'Operatore:
Cristiano Valiante, Responsabile HSE /
Salvatore Bagnato, Technical / regulatory specialist - Operations Southern
Europe DEPT.
- dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative
FILCTEM CGIL, Claudio Bettoni;
FEMCA CISL, Antonello Assogna;
UILTEC, Marco Lupi.

b. per la consultazione libera:

- dal Presidente
Ezio Mesini
- dai rappresentanti dell'Operatore:
D.O. Stracusa - Riccardo Ranieri, Ettore Saluci;
D.O. Sambuceto - Tiziano Mincone, Salvatore Bagnato.
- dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative:
FILCTEM CGIL, Claudio Bettoni;
FEMCA CISL, Antonello Assogna;
UILTEC, Marco Lupi.

(se diverse dalle precedenti - può essere in ambito territoriale);

c. all'avvio della consultazione l'Operatore e le OO.SS comunicano al Presidente tempestivamente i nominativi dei loro rappresentanti, qualora differenti da quanto indicato nel presente Accordo.

M *MLP* *44* *CO*



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 18 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 115)

2. Tutte le comunicazioni relative al presente accordo avvengono tramite PEC.

Letto, confermato e sottoscritto

Le Parti

- Il Presidente del Comitato per le operazioni a mare: Ezio Mesini
- Edison S.p.A. - Responsabile Operations Southern Europe DEPT: Giovanni Di Nardo
- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative:
FILCTEM CGIL: Claudio Bettoni
FEMCA CISL: Antonello Assogna
UILTEC: Marco Lupi



Operatore: Energean Italy Spa

Attività off-shore Italia

Documento di consultazione

CONSULTAZIONE TRIPARTITA Operatore-Comitato-Rappr. dei Lavoratori

ai sensi del D.M. del 05 luglio 2017

Lista degli aggiornamenti

N° rev.	Compilatore	Revisore Rappresentanti Operatore	RLS	Approvazione	Data e motivazione revisione
01	S. Bagnato	S. Bagnato C. Valiante	D. Lanzino S. La Delfa	G. Di Nardo	05-05-2018 Prima Emissione
01	S. Bagnato	S. Bagnato C. Valiante	D. Lanzino S. La Delfa	G. Ammirata	04-10-2018 Modifiche richieste dalle OO SS LL.
02	M. Muisano	C. Valiante F. Cardocchieo	B. Giulino L. Gentile	G. Ammirata P. Saracco	20/11/2019 Agg. struttura organizzativa e sistema di verifica, aggiornamento SGSSA, modifiche richieste dalle OO SS LL.
03	M. Muisano	R. Buonaguro E. Saluci	B. Giulino M. La Corte	G. Ammirata P. Saracco	01-04-2022 Agg. struttura organizzativa, gestione dell'emergenza e aggs. SGSSA
04	M. Muisano	R. Buonaguro E. Saluci	B. Giulino M. La Corte	G. Ammirata P. Saracco	8-05-2023 Agg. struttura organizzativa, gestione dell'emergenza, del sistema di verifica e del SGSSA.

Sommario

1...MODALITA' DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO	3
2...INFORMAZIONI GENERALI	5
2.1. Comitato Direttiva 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 INDIPENDENTE	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 del SECE	16
4.6.2. Gestione delle non conformità (Action Plan)	16
5...COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI	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
• Piano di emergenza generale distretti operativi (PEG)	24
• Piano di risposta alle emergenze interne (PREI)	24
• Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP	24
6.5.1. Piani di emergenza dei generale distretti operativi (PEG) e Piano di risposta alle emergenze interne (PREI)	25
6.5.2. Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP	25
6.5.3. Segnalazione degli incidenti rilevanti	25
6.6. Struttura della squadra di risposta all'emergenza	26
6.7. Apprestamenti di sicurezza in coerenza con il DM 23.01.2017	27
6.8. Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15)	28
6.8.1. Dispositivi antinquinamento in dotazione	28
6.8.2. Deposito materiali antinquinamento	29
Deposito di Pozzallo	29
Deposito di Ortona	30

6.8.3	Mezzi navali d'appoggio	31
6.8.4	MEZZI AEREI D'APPOGGIO	33
6.8.5	Caratteristiche dispositivi antinquinamento	34
	Descrizione generale	44
	Caratteristiche tecniche	45
7	...SVILUPPO BUONE PRASSI	51
7.1	Registrazione dati pertinenti performance (art. 19 comma 11-DLgs 145-15)	51
7.2	Simulatore antinquinamento: PISCES II E NIPRO	53
7.2.1	Genesi del progetto	53
7.2.2	Aspetti rilevanti rispetto al DLgs 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 Dlgs 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 valutazioni 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	Modalità 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

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 DLgs 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:*

- Politica Energiean Italy spa Politica sui Grandi Rischi;
- RGR e sistema di verifica;
- Coinvolgimento dei lavoratori;
- Risposta alle emergenze
- Sviluppo buone prassi

TERZA PARTE

Oggetto della consultazione tripartita: *sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui all'articolo 19, comma 3, e allegato I paragrafo 9 del DLgs 145/15*

- Descrizione del Sistema di Gestione di Energiean Italy Spa

PRIMA PARTE

2. INFORMAZIONI GENERALI

2.1. Comitato Direttiva Off-shore

Il Comitato è costituito da:

- Presidente, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, per una durata di 3 anni; Prof. Ezio Mesini
- Direttore generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari, del MISE
- Direttore generale per il mare e le coste del MATTM
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco,
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto-Guardia Costiera
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare

A supporto del Comitato opera una Segreteria composta da:

- Ing. Roberto Cianella, supporto al Presidente del Comitato per le attività di natura tecnico-specialistica e le attività internazionali.

Le articolazioni sul territorio sono costituite da:

- Direttore della Sezione Unmig competente per territorio (Bologna, Roma e Napoli)
- Direttore regionale dei Vigili del Fuoco o un suo rappresentante
- 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
- Comandante della Capitaneria di Porto competente per territorio o un Ufficiale superiore suo rappresentante
- Ufficiale Ammiraglio/Superiore designato dallo Stato Maggiore della Marina Militare
- Tecnico competente in materia ambientale o mineraria, in rappresentanza della Regione interessata e dalla stessa designato.

Contatti Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare:

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

e-mail: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it

Via Molise, 2 - 00187 Roma

Tel: (+39) 06 4705 3794 – 2859