

SENATO DELLA REPUBBLICA
XIX LEGISLATURA

Doc. CCVI
n. 1

RELAZIONE

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

(Anno 2022)

(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 17 aprile 2023

PAGINA BIANCA

ATTI PARLAMENTARI

XIX LEGISLATURA

Doc. **CCVI**
n. **1**

RELAZIONE

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

(Anno 2022)

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

Presentato dal Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(MESINI)

PAGINA BIANCA

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



Oggetto della Relazione	5	
PARTE I	QUADRO GENERALE	7
1.1	Premessa	7
1.2	Il Comitato: funzioni, struttura, modalità di funzionamento	12
1.3	Profili di organizzazione e di gestione	16
PARTE II	ATTIVITA'	18
2.1	Lo stato e la sicurezza delle attività <i>upstream</i> - anno 2022	18
2.1.1	Impianti, ore lavorate e produzioni	18
2.1.2	Dismissione mineraria delle piattaforme marine	31
2.1.3	Ispezioni	42
2.1.4	Dati relativi agli incidenti	43
2.1.5	Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014)	45
2.1.6	Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE)	47
2.1.7	Cause dirette e alla radice di incidenti gravi	48
2.1.8	Attivazione di procedura di <i>Emergency Shut Down</i> (ESD)	49
2.1.9	Innovazioni normative	50
2.2	Attività del Comitato	74
2.3	Attività dei Comitati periferici	81

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



2.4	Attività in collaborazione con la Commissione europea e	89
2.5	Ulteriori attività	91
2.6	Prospettive future	91
PARTE III	DOCUMENTI	94
3.1	Documenti originati dal Comitato	94
3.1.1	La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali	94
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	96
3.1.3	Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui Grandi Rischi	97
3.1.4	Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi	97
3.1.5	Documenti di consultazione TRIPARTITA	97
❖	CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI	99
❖	ELENCO DEGLI ALLEGATI	105
❖	ELENCO ACRONIMI	106
❖	ELENCO DELLE PRINCIPALI NORME MENZIONATE	108

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



OGGETTO DELLA RELAZIONE

Il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 recepisce la direttiva 2013/30/UE, relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, con la quale la Commissione Europea ha fissato gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare.

La presente Relazione illustra l'attività svolta nell'anno **2022** 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; (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.

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

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



(1) alle proprie modalità di funzionamento e priorità di azione; (2) alle linee guida per la redazione della relazione sui grandi rischi; (3) alle comunicazioni alla Commissione europea sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi; (4) ai documenti di consultazione tripartita tra gli operatori, le rappresentanze sindacali e l'autorità competente; (5) a ulteriori documenti e alle prospettive future.

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

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



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

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



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

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



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

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



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 tutte 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

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



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”*.

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



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

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



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

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



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:

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



- 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;

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



- 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.

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

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



del Comitato inizialmente con sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico e con avalimento di risorse della DGS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera 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 e liberamente consultabile all’indirizzo:

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

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



PARTE II: ATTIVITA'

2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2022

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 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.

Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 31 dicembre 2022 [✓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;

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



— **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

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



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

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



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

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



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

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



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

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



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

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



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

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



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 2021, anche se non più produttive.

NOTA [✓b] Dettaglio tipo impianto

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



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 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 con l'acronimo SPCR [Supporto: Trattamento /Compressione /Raccordo]; al 1° gennaio dell'anno 2021, 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.

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



metodologiche in accompagnamento alla *Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi Italia - Anno 2022*²]

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 2022)

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 istallazione *offshore* è entrata in funzione durante l'anno 2021.

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022)

Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Coordinate in WGS 84		Temporaneo / Permanente
				longitudine	latitudine	
-	-	-	-	-	-	-

Osservazione: nessuna istallazione *offshore* è stata dismessa durante l'anno 2022.

² <https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>, qui riportata in Allegato 5

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



Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022) [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)
Key Manhattan	MODU (Jack-Up Drilling Unit)	1980	101	Mare Adriatico	12		

Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2022). 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: **2.304.770 h** (per confronto anno 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 1772, ore di manutenzione correttiva 156.728, ore di manutenzione totale 428.517;

b. Produzione totale: **1,78 MTEP** (per confronto anno 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: **0,43 MTEP** (per confronto anno 2021: 0,43, 2020: 0.44 MTEP, anno 2019: 0.45 MTEP, anno 2018: 0,54 MTEP, anno 2018, 2017: 0,72 MTEP);

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



Produzione di gas a mare: **1,76 GSMC** (per confronto anno 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/m^3 , 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 ($15 \text{ }^\circ\text{C}$) e di pressione (pressione atmosferica pari a 1 atm ovvero a 101.325 Pa); $1 \text{ GSCM} = 10^9 \text{ SCM}$.

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



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 2022 l'aggiornamento all'Elenco delle piattaforme in dismissione mineraria è stato pubblicato con il Comunicato ministeriale 30 giugno 2022 (<https://unmig.mite.gov.it/comunicato-ministeriale-30-giugno-2022/>) che qui si riporta:

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 per la transizione ecologica (DGVA – ex DGCreSS) 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 MITE (ex MATTM) e del Ministero della cultura, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

Per le piattaforme indicate come da dismettere nel predetto elenco, le società titolari delle concessioni sono tenute a presentare istanza per l'autorizzazione alla rimozione entro 10 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco medesimo, mentre per le piattaforme indicate come suscettibili di usi alternativi, le società o enti interessati al riutilizzo possono invece presentare istanza di riutilizzo

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

entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco; tale istanza è pubblicata sul BUIG del mese successivo alla data di presentazione. Qualora (decorsi i predetti 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco contenente le piattaforme che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate) non vi fosse alcuna manifestazione di interesse per l'uso alternativo delle piattaforme in elenco, l'operatore titolare della concessione ha 10 mesi di tempo, dallo scadere del termine per la presentazione del progetto di riutilizzo, per depositare l'istanza di relativa rimozione.

Ciò premesso, si richiama che nell'ultimo Elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo, aggiornato nel BUIG – Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse – Anno LXVI N. 5 – 31 Maggio 2022, sono presenti le piattaforme ADA 3, AZALEA A, PC 73, Armida 1 e Regina 1; mentre nell'Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi è riportata la piattaforma VIVIANA 1 essendo stata valutata in precedenza ammissibile al riutilizzo, e, al riguardo nella giornata odierna scadono i 12 mesi per la presentazione di eventuali istanze; scaduto detto termine, senza la presentazione di alcun progetto per uso alternativo, anche a questa piattaforma saranno applicati i termini per la relativa dismissione.

Nella situazione specifica relativa all'anno 2022, entro il 31/03/2022 è pervenuta, in adempimento dell'art. 5 comma 1 del D.M. 15/02/2019, la comunicazione della società ENI S.p.A. di cui alla nota prot. n. 399/DICS del 24/03/2022 (agli atti con prot. 9579 del 28/03/2022), con la quale la società riporta nell'elenco delle strutture i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, le piattaforme Ada 2 e Ada 4 – afferenti alla concessione A.C9.AG, e le piattaforme Jole 1 e Fabrizia 1 – afferenti alla concessione B.C21.AG, completata dei relativi allegati ex art. 6 del D.M.

L'Ufficio competente di questa Direzione Generale ha effettuato, con nota prot. 10487 del 04/04/2022, indirizzata alla Sezione UNMIG dell'Italia Centrale (competente per le piattaforme Jole 1 e Fabrizia 1), alla Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale (competente per le piattaforme Ada 2 e Ada 4), alla Direzione generale valutazioni ambientali (VA) di questo Ministero e alla Direzione generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio Servizio V Tutela del Paesaggio del Ministero della Cultura, la richiesta dei pareri di competenza rispettivamente di cui ai commi 2 e 3 del D.M. 15/02/2019.

Al riguardo, tenuto conto dei pervenuti pareri di competenza emessi rispettivamente:

Parere del Servizio V Tutela del Paesaggio della DG Archeologica, Belle Arti e Paesaggio del Ministero della cultura (agli atti con prot 15561 del 19/05/2022), che esprime le seguenti valutazioni “questa Direzione generale ABAP, nel rispetto dei termini fissati dall'art. 5, comma 5, del D.M. 15/02/2019, relativamente all'iscrizione delle piattaforme in dismissione mineraria denominate Jole 1, Fabrizia 1, Ada 2, Ada 4 nel registro di cui al comma 3 del medesimo articolo, comunica di non rilevare particolari criticità per quanto di competenza nelle aree interessate e in prossimità delle piattaforme e che, tuttavia, nella eventualità di una scomposizione o rimozione delle piattaforme e ripristino dei luoghi, ovvero di un progetto di recupero o trasformazione delle stesse per scopi differenti da quelli minerari, dovrà essere svolta una attenta analisi degli impatti diretti e indiretti attesi sul patrimonio culturale subacqueo, noto o ancora non conosciuto, come

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

anche sui beni culturali e paesaggistici di intervisibilità terra-mare fondata su quanto rilevato dal documento di valutazione preventiva dell'interesse archeologico, ai sensi del D.Lgs. 50/2016. Il documento di valutazione preventiva dell'interesse archeologico, ai sensi del già citato c.1 dell'art. 25 del D.Lgs. 50/2016, dovrà comprendere gli esiti delle indagini geologiche e archeologiche preliminary, con particolare attenzione ai dati d'archivio e bibliografici reperibili, all'esito delle ricognizioni, alla lettura geomorfologica del territorio, nonché, per le opere a rete, alle fotointerpretazioni. Nel caso di potenziali interferenze dirette, la descrizione dovrà contenere anche le alternative progettuali finalizzate alla conservazione del patrimonio suddetto o nel caso di potenziali impatti indiretti, tutte le misure tese alla loro mitigazione. Tale valutazione dovrà comprendere il progetto nella sua interezza, quindi anche eventuali opera di connessione, in fase di cantiere, di esercizio e di dismissione delle opere previste. Lo studio dovrà essere comprensivo della ricognizione dei Beni sottoposti a tutela ai sensi della Parte Seconda del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. eventualmente presenti in:

- Vincoli in rete (<http://vincoliinrete.beniculturali.it>);
- Carta del rischio (<http://www.cartadelrischio.beniculturali.it>);
- SITAP – Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (<http://sitap.beniculturali.it/>);
- RAPTOR – Ricerca Archivi e Pratiche per la Tutela Operativa Regionale (<https://www.raptor.beniculturali.it/>);
- Patrimonio Mondiale UNESCO (<http://www.unesco.it/>);
- Piani Paesaggistici Regionali e/o strumenti vigenti di pianificazione paesaggistica;
- nonché, tutti i dati di archivio forniti dagli Uffici territoriali del MIC ed eventualmente le ordinanze delle Capitanerie di Porto.

Si precisa che, al fine di salvaguardare sia i giacimenti sommersi sia i beni culturali e paesaggistici negli spazi di interazione terra-mare e nei fondali interessati dal progetto, le indagini di archeologia preventive sopra elencate dovranno prevedere obbligatoriamente indagini dirette e/o strumentali ad alta risoluzione; queste ultime, in particolare, dovranno includere ROV, Multibeam Echosounder (MBES), Side Scan Sonar (SSS), Sub Bottom Profiler (SBP), Magnetometro/Gradiometro. Il documento dovrà essere redatto da soggetti in possesso dei requisiti stabiliti, di cui al c.1 dell'art. 25 del D.Lgs. 50/2016 e al D.M. 60/2009, poi recepiti ai sensi della legge n. 110 del 2014 nel D.M. 244/2019, nonché dalle comprovate competenze e qualifiche professionali subacquee, ai sensi delle regole 22 e 23 dell'Allegato della Convenzione sulla Protezione del Patrimonio Culturale Subacqueo, adottata a Parigi il 2 novembre 2001, ratificata e resa esecutiva in Italia con la L. 157/2009. Anche in caso di assenza di siti o evidenze d'interesse archeologico, gli interventi da realizzarsi, nonché le anomalie individuate dovranno essere posizionati topograficamente e presenti nella documentazione scientifica prodotta, secondo quanto previsto dall'art. 25 del D.Lgs. 50/2016 e dal D.P.C.M. del 14 febbraio 2022, recante "Linee Guida per la Procedura di Verifica

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

dell'interesse Archeologico ai sensi dell'articolo 25, comma 13, del Decreto Legislativo 18 aprile 2016, n. 50. Relativamente agli aspetti di tutela paesaggistica, eventuali interventi di recupero e trasformazione delle strutture delle piattaforme dovranno attentamente valutare i valori scenici e panoramici del rapporto di intervisibilità terra-mare, in particolare per la piattaforma Jole 1 localizzata a 5 km dalla costa di Cupra Marittima.”

Parere della Divisione VII – Sezione UNMIG dell'Italia Centrale (acquisito agli atti con prot. 16923 del 31/05/2022), che esprime le seguenti valutazioni conclusive per le piattaforme Jole 1 e Fabbrizia1 rientrati nelle competenze della Sezione UNMIG in parola: “Per quanto attiene la piattaforma “JOLE 1”, tenuto conto delle informazioni acquisite, non si ravvisano elementi ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il suo riutilizzo anche per attività diverse da quella mineraria, sempreché appropriate e compatibili con le caratteristiche della struttura. La Sezione segnala poi “Appare utile evidenziare lo stato della piattaforma riscontrato durante l'ispezione del settembre 2020, con particolare riferimento al fenomeno della corrosione/ossidazione”. Per quanto concerne l'altra piattaforma, la Sezione comunica quanto segue “Anche relativamente alla piattaforma “FABRIZIA”, tenuto conto delle informazioni acquisite, non si ravvisano elementi ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il suo riutilizzo anche per attività diverse da quella mineraria, sempreché appropriate e compatibili con le caratteristiche della struttura”.

Pareri della Divisione VI – Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale (acquisiti agli atti con prot. 20465 e 20466 del 28/06/2022), che esprime le seguenti valutazioni conclusive per le piattaforme Ada2 e Ada 4 rientrati nelle competenze della Sezione UNMIG in parola:

Piattaforma Ada 2

“Pertanto non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo della piattaforma “ADA 2” anche per attività diverse da quella mineraria”.

Piattaforma Ada 4

“Pertanto non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo della piattaforma “ADA 4” anche per attività diverse da quella mineraria”.

Parere della Div V – Procedure di Valutazione Via e Vas della D.G. Valutazioni Ambientali – Ministero della Transizione Ecologica (acquisito agli atti con prot. 18834 del 15/06/2022), che esprime le seguenti valutazioni conclusive per le quattro piattaforme esaminate: “Alla luce delle informazioni riportate nei “Quadri ambientali”, nelle “Relazioni descrittive” e nelle “Valutazioni di integrità strutturale” relativi alla dismissione delle piattaforme in oggetto, si rappresenta quanto

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

segue. Le piattaforme “Ada 2”, “Ada 4”, “Fabrizia 1” e “Jole 1” in questione presentano nel complesso un discreto stato di conservazione, fatta eccezione per la piattaforma “Ada 4” che presenta un basso stato di conservazione, relativamente alla presenza di vernice protettiva e di fenomeni corrosivi. Per quanto riguarda l’interferenza con aree marine protette, aree marine di pregio ambientale quali le Aree umide tutelate dalla Convenzione di RAMSAR, le Aree della Rete Natura 2000, le aree marine protette, si rileva che le stesse non sono disturbate dalla presenza delle piattaforme poiché queste sono poste sempre ad una distanza maggiore di 5 km, fatta eccezione per le sole piattaforme “Fabrizia 1” e “Jole 1” che ricadono direttamente nell’area IBA222M “Medio Adriatico”, area rilevata tra quelle di maggior utilizzo dalla Berta maggiore nidificante all’Arcipelago delle Tremiti. Relativamente altri aspetti concernenti il contesto socio-economico, non si rilevano criticità legate alle operazioni di rimozione delle suddette piattaforme e delle strutture connesse. In conclusione, nel concordare sul fatto che le piattaforme in argomento sono da dismettere ed nel rappresentare che da tale dismissione non deriveranno impatti significativi sull’ambiente, si rimanda comunque per l’esecuzione dei lavori all’acquisizione delle necessarie autorizzazioni e nulla osta in materia ambientale nonché all’adozione di tutte le misure di sicurezza delle persone e delle cose”.

Al riguardo si rileva che non essendo espresso nel documento di parere in parola della DGVA alcun avviso favorevole in merito alla possibilità di riutilizzo delle piattaforme predette, discende essere stato espresso parere favorevole alla rimozione delle piattaforme e negativo alla possibilità di verificare un eventuale riutilizzo delle piattaforme esaminate.

Tutto ciò premesso, costituente parte integrante e sostanziale della presente comunicazione, tenendo conto dei pareri di competenza emessi ai sensi del comma 3 dell’art. 5 del D.M. 15/02/2019, ed in particolare di quello della DG Valutazioni Ambientali che non manifesta aperture alla verifica di nuovi eventuali riutilizzi non minerari delle piattaforme esaminate, si comunica, ai sensi dell’art. 5, comma 4, del D.M. 15/02/2019, che le piattaforme Ada 2, Ada 4, Jole 1 e Fabrizia 1 sono risultate non riutilizzabili.

Si comunica, pertanto, che per le piattaforme Ada 2, Ada 4, Jole 1 e Fabrizia 1 non possono essere presentate istanze di riutilizzo ai sensi del D.M. 15/02/2019 e pertanto le stesse sono da dismettere minerariamente. Per approfondimenti si rimanda al sito UNMIG: <http://unmig.mise.gov.it>.

.....OMISSIS

Allegato A**AGGIORNAMENTO DELL'ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE**

Aggiornamento del 30/6/2022

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

All'elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo sono da aggiungere

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Rimozione senza possibilità di riutilizzo	Possibilità di Riutilizzo
ADA 2	A.C9.AG	45,183634 N 12,591285 E	Monotubolare	Sì	No
ADA 4	A.C9.AG	45,183561 N 12,590910 E	Monotubolare	Sì	No
JOLE 1	B.C21.AG	43,040959 N 13,926435 E	Monotubolare	Sì	No

Tenuto conto dei pareri di competenza emessi ai sensi del comma 3 dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019, ed in particolare di quello della DG Valutazioni Ambientali che non manifesta aperture alla verifica di nuovi eventuali riutilizzi non minerari delle piattaforme esaminate, si comunica, ai sensi dell'art. 5, comma 4, del D.M. 15/02/2019, che le piattaforme Ada 2, Ada 4, Jole 1 e Fabrizia 1 sono risultate non riutilizzabili.

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 2022, 2021, 2020 e 2019.

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



BUG - 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

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



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

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



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

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



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

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



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

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



2.1.3 - Ispezioni [✓f]

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

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

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)

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 2022, 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 2022.

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



2.1.4 Dati relativi agli incidenti [✓g]

Nel corso del 2022 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>	-	-	-
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>	-	-	-

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.jrc.ec.europa.eu/node/11>]), ovvero un incidente – ma più in genere un episodio accidentale anche solo potenzialmente critico per la sicurezza – che richiede di essere comunicato all'Autorità Competente, quando rientra in una o più categorie descritte nella Direttiva e specificate operativamente nell'Allegato I del Regolamento UE n. 1112/2014.

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



<i>Perdita di 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...

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



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	0	0
Numero totale di infortuni	4	1,74 *10 ⁻⁶

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

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

1. Nel 2022, nel settore *upstream offshore*, sono stati registrati 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) e nessun infortunio fatale; più in dettaglio, nessun infortunio si è verificato in attività tipiche del settore *oil & gas* mentre i rimanenti 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) 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.
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

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

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 2022, nel settore *upstream offshore*, sono stati registrati 4 infortuni lievi, nessun infortunio grave e nessun infortunio fatale; più in dettaglio questi infortuni 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 sabbiatura 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
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)



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.

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.

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



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>	/		

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



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

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 (dall' 1/01/2022 al 31/12/2022)	Nome impianto e codice concessione di coltivazione	Evento che ha determinato l'avvio della procedura ESD	Tempi (ore) di risoluzione criticità
1	04/01/2022	Barbara NW A.C 7.AS	Guasto PLC sistema Fire & Gas	72h → causa cond meteo 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 cond meteo 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

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



11	29/06/2022	Amelia-B A.C 2.AS	Blocco Gruppo elettrogeno	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 →cond meteo 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

2.1.9 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 2022.

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



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.*

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



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*

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



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

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



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

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



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

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



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 Sbocca 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

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

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

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



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

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



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.

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



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.

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



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*.

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



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

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



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"*.

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



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.

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



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 un'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 mappatura delle aree idonee e non idonee costituisce la base anche per stabilire se i titoli minerari e le relative attività già in essere siano "compatibili" con i territori interessati; in tal caso i criteri ambientali sono integrati anche con criteri economici e sociali, come stabilito dall'art. 11-ter, D.L. 135/2018, proprio per tener conto del fatto che sussistono già attività industriali in essere con i relativi indotti e i relativi investimenti.

In estrema sintesi, il PiTESAI prevede dunque che:

- i procedimenti relativi ad istanze di prospezione e ricerca proseguono solo se riguardanti gas e se presentate dopo il 01/01/2010, purché ricadenti in "aree idonee" alla presentazione di future istanze;

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



- 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

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



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 (DGISSSEG) 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

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



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

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



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

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



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/>)

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



• **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

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



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,

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



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

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



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).

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

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



23 MARZO 2022

Il Comitato si riunisce a oltre due anni di distanza dalla sua ultima riunione (18 febbraio 2020). Lo scopo principale è quello di riprendere le attività focalizzando la discussione, in particolare, sulle problematiche che sono maturate. Non si prevede di ricorrere ad alcuna delibera, ma discutere i problemi in essere, definirne le possibili soluzioni, per poi pensare di deliberare in riunioni successive.

Temi trattati:

Comunicazioni: Inviata Relazione al Parlamento anno 2020; migrazione sito del Comitato dal Mise al Mite. Presentazione della Relazione “*Tutela e salvaguardia dell’ambiente marino: dispositivo di vigilanza e monitoraggio della Guardia costiera sulle zone di mare poste sotto la giurisdizione dello Stato*”, l’Amm. Giuseppe Aulicino, capo del Reparto Piani e Operazioni del Comando generale del Corpo delle Capitanerie di Porto-Guardia Costiera, illustra i compiti istituzionali della Guardia costiera con particolare attenzione alle piattaforme di estrazione petrolifera dislocate nel mare Adriatico e Ionio.

Focus sui temi di maggior rilievo per l’attività del Comitato: (a) Necessità di definire con **URGENZA** la Segreteria operativa e tecnica del Comitato. A norma di legge la DG (DG PNM MiTE) che ospita il Comitato è tenuta a fornire il supporto logistico e amministrativo, nonché le risorse umane e strumentali alla Segreteria del Comitato. Ora, urge comporre la Segreteria del Comitato. Attualmente, la Segreteria non dispone di nessuna risorsa in termini di personale. E’ necessario fissare fisicamente una SEDE e relative risorse strumentali presso cui la Presidenza e la Segreteria possa fare riferimento e presso cui collocare il materiale cartaceo raccolto nei quasi 5 anni di attività. (b) Discussione sulla revisione e nuova definizione del

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



Regolamento di funzionamento del Comitato in sostituzione del Regolamento di cui al DPCM 27 settembre 2016. Urge attuare una revisione di detto Regolamento di funzionamento del Comitato in considerazione delle riorganizzazioni delle DG dei Ministeri MiSE e MiTE.

Comunicazioni in tema di Consultazione Tripartita: Tenutasi il 22 marzo 2022 riunione preliminare di Consultazione tripartita con la illustrazione di quanto le Società ENI, EniMed ed Energean hanno previsto in tema di sicurezza, degli standard e delle strategie attuate a seguito sia degli incidenti occorsi negli ultimi anni, sia della emergenza Covid19; il tutto con il coinvolgimento delle rappresentanze sindacali.

Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori: Riproposizione in Comitato delle problematiche connesse alle tipologie di spesa a cui il Comitato può riferirsi per attingere risorse dal fondo 1 per mille. Urge attuare alcune modifiche normative all'art. 8 del Dlgs 18 agosto 2015, al fine di garantire piena operatività del Comitato per la copertura delle spese di missione dei componenti del Comitato medesimo sia a livello di Comitati periferici, sia a livello di Comitato centrale.

Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR e sulla possibile revisione delle Linee Guida RGR

Aggiornamento su Memorandum Ispezioni: Rifocalizzazione sul Memorandum approvato della riunione del 18 febbraio 2018

Riepilogo attività svolta nel 2020 per regolamento EU 1112/2014: Presentazione della Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2020) del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione Europea.

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



Aggiornamento sui lavori dell'European Offshore Authority Group (EUOAG): EU Guidance for EERP (Emergency External Recovery Plans ; Final Report of the STUDY on platform DECOMMISSIONING; Appunto DG IS – MiTE sulla revisione/modifica, anche in attuazione del recente PiTESAI, delle “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse” riferimento al D.M. 15/02/2019)

18 MAGGIO 2022

Temi trattati:

Comunicazioni: firmati il 16 maggio 2022 i documenti di consultazione TRIPARTITA; tenutosi Incontro bilaterale IT-Croazia (24 maggio 2022) che prevede anche un importante tema relativo a: *encourage efforts in establishing further joint preventive actions at the sub-regional level that can reduce the risk of marine pollution incidents, taking into account the “Agreement on the Sub-Regional Contingency Plan for prevention of, preparedness for and response to major marine pollution incidents in the Adriatic Sea”, as well as the work carried out in the framework of the EU Strategy for the Adriatic and Ionian Region (EUSAIR)*; presentazione della Relazione “*Sistema nazionale di prevenzione e lotta agli inquinamenti marini dovuti a sversamenti in mare di prodotti petroliferi da navi e da piattaforme petrolifere*”. La Relazione è stata tenuta dalla Dott.ssa Emanuela Spadoni della DG PNM del MiTE.

Focus sui temi di maggior rilievo per l'attività del Comitato: sono stati posti ulteriormente i temi relativi alla Segreteria tecnica e operativa, alla sede del Comitato e quelli sull'aggiornamento del Regolamento di

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



funzionamento anche in riferimento alla ridefinizione di ruoli e competenze del comitato centrale e dei comitati periferici;

Consultazione Tripartita: riferiti gli esiti riunione tripartita del 16 maggio ove sono stati approvati i Documenti di Consultazione Tripartita fra rappresentanze sindacali e Operatori offshore (Eni, EniMed, Energean).

Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori: viene riproposta e discussa la necessità di modificare il testo dell'art. 8, comma 7 del decreto legislativo 145/2015, affinché i versamenti effettuati dagli operatori possano avere la loro effettiva e utile destinazione a copertura di tutte le spese di gestione del Comitato offshore, comprese le spese di missione ed ispezione dei rispettivi membri, queste ultime per la parte residuale non coperta dall'operatore. La proposta di modifica non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica né per i privati. I versamenti dell'1 per 1000 delle opere da realizzare, effettuati dagli operatori, sono infatti pienamente sufficienti a garantire anche la copertura delle spese suindicate. Proposta dei VVF di adottare, per le finalità citate, uno schema normativo analogo a quello che permette di riassegnare parte delle somme versate dai gestori degli stabilimenti ricadenti nel campo di applicazione delle D.lgs 105/15 (attuazione della direttiva "Seveso 3") per l'incentivazione delle attività ispettive.

Eventuali e varie: (a) l'Amm. Berutti Bergotto evidenziando l'intrinsecità dei concetti di security e safety, e ricordando come in mare la sicurezza sia un'accezione estesa che contemperi entrambi i concetti inscindibili tra di loro. La Forza armata attraverso un'unica Centrale Operativa Marina Militare (COMM), ubicata a S. Rosa (ROMA), effettua la fusione delle informazioni provenienti dai vari dicasteri e non (assetti NATO, UE). In ragione della crescente importanza rivestita dal mare, risulta inoltre determinante l'effettiva

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

capacità di monitoraggio delle piattaforme off-shore e dei fondali marini sui quali risiedono le c.d. infrastrutture critiche subacquee (oleodotti, gasdotti, dorsali dati, elettrodotti, ecc.). (b) Viene ricordato che nel corso della definizione dei Documenti di consultazione tripartita è emersa da parte degli Operatori la necessità di una revisione delle Linee Guida per la stesura della Relazione sui Grandi Rischi e in particolare la necessità di fornire indicazioni sulla decorrenza della validità della RGR prima di riesame periodico della stessa.

Alle suddette riunioni del Comitato centrale, Il Presidente, in attuazione art. 19, c.5, D.Lgs. 145/2015 e del DM 7/07/2017 (recante modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori e rappresentanti delle dei lavoratori) nel corso del 2022 ha provveduto a organizzare le seguenti riunioni:

22 MARZO 2022

Riunione preliminare di “Consultazione tripartita” (in accordo al DM 5/07/2017 riportato in Allegato 3). Tenuto conto che gli ultimi documenti di consultazione tripartita sono stati sottoscritti il 29 gennaio 2020, considerato l’arco temporale sin qui trascorso, unitamente alle condizioni operative e di lavoro che si sono rese necessarie per affrontare l’emergenza sanitaria Covid 19, viene dato avvio alla presente allo scopo è di approvare nei 60 giorni successivi ad oggi i Documenti di Consultazione Tripartita fra i rappresentanti delle società operanti nell’offshore italiano, i rappresentanti delle organizzazioni sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative e questa Presidenza. E’ stata presentata da ENI una illustrazione: (a) delle

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



misure di sicurezza, degli standard e strategie attuati a seguito dell'incidente grave occorso nella piattaforma "Barbara F" sopradetta per prevenire incidenti simili; (b) dell'informazione e coinvolgimento delle rappresentanze sindacali in merito all'incidente occorso e nella definizione delle misure di sicurezza, degli standard e strategie sopra dette; (3) delle principali azioni intraprese durante l'emergenza sanitaria da Covid 19. Successivamente, sono state illustrate da parte delle Società Energean ed Enimed (Società a socio unico di Eni operante nell'*upstream* siciliano) le misure di sicurezza attuate per il Covid e post incidente sopra citato illustrato. Infine, si è discusso sullo status degli adempimenti in merito al d.Lgs. 145/2015 con riferimento alle RGR e si sono discusse eventuali criticità in ordine alle seguenti tematiche: (a) se possano essere definite ed elaborate guide tecniche operative sulle migliori pratiche in relazione al controllo dei grandi rischi sulle problematiche avute nell'incidente grave in parola ai sensi dell'art. 19 comma 8 del Dlgs 145/2015 e dell'art. 4 comma 11 del DPCM 27/09/2016; (b) se sia necessaria l'apertura di una consultazione tripartita secondo le modalità previste dall'art. 5 del DM 5/07/2017 e dell'art. 3 degli accordi tripartiti sottoscritti. E' stato deciso di dare avvio ad una consultazione tripartita secondo le modalità previste dall'art. 5 del DM 5/07/2017 e dell'art. 3 degli accordi tripartiti ribadendo di fissare al 16 maggio 2022 la convocazione della prossima riunione per la sottoscrizione dei Documenti di Consultazione Tripartita. Gli Operatori si sono impegnati questo scopo gli operatori a fare pervenire preventivamente i relativi Documenti aggiornati alla luce delle indicazioni emerse nella discussione odierna allo scopo di consentire le opportune verifiche alle organizzazioni sindacali dei lavoratori.

16 MAGGIO 2022.

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



A valle della riunione preliminare del 22 marzo 2022, gli operatori hanno trasmesso i loro “Documenti di Consultazione Tripartita” alle rappresentanze dei lavoratori. Durante la riunione gli Operatori illustrano i Documenti a cui seguono richieste di chiarimento su alcuni aspetti da parte dei Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali. 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”. Le risultanze emerse nel corso della riunione hanno portato all’aggiornamento e all’approvazione unanime dei Documenti di Consultazione Tripartita e costituiscono la naturale prosecuzione del dialogo tra le Parti, ove continua a manifestarsi responsabilità verso gli aspetti di sicurezza delle attività a mare, consentendo una gestione aggiornata e condivisa delle questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, sia alla tutela dell'ambiente. Vengono quindi firmati i “Documenti di Consultazione Tripartita” fra le rappresentanze sindacali (CGIL Filcten, UIL TEC e FEMCA CISL), gli operatori (EniMed, ENI ed ENERGEAN) e il Presidente.

2.3 Attività dei Comitati periferici

A livello periferico, le Sezioni UNMIG territorialmente competenti hanno avviato ai sensi dell’art. 9, commi 2 e 3, del D.P.C.M. 27 settembre 2016 le istruttorie afferenti le relazioni grandi rischi (RGR), trasmettendo le valutazioni di

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



pertinenza al Comitato e alla DGS-UNMIG (diventata successivamente DGISSEG-UNMIG) per eventuali modifiche e/o integrazioni. Dalla loro costituzione, i Comitati periferici di Bologna, Roma e Napoli si sono riuniti rispettivamente 15, 16 e 7 volte, valutando rispettivamente 29, 30 e 12 relazioni grandi rischi (compresi i gruppi di impianto; le relazioni grandi rischi 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 relazioni grandi rischi 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). Sono state inoltre valutate 26 ed accettate 21 istanze di “modifiche non sostanziali” diverse da quelle di cui all’art.2 c.1. lettera BB del D.Lgs. n. 145 del 18 agosto 2015

In particolare, nel 2021 sono state approvate:

a- dal Comitato Periferico di Roma:

le RGR relative agli impianti di produzione “Piattaforma Fabrizia/Jack-Up Key Manhattan”, “Piattaforma Jole/JackUp Key Manhattan” e “Piattaforma Clara Est/JackUp Key Manhattan”

b- dal Comitato Periferico di Bologna:

la Valutazione Grandi Rischi per operazioni di pozzo (esecuzione *sidetrack* pozzo “Arianna 5 dir A”) – Impianti P.ma Arianna A/ Jack Up Key Manhattan.

c- dal Comitato Periferico di Napoli:

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



Relazione Grandi Rischi per modifica sostanziale Impianti P.ma Hera Lacinia Beaf.

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

CONCESSIONE	IMPIANTO	PRIMA PRESENTAZIONE	PRIMA ACCETTAZIONE (i)
	Jack Up "Key Manhattan"	15/06/2017	21/12/2017
A.C18.AG	p.ma ANNABELLA	15/06/2017	21/12/2017
Cervia Mare	p.ma CERVIA C	01/07/2017	26/02/2018
Cervia Mare	p.me ARIANNA A-CL.	01/07/2017	26/02/2018
A.C30.EA	p.ma ANTARES	24/03/2017	06/06/2018
A.C35.AG	p.ma GUENDALINA	22/11/2017	06/06/2018
A.C2.AS	p.me AMELIA B-C-D	16/01/2018	06/06/2018
A.C1.AG	p.ma GARIBALDI B	13/04/2018	06/06/2018
A.C17.AG	p.ma REGINA	17/04/2018	04/07/2018
A.C8.ME	p.ma ANEMONE B	10/01/2018	04/07/2018
A.C27.EA	p.ma ANGELA-ANGELINA	11/07/2018	19/12/2018
A.C29.EA	p.ma ARMIDA	13/04/2018	19/12/2018
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Ravenna Mare (ii)	16/07/2018	19/12/2018
A.C17.AG	p.ma REGINA 1	16/04/2018	19/02/2019
A.C17.AG	p.ma GIULIA 1	17/04/2018	19/02/2019
A.C8.ME	p.ma AZALEA B	10/04/2018	19/02/2019
Cervia Mare	p.me CERVIA A-K-CL.	09/11/2017	19/02/2019

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



Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Rubicone (iii)	18/07/2018	19/02/2019
A.C33.EA	p.ma NAOMI-PANDORA	16/04/2018	19/06/2019
A.C26.EA	p.me PCW A-T	22/11/2017	19/06/2019
A.C26.EA	p.me PCW B-C	17/04/2018	19/06/2019
A.C1.AG	p.me GARIBALDI A-T-CL.	19/02/2018	19/06/2019
A.C1.AG	p.me AGOSTINO A-CL.	10/04/2018	19/06/2019
A.C1.AG	p.me GARIBALDI C-K	19/02/2018	19/06/2019
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Casalborsetti (iv)	04/07/2018	19/06/2019
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

VGR

CONCESSIONE	IMPIANTO / motivo	PRESENTAZIONE	ACCETTAZIONE
A.C9.AG	p.me ADA 2-4 / ch.min. pozzi ADA 2 e 4	21/01/2020	15/04/2021

REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE

CONCESSIONE	IMPIANTO	PRESENTAZIONE	ACCETTAZIONE
A.C5.AV	p.ma ANTONELLA	09/11/2021	iter in corso

Note:

(i) come prima accettazione è stata indicata la data del verbale in cui è stata accettata la RGR, non la comunicazione di accettazione alla società.

(ii) comprende le seguenti p.me: Angela-Angelina, Angela Cluster, Amelia B-C-D, Amelia A, Guendalina, Tea, Armida, Armida 1, Diana, Antares, Antares 1, Porto Corsini C (PC-C), Porto Corsini 80 (PC-80), Porto Corsini 80bis (PC-80bis), Porto Corsini Mare Sud 1 (PCMS1), Porto Corsini Mare Sud S2 (PCMS2), Porto Corsini 73 (PC73)

(iii) comprende le seguenti p.me: Arianna A-CL., Cervia A-K-CL., Cervia B, Cervia C, Morena 1, Naide, Anemone B, Anemone Cluster, Azalea A, Azalea B Prod-Perf, Antonella, Benedetta 1.

(iv) comprende le seguenti p.me: Agostino A-CL., Agostino B, Agostino C, Garibaldi A-T-CL., Garibaldi B, Garibaldi C-K, Garibaldi D, PCW A-T, PCW B-C, Naomi Pandora.

(v) L'impianto di perforazione Jack Up "Key Manhattan", la cui prima RGR era stata accettata dalla Sezione UNMIG BO, opera attualmente nel territorio di competenza UNMIG NA.

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

**UNMIG RM****RGR**

CONCESSIONE	IMPIANTO	PRIMA PRESENTAZIONE	PRIMA ACCETTAZIONE (a)
	Jack Up "Key Manhattan"	15/06/2017 (UNMIG BO)	21/12/2017 (UNMIG BO)
B.C10.AS	p.ma GIOVANNA	21/02/2018	19/03/2019
B.C5.AS	p.ma FRATELLO CLUSTER	10/04/2018	11/11/2019
B.C10.AS	p.ma EMMA W	10/01/2018	19/03/2019
B.C22.AG	p.ma CALPURNIA	17/04/2018	17/06/2019
B.C17.TO	p.ma BONACCIA	17/04/2018	17/06/2019
A.C7.AS	p.me BARBARA C-T-T2	16/01/2018	11/06/2018
A.C36.AG	p.ma FAUZIA	24/11/2017	11/06/2018
B.C13.AS	p.ma CLARA NW	18/12/2017	17/06/2019
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
A.C13.AS	p.ma DARIA A - B	06/03/2018	14/05/2019
A.C12.AG	p.ma BRENDA	19/03/2018	(c)
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
B.C3.AS	p.ma ELEONORA	17/04/2018	11/11/2019
B.C3.AS	p.ma EMILIO	04/07/2018	19/03/2019
B.C14.AS	p.ma CALIPSO	17/04/2018	17/06/2019
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Pineto (TE)	09/07/2018	11/11/2019
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Grottammare (AP)	04/07/2018	21/10/2020
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Fano (PU)	03/07/2018	(e)
Varie	Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Falconara Marittima (AN)	18/07/2018	17/06/2019
A.C7.AS	p.ma BARBARA F/SSD	23/02/2017	09/11/2017

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



	XIII		
A.C12.AG	p.ma BASIL	16/04/2019	25/07/2019
B.C13.AS	p.ma CLARA EST	10/12/2021	(i)
B.C1.LF	p.me SANTO STEFANO MARE 101 - 3/7 - 8 bis	17/07/2018	26/07/2021
B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 1/9	17/07/2018	26/07/2021
B.C1.LF	p.ma SANTO STEFANO MARE 4	17/07/2018	26/07/2021
B.C8.LF	p.me ROSPO MARE A - B - C	18/06/2018	(l)
B.C8.LF	F.S.O. ALBA MARINA	29/06/2018	(l)
B.C2.LF	p.me SAN GIORGIO MARE 3 - 6 - C	13/07/2018	iter in corso
B.C7.LF	p.me SARAGO MARE A - 1	12/07/2018	iter in corso
B.C7.LF	p.ma VONGOLA MARE	16/07/2018	iter in corso

VGR

CONCESSIONE	IMPIANTO	PRESENTAZIONE	ACCETTAZIONE
B.C3.AS	p.ma EMILIO/Key Manhattan	13/09/2018	19/03/2019
B.C5.AS	p.ma VIVIANA 1 bis/Key Manhattan	13/09/2018	19/03/2019
B.C14.AS	p.ma CALIPSO/Key Manhattan	29/11/2019	08/10/2021
B.C17.TO	p.ma BONACCIA NW/Key Manhattan	20/12/2019	08/10/2021
A.C12.AG	p.ma BRENDA/Key Manhattan	11/02/2019	25/07/2019
A.C12.AG	p.ma BASIL/Key Manhattan	17/04/2019	25/07/2019
A.C32.AG	p.ma ANNALISA/Key Manhattan	25/09/2019	23/12/2019
B.C21.AG	p.ma FABRIZIA/Key Manhattan	07/07/2021	24/01/2022
B.C21.AG	p.ma JOLE/Key Manhattan	07/07/2021	24/01/2022
B.C13.AS	p.ma CLARA EST/Key Manhattan	15/12/2021	(i)

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



REVISIONE RGR per modifica sostanziale

CONCESSIONE	IMPIANTO	PRESENTAZIONE	ACCETTAZIONE
B.C3.AS	p.ma EMILIO/Key Manhattan	13/09/2018	19/03/2019
B.C5.AS	p.ma VIVIANA 1 bis/Key Manhattan	13/09/2018	19/03/2019
B.C14.AS	p.ma CALIPSO/Key Manhattan	29/11/2019	08/10/2021
B.C17.TO	p.ma BONACCIA NW/Key Manhattan	20/12/2019	08/10/2021 (g)
A.C12.AG	p.ma BRENDA/Key Manhattan	11/02/2019	25/07/2019
A.C12.AG	p.ma BASIL/Key Manhattan	17/04/2019	25/07/2019
A.C32.AG	p.ma ANNALISA/Key Manhattan	25/09/2019	23/12/2019
B.C21.AG	p.ma FABRIZIA/Key Manhattan	07/07/2021	24/01/2022
B.C21.AG	p.ma JOLE/Key Manhattan	07/07/2021	24/01/2022
B.C13.AS	p.ma CLARA EST/Key Manhattan	15/12/2021	(i)

- (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) l'impianto di perforazione Jack Up "Key Manhayyan", la cui prima RGR è stata accettata dalla Sezione UNMIG BO, opera attualmente nel territorio di competenza della Sezione UNMIG NA
- (c) mai accettata in quanto in data 11/02/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (d) in data 29/11/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (e) 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
- (f) comprendeva anche l'impianto di perforazione modulare Super Sundowner XIII per interventi di work over di pozzi montato sulla piattaforma Barbara F
- (g) la p.ma BONACCIA NW è fuoriuscita dal Network Falconara
- (h) in data 29/11/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (i) in data 19/05/2022 si è riunito il Comitato periferico che ha accettato la RGR e la VGR prescrivendo l'invio di documentazione, ancora non pervenuta
- (l) in data 23/11/2022 si è riunito il Comitato periferico che ha accettato le due RGR prescrivendo l'invio di documentazione che è pervenuta dalla Società; in corso di accettazione definitiva.

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

**UNMIG NA****RGR**

<i>CONCESSIONE</i>	<i>IMPIANTO</i>	<i>PRIMA PRESENTAZIONE</i>	<i>PRIMA ACCETTAZIONE</i>
D.C1.AG	p.ma "Luna A"	27/06/2018	05/12/2019
D.C1.AG	p.ma "Luna B"	27/06/2018	05/12/2019
D.C1.AG	p.ma "Hera Lacinia Beaf"	27/06/2018	05/12/2019
D.C1.AG	p.ma "Hera Lacinia 14"	27/06/2018	05/12/2019
C.C6.EO	p.ma "Vega A"	06/06/2018	12/09/2018
C.C6.EO	FSO "Leonis"	04/06/2018	12/09/2018
C.C3.AG	p.ma "Perla"	21/05/2018	20/03/2019
C.C3.AG	p.ma "Prezioso"	19/03/2018	20/03/2019
F.C2.AG	sconnessione FPSO "Firenze" conservazione passiva campo sottomarino "Aquila"	24/01/2018	10/07/2018
C.C1.AG	p.ma "Gela 1"	24/05/2018	20/03/2019

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
C.C3.AG	p.ma "Prezioso"	29/08/2022	iter in corso

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



2.4 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 e 2021. 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 2021)”* di cui si riferisce al par. 3.1.4.

In relazione alla emergenza sanitaria COVID-19 continuano a rimanere aperti i tavoli di discussione e di confronto coordinati dal Gruppo EUOAG (*European Union Offshore Authority Group*), il gruppo tecnico consultivo della Commissione che riunisce le autorità competenti per la sicurezza *offshore* degli Stati UE. Specificatamente, gli elementi della discussione e del confronto sono ruotati attorno ad alcuni concetti chiave relativi alla: (1) operatività delle Autorità Competenti per la *offshore*; (2) operatività dei *players* industriali; (3) riduzione del personale e modifica della turnazione lavorativa; (4) misure di igiene, salute e sicurezza per emergenza CoViD-19; (5) *Worst Case Scenario*; (6) emergenza sanitaria e la Relazione Grandi Rischi; (7) altri temi di attenzione quali ad esempio: eventuali maggiori rischi per la sicurezza informatica (telelavoro, riunioni on-line, operazioni a distanza); mancata redditività della produzione ai livelli attuali del prezzo del petrolio. In questo ambito, è stata posta in particolare evidenza, per quanto concerne le funzioni specifiche assegnate al Comitato Offshore, la necessità di fornire da parte delle Autorità elementi di condivisione da indirizzare agli Operatori in ordine soprattutto a: *Worst Case Scenario* ed emergenza sanitaria e Relazione Grandi Rischi.

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



Proseguendo nel riferire sulle attività in collaborazione con la Commissione Europea, si evidenzia come si stia continuando a lavorare congiuntamente alle autorità competenti europee i necessari approfondimenti ed aggiornamenti ai Piani di Risposta Esterne all'Emergenze, che fanno seguito a due precedenti studi pubblicati nel 2018 dal *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).

Altre attività in collaborazione con la Commissione Europea hanno come oggetto:

- recenti sviluppi in materia di sicurezza offshore, incidenti, esperienze comuni, buone pratiche e dismissione di piattaforma finanziata dalla Commissione Europea dal titolo: *Study on Decommissioning of offshore oil and gas installations: a technical, legal and political analysis* <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d7d51a5-8d44-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en> di cui si riporta una breve sintesi in Allegato 4.
- 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;

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



- 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).

2.5 Ulteriori attività

Continua il lavoro del Comitato - attraverso la *partnership* del *Network CLYPEA* per la sicurezza offshore della DG ISSEG del MISE (ora DG IS del MASE). 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 MITE (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.

2.6 Prospettive future

- Continua a essere attesa la revisione della Direttiva – 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

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



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.

- E' stato pubblicato (11 febbraio 2022) 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 prorogato i 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; 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*.
- 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 2.1.3).

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



- Continua a rimanere aperta nel Comitato la annosa questione relativa alle tipologie di spese che possono essere coperte nell'ambito della disponibilità economica conseguente al versamento da parte degli Operatori dell'1 per mille delle opere da realizzare a mare. In particolare, la questione concernente il rimborso delle spese per attività ispettive, sembra ricorrere una incongruenza normativa fra quanto previsto dai commi 7 e 9 dell'art. 8 del D.lgs. n. 145/2015, laddove rispettivamente il legislatore dispone che *"Ai componenti del Comitato non è dovuto alcun compenso o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite"* e, al contempo *"Le spese sostenute dal Comitato nello svolgimento dei propri compiti, a norma del presente decreto, sono poste a carico degli operatori....."*. La questione riveste particolare rilevanza tenuto conto della necessità di controlli ispettivi di sicurezza sulle installazioni a cui il Comitato è tenuto a norma del D.Lgs. 145/2015.

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



PARTE III: DOCUMENTI

3.1 Documenti originati dal Comitato

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

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

Le priorità di azione

- a. per gli **impianti esistenti** l'adeguamento è stato previsto per 19/07/2018, sarà pertanto emanata una circolare alle società interessate richiamando gli adempimenti relativi alla presentazione delle Relazioni Grandi Rischi per gli impianti esistenti;
- b. tenuto conto della mole delle Relazioni Grandi Rischi che verranno presentate, verrà concesso stabilire la possibilità di presentare le RGR per gruppi di impianti art. 9 comma 5 del DPCM secondo casistiche (per esempio tutti gli impianti che fanno riferimento ad una stessa concessione, gruppi di impianti connessi ecc.);
- c. trattazione prioritaria degli impianti di produzione olio per il loro maggior impatto ambientale in caso di sversamenti;

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



- d. raccolta della documentazione in ordine alla effettuazione di esercitazioni in risposta ad emergenze esterne.

Ispezioni

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

- Ispezioni per il Comitato periferico:

- a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, secondo quanto indicato nel DPCM:
- i. per le comunicazioni, una eventuale visita preliminare da parte del Comitato periferico, tutto ciò unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96 che prevedono specifiche autorizzazioni;
 - ii. per l'accettazione RGR, almeno una visita preventiva da parte della Sezione UNMIG competente e una visita preliminare da parte del Comitato Periferico, unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96;
- b. per gli impianti di produzione, successivamente con cadenza biennale dalla data di accettazione della RGR da effettuarsi unitamente alle eventuali verifiche periodiche effettuate dalle commissioni ex art. 40

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



DPR 886/79 e ex art. 90 – 93 DPR 624/96 eventualmente anche ex art. 49 codice navigazione;

- c. per gli impianti non destinati alla produzione, ispezioni ordinarie nel corso delle attività da parte dei singoli organi di vigilanza secondo le proprie competenze, UNMIG, CP e VVF (in modo congiunto e non) e, su richiesta del Comitato periferico, in caso di particolari tipologie e complessità delle attività.

- Ispezioni per il Comitato Centrale:

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

3.1.2 La guida tecnica relativa alle modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1, lettera bb) del D.Lgs 145/2015 approvata nella seduta del 27 luglio 2017. In essa sono riportate le tipologie di attività da

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

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 5), 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 2022. Tale relazione (per l'anno 2021) 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 16 maggio 2022 si è riunita la Commissione di Consultazione Tripartita (Autorità Competente, Operatori, Sindacati) secondo le modalità

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

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 6, per Eni in Allegato 7, per Energean in Allegato 8.

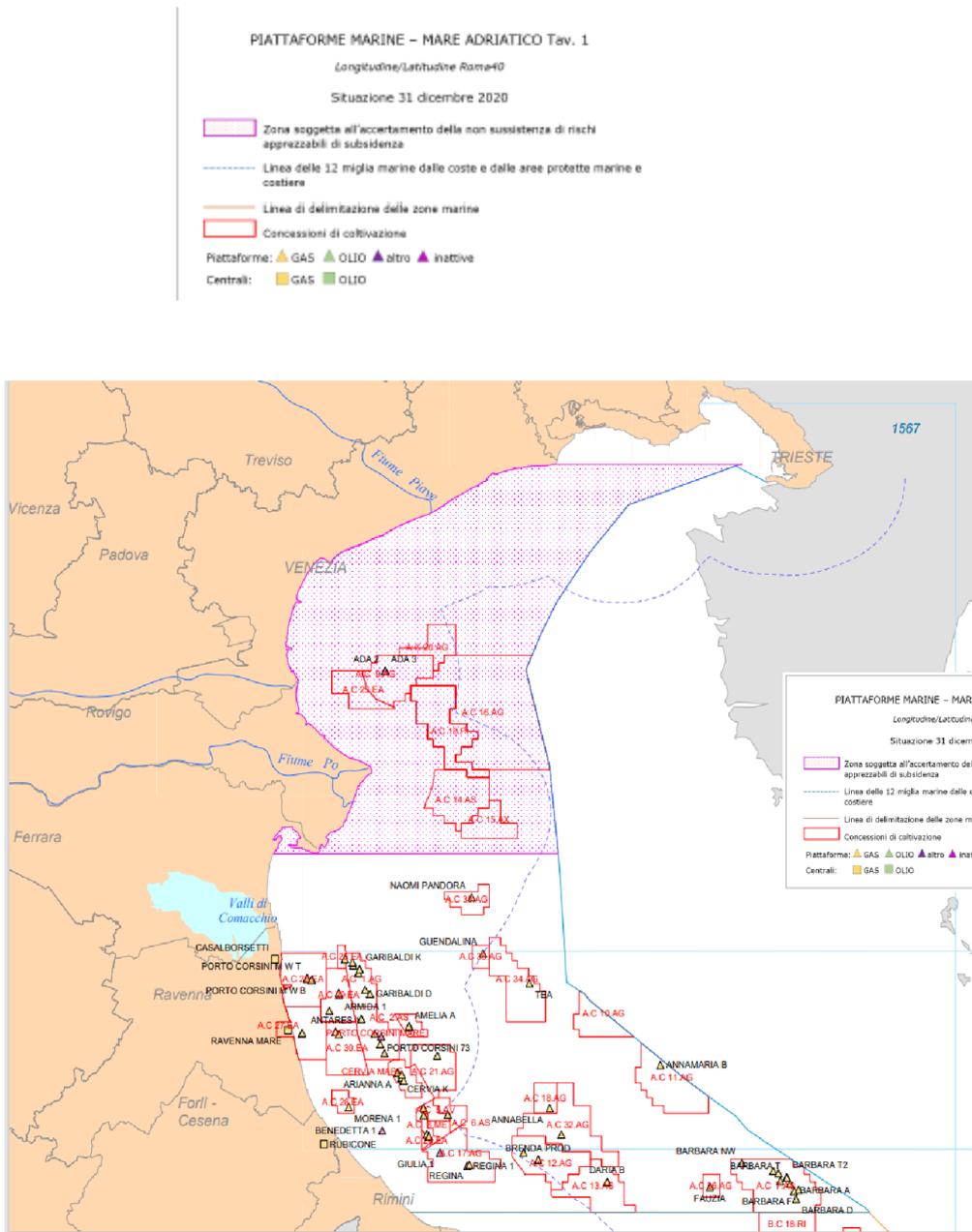
Si evidenziano in particolare:

- per Eni 47 concessioni minerarie di coltivazione (in precedenza al PiTESAI erano 60) per una superficie totale pari a 4525,29 km², e di 8 permessi di ricerca (in precedenza al PiTESAI erano 8) per una superficie totale pari a 1839,50 km².
- Per EniMed 3 concessioni minerarie di coltivazione (in precedenza erano 2) per una superficie totale pari a 365,31 km²
- Per Energean 5 concessioni minerarie di coltivazione per 455.41 km².

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



Carte titoli vigenti e relativi impianti



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

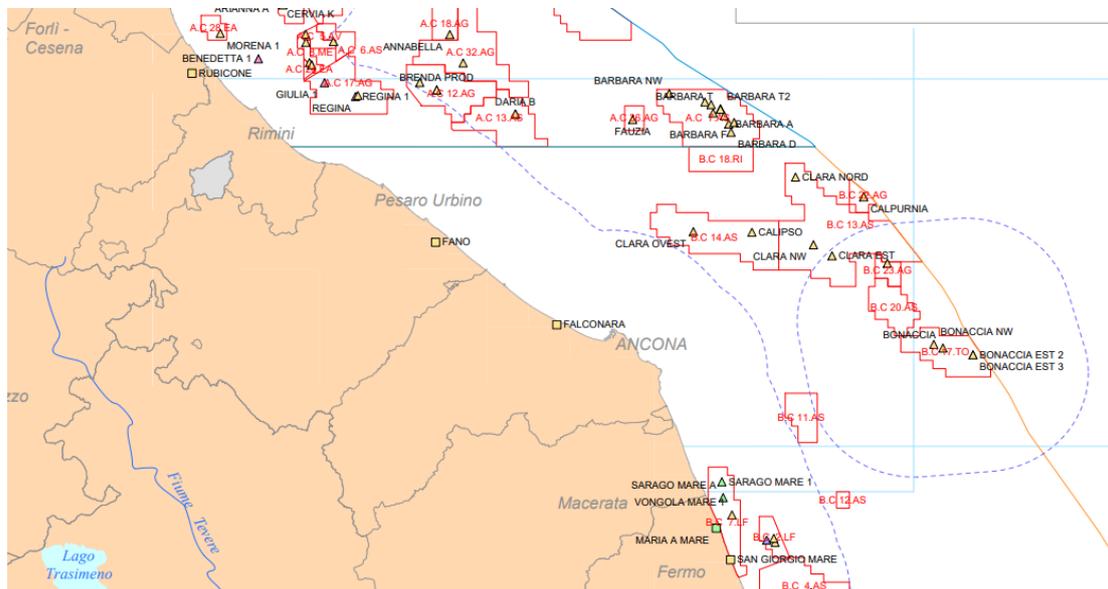


PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 2

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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



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

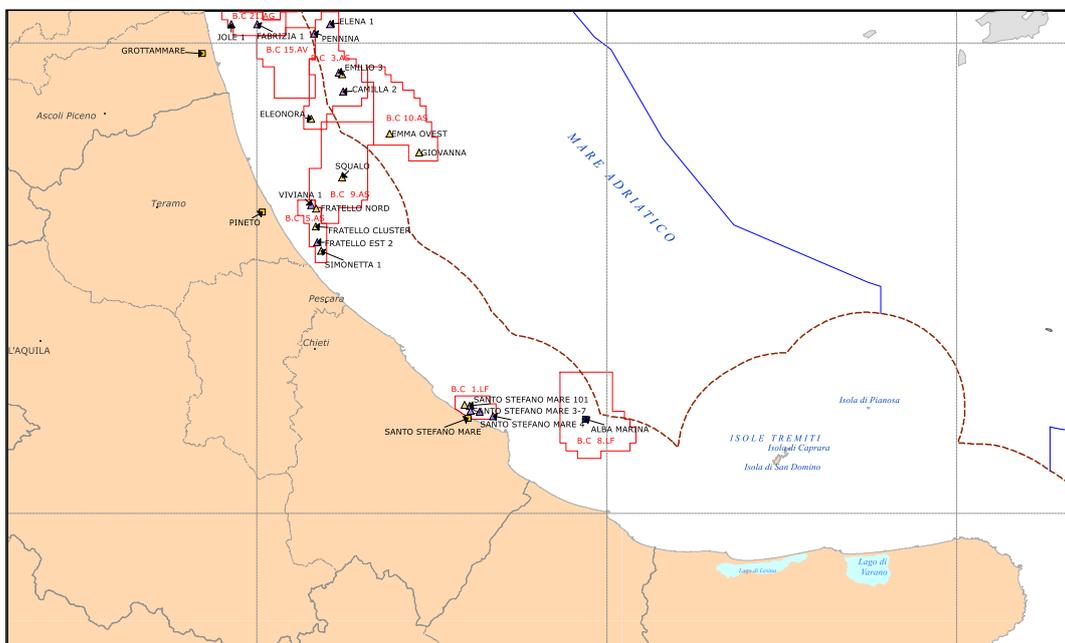


PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 3

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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



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

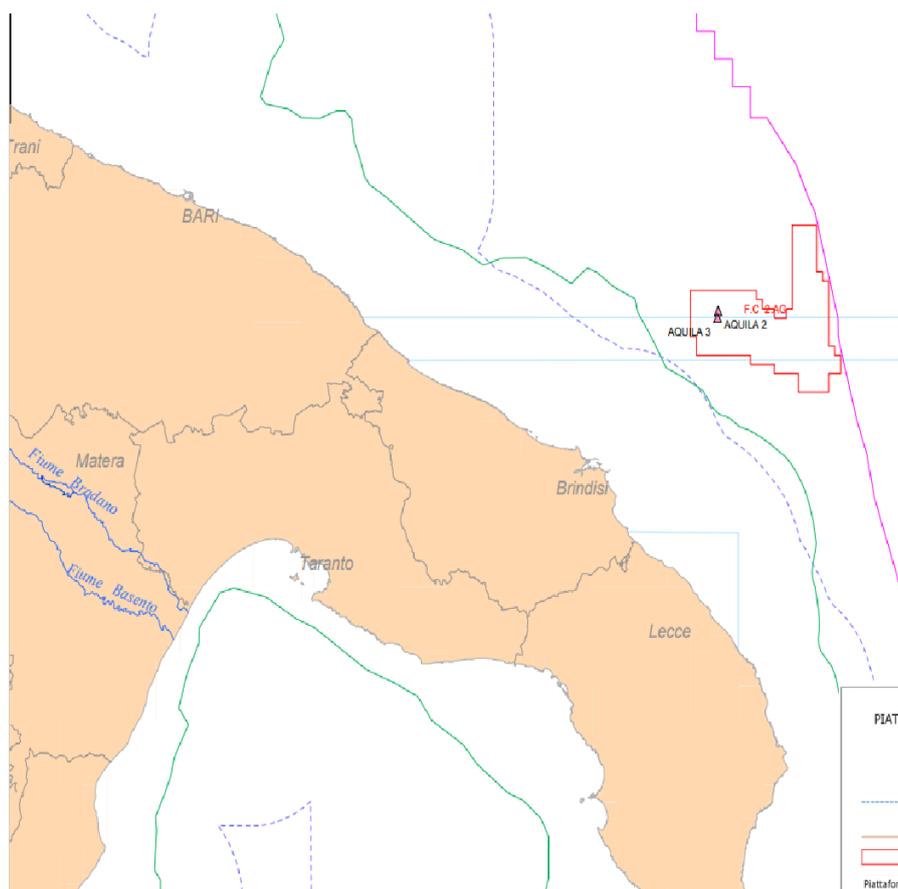


PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO E IONIO Tav. 4

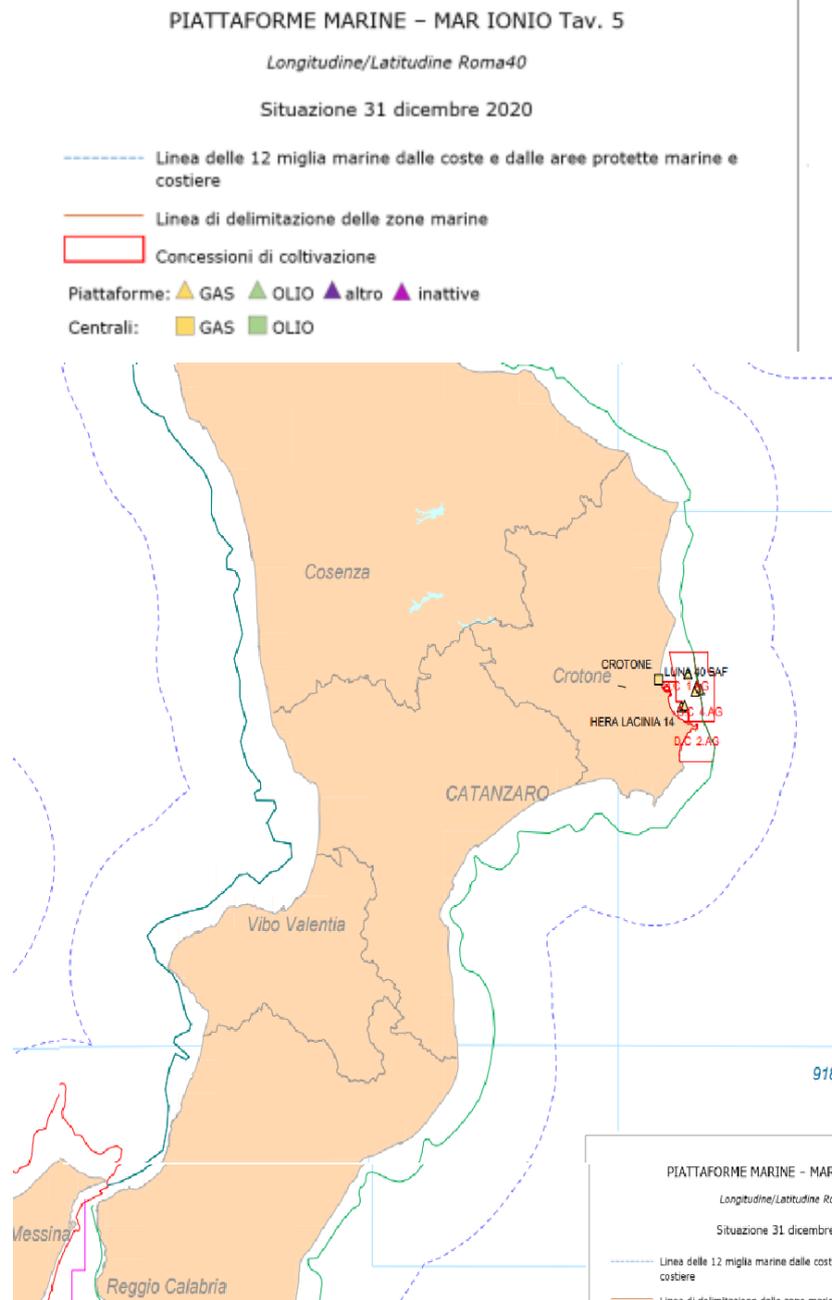
Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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



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



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

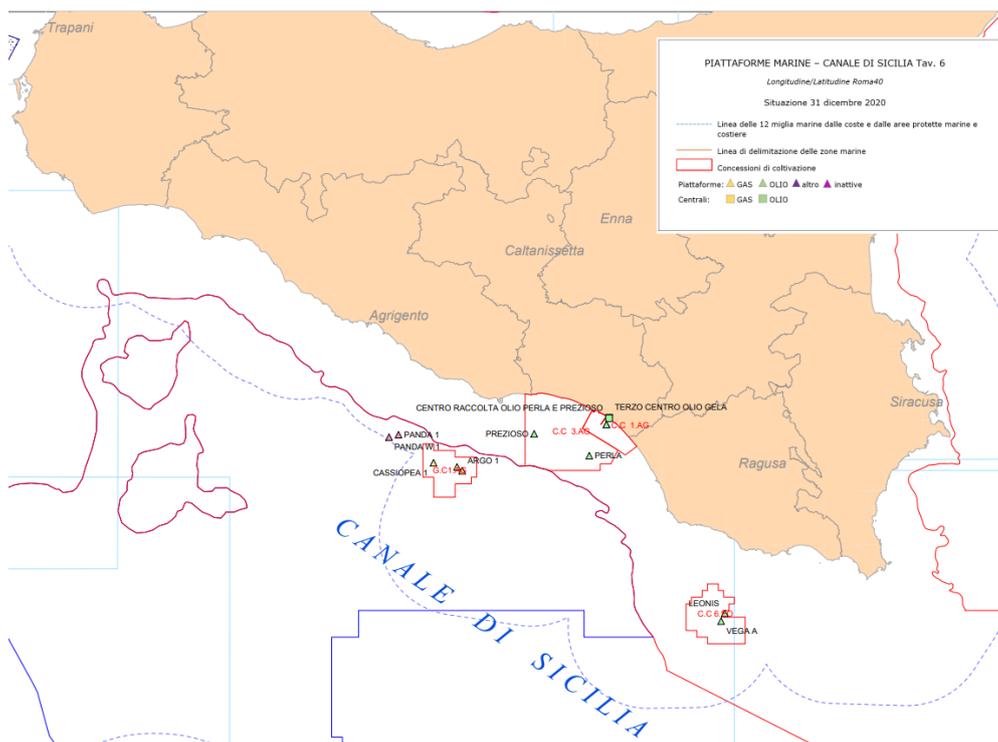


PIATTAFORME MARINE – CANALE DI SICILIA Tav. 6

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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



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



ELENCO DEGLI ALLEGATI

- Allegato 1: DPCM 27 settembre 2016 “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 2: DPCM 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: Sintesi dello “Study on Decommissioning of offshore oil and gas installations: a technical, legal and political analysis – Final Report”, Luxembourg: Publications Office of the European Union, European Community, 2022 - <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d7d51a5-8d44-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en>
- Allegato 5: Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2021) inviata *DG Energia-Commissione Europea* a maggio 2022.
- Allegato 6: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione del 16 maggio 2022.
- Allegato 7: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione del 16 maggio 2022.
- Allegato 8: Documenti di consultazione tripartita di Energean approvato nella riunione del 16 maggio 2022.

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



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>

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



MARPOL	<i>International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi)</i>
MATM	<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>
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>

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



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>

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

<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>

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

<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>
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>
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>
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>
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>
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>
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>
Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28.12.2021, <i>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</i>
Art. 16 del Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17 <i>recante “Misure urgenti per</i>

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

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

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

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

email: ezio.mesini@unibo.it

Pec: ezio.mesini@pec.it

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

PAGINA BIANCA

COURTE DEI CONTI



0036013-22/11/2016-SCCLA-PCGEPRE-A

FUNZIONAMENTO
COMITATO

MOD. 247

Al Presidente del Consiglio dei Ministri

Vista 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;

Visto 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;

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

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

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 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;

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

Visto 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;

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 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;

Visto 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;



PER COPIA CONFORME

1

MOD. 247
PC.M. 194

MOD. 247



Al Presidente del Consiglio dei Ministri

Visto 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 Sezioni*: le Sezioni UNMIG di cui all'articolo 2, comma 1, lettera qq), 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: "DGS/AIE"): autorità preposta al rilascio delle licenze di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto legislativo 18 n. 145 del 2015;



COPIA CONFORME

2

MODULARIO
P.C.M. 194

MOD. 247



Al 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 i), 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;



MODULARIO
P.C.M. 194

MOD. 247

*Al Presidente del Consiglio dei Ministri*

- 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 esprimerà nelle materie 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 consesso 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



COPIA CONFORME

4

Camera dei Deputati ARRIVO 17 aprile 2023 Prot: 2023/0000592/ITN

MODULARIO
P.C.A. 194

MOD. 247



Al 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 DGSIAE, 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 constati l'esistenza da parte dell'operatore di inadempienze alle previsioni di cui al decreto legislativo n. 145 del 2015, ne informa la DGSIAE 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



COPIA CONFORME

5

MODULARO
P.G. 194

MOD. 247



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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 I, 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 *a*), 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 I, 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. Fermo 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.



PER COPIA CONFORME

6

MODULARIO
P.C. AL. 104

MOD. 247

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 I, 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 I, 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'accettazione 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)*, *q)* 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 pozzo *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;



7

MODULARE
P.C.M. 191

MOD. 247



Al Presidente del Consiglio dei Ministri

- 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

8

Camera dei Deputati ARRIVO 17 aprile 2023 Prot: 2023/0000592/ITN

MODULARE
P.C.M. 194

MOD. 247



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

ART. 12 (Sanzioni)

1. Qualora il Comitato accerti infrazioni 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

SECRETARIATO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCOFFRONTAMENTO
DI REGOLARITÀ AMMINISTRATIVO/CONTABILE
VISTO E ANNOTATO AL N. 2463/2016
Roma, 16.11.2016
IL REVISORE

Seof i



p. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
IL SOTTOSEGRETARIO DI STATO
(Prof. Claudio De Vincenti)

CDV

COPIA CONFORME

CORTE DEI CONTI
UFFICIO CONTROLLO ATTI
MINISTERI GIUSTIZIA E AFFARI ESTERI
Reg.ne - Prev. n. 3185

- 6 DIC. 2016
IL MAGISTRATO



PER COPIA CONFORME


Camera dei Deputati ARRIVO 17 aprile 2023 Prot: 2023/0000592/ITN



Presidenza del Consiglio dei Ministri

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

18SEG VII
Presidenza del Consiglio dei Ministri

DICA 0027676 P-4.8.1.1
del 04/10/2021



36180609

Ministero dello Sviluppo Economico
AOO Energia
Struttura: MISE2020_DGISSEG_UffProt
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0031230 - 19/10/2021 - INGRESSO

Al

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

segreteria.capogabinetto@pec.minambiente.it

E.p.c

Al

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
Uffici di diretta collaborazione del Ministro

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

MOD. 247

CORTE DEI CONTI - SCEN_LEA - SCCTA -
0043152 - Ingresso - 03/09/2021 - 12:15

8803



Al Presidente del Consiglio dei Ministri

VISTA la legge 23 agosto 1988, n. 400, recante disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei ministri;

VISTO il decreto legislativo 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;

MODULARIO
P. C. M. 194

MOD. 247



Al 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;

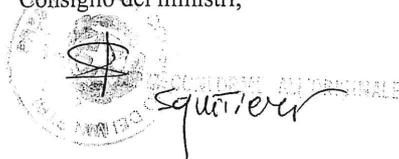
RITENUTO, di confermare, nell'incarico di esperto con funzioni di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, il professor Ezio Mesini;

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 AGO 2021

ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - S.

UFFICIO DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
SEGRETERIO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCONTRO
DI REGOLARITÀ AMMINISTRATIVO CONTABILE
VERO E ANNOIATO AL N. 3456
PROT. 3118/2021
IL RESPONSABILE
D. M. Molini

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

*Ministero dello Sviluppo Economico*

GABINETTO DEL MINISTRO

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

Ministero dello Sviluppo Economico
Uffici diretta collaborazione del Ministro
Struttura: UDCM_GAB
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 tripartita 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 Luisi)



Ministero dello Sviluppo Economico

II 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:

- 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

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

2. Possono essere oggetto di consultazione tripartita su richiesta del Comitato, dell'operatore o del rappresentante dei lavoratori:
 - a. la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi di cui all'articolo 19, comma 1, e allegato 1 paragrafo 8, del D.Lgs. 145/15 relativamente all'impegno dell'operatore a favorire i meccanismi di consultazione;
 - b. le comunicazioni di cui agli articoli 11, comma 1, lettera c), h) e i) e comma 3 e 5, 15 comma 1, e 16 comma 1, del D.Lgs. 145/2015,
3. La consultazione può avere luogo anche per la definizione di progetti specifici su materie oggetto di accordo tripartito e può essere richiesta da uno qualsiasi dei soggetti interessati, purché venga fatta richiesta al Comitato di avviare la fase di consultazione secondo gli ordinari criteri fissati dall'accordo di consultazione.

Articolo 4

(Modalità per la stipula dell'accordo)

1. Ai fini della stipula dell'accordo formale di consultazione tripartita di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/2015 il Comitato, ai sensi dell'articolo 6, comma 7, dello stesso decreto, predisporre 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;

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

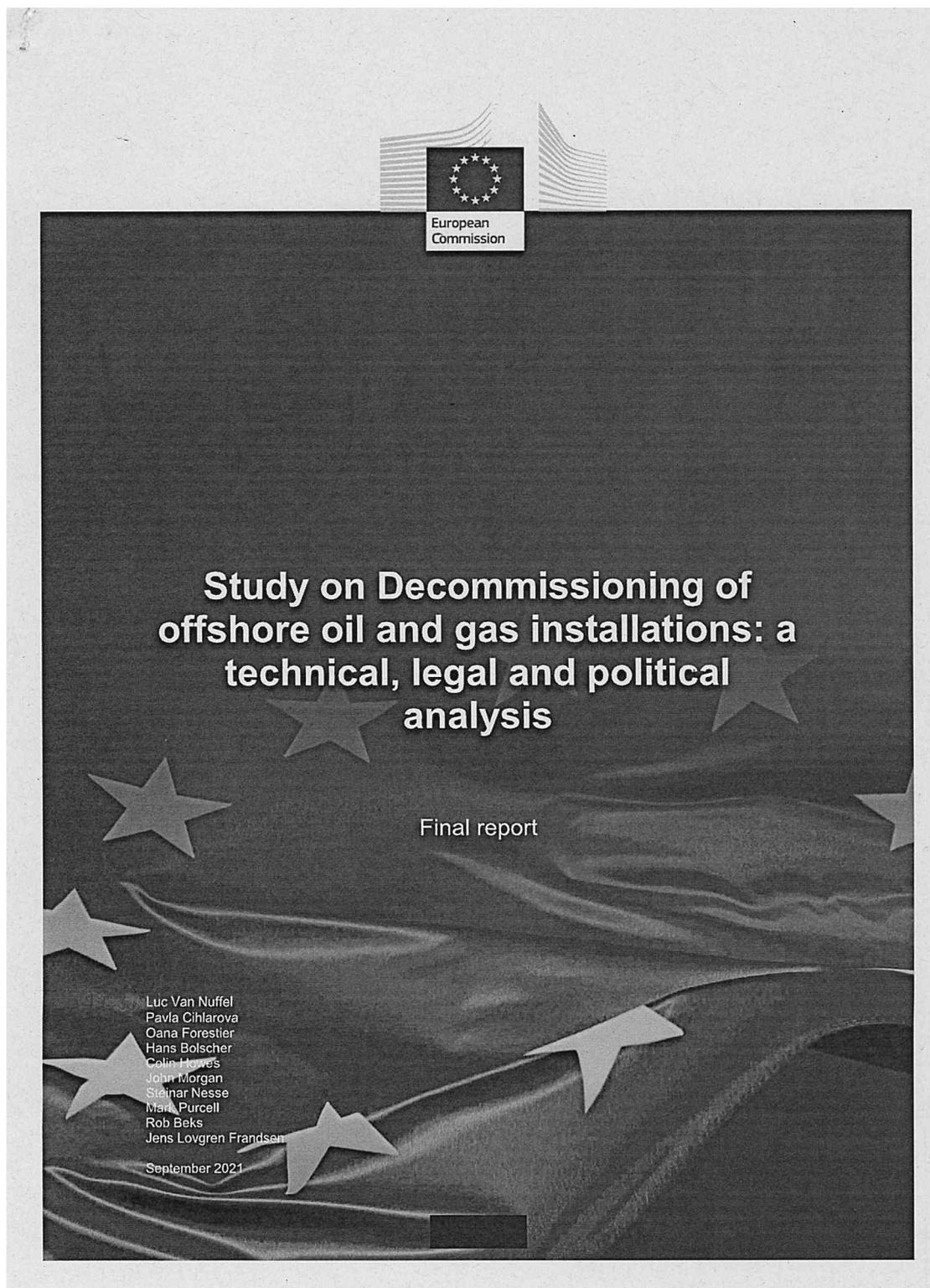
(Invarianza finanziaria)

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


Il Ministro



ALLEGATO 4

STUDY ON DECOMMISSIONING OF OFFSHORE OIL AND GAS
INSTALLATIONS: A TECHNICAL, LEGAL AND POLITICAL ANALYSIS

Trinomics 


DNV

Camera dei Deputati ARRIVO 17 aprile 2023 Prot: 2023/0000593/TN

EUROPEAN COMMISSION

Directorate-General for Energy
Directorate B — Internal Energy Market
Unit B4 — Energy Security and Safety

Contact: Dr. Jörg Köhli

E-mail: joerg.koehl@ec.europa.eu

European Commission
B-1049 Brussels

EUROPEAN COMMISSION

**Study on Decommissioning of
offshore oil and gas installations: a
technical, legal and political
analysis**

Final report

Camera dei Deputati ARRIVO 17 aprile 2023 Prot: 2023/0000593/TN

EUROPEAN COMMISSION

Manuscript completed in September 2021

LEGAL NOTICE

This document has been prepared for the European Commission however it reflects the views only of the authors, and the European Commission is not liable for any consequence stemming from the reuse of this publication. More information on the European Union is available on the Internet (<http://www.europa.eu>).

PDF ISBN 978-92-76-47526-2 doi: 10.2833/580313 MJ-06-22-084-EN-N

Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2022

© European Union, 2022



The reuse policy of European Commission documents is implemented by the Commission Decision 2011/833/EU of 12 December 2011 on the reuse of Commission documents (OJ L 330, 14.12.2011, p. 39). Except otherwise noted, the reuse of this document is authorised under a Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY 4.0) licence (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>). This means that reuse is allowed provided appropriate credit is given and any changes are indicated.

For any use or reproduction of elements that are not owned by the European Union, permission may need to be sought directly from the respective rightholders.

EUROPEAN COMMISSION

Table of Contents

ACRONYMS	10
EXECUTIVE SUMMARY	13
Background and Legal Challenges	13
Decommissioning in the EU, UK and Norway	13
Stakeholder Input	15
Analysis Outcomes	16
1. Scope and objectives	18
1.1. Background	18
1.2. Objective of the study	18
1.3. Emphasis of the study	19
1.4. Methodology and report structure	20
2. Offshore oil & gas infrastructure decommissioning	22
2.1. What is decommissioning?	22
2.2. What are the main issues?	23
2.3. Overview of the offshore oil and gas industry in the EU, Norway and the UK	24
2.4. Decommissioning cost	25
2.4.1. Introduction	25
2.4.2. Main cost drivers	26
2.4.3. Total cost estimates	26
2.4.4. Expected decommissioning timing	27
3. Legal Framework for decommissioning of offshore oil and gas assets	28
3.1. International and regional legal instruments	28
3.2. EU legislation	29
3.3. National legislation	30
3.4. Strengths and weaknesses of the current legal framework	33
3.5. Potential areas for improvement of the regulatory framework	34
4. Environmental Impact of offshore oil and gas infrastructure Decommissioning	36
4.1. Infrastructure left in-situ	36
4.2. Wells	37
4.3. Environmental assessment	38
4.3.1. Comparative Assessment Process	38
4.3.2. Strengths and Weaknesses of Comparative Assessment	43
4.4. Environmental monitoring	45
4.5. Potential areas for improvement	45
5. Best Practice in Decommissioning	46
5.1. Planning for Decommissioning	46
5.2. Removal of Structures	46
5.3. Well Decommissioning	47
5.4. Pipeline Decommissioning	47
5.5. Identification and Classification of Decommissioning Costs	48
5.5.1. Impact of Decommissioning Cost Estimates	50
6. Areas for potential improvement by EU measures	51
6.1. Methodology	51
6.2. Shortcomings with remedial options taken forward to impact assessment in Section 7	52
6.3. Shortcomings with remedial options NOT taken forward to impact assessment in Section 7	56

EUROPEAN COMMISSION

7. Impact Analysis of potential measures.....	61
7.1. EU Legislation for decommissioning (Topic 5).....	61
7.2. Guidance for common well decommissioning requirements (Topic 1).....	63
7.3. Long Term Monitoring of Oil and Gas Infrastructure Left in-situ (Topic 2)	65
7.4. Cost provision for very long-term liability (Topic 7).....	67
8. Conclusions	69
8.1. Potential improvement measures	69
8.2. EU Legislation for Decommissioning.....	70
8.2.1. Draft Proposal for a Potential EU Directive on Decommissioning of Offshore Oil and Gas Infrastructure	70
8.2.2. Impact of the Draft Proposal for a Potential EU Directive on Decommissioning of Offshore Oil and Gas Infrastructure	75
8.3. Responsibility for Long-Term Monitoring of Decommissioned Infrastructure	77
8.4. Cost Provision for Very Long-Term Liability for Decommissioned Infrastructure	78
8.5. Common Well Decommissioning Guidance	79
8.5.1. Impact of Common Well Decommissioning Guidelines	80
8.6. Timing of the potential measures' implementation: two scenarios	81
APPENDIX A International and EU legal frameworks for decommissioning	83
A. 1 International legal framework.....	83
A.1.1 UN Law of the Sea Convention.....	83
A.1.2 International Maritime Organisation	84
A.1.3 London Convention	85
A.1.4. Concluding remarks.....	85
A.2 Regional legal framework of regional seas	87
A.2.1 OSPAR Convention.....	87
A.2.2. Barcelona Convention	90
A.2.3 Bucharest Convention	92
A.2.4 Helsinki Convention.....	92
A.2.5 Concluding remarks.....	93
A.3 European Union legislation.....	95
A.3.1 Offshore Safety Directive.....	95
A.3.2 Marine Strategy Framework Directive	95
A.3.3 Waste Framework Directive.....	96
A.3.4 Environmental Liability Directive	97
A.3.5 Environmental Impact Assessment Directive	97
A.3.6 Coverage of decommissioning aspects within EU legal instruments	98
APPENDIX B National legislative frameworks for decommissioning	100
B.1 The United Kingdom.....	100
B.1.1 Legislation	100
B.1.2 Comparative Assessment.....	106
B.1.3 Environmental legislative requirements	107
B.2 Norway	110
B.2.1 Legislation	110
B.2.2 Environmental legislative requirements	112
B.3 The Netherlands.....	115
B.3.1 Legislation	115
B.4 Denmark.....	118
B.4.1 Legislation	118
B.4.2 Environmental legislative requirements	120
B.5 Italy	121
B.5.1 Legislation	121
B.5.2 Environmental legislative requirements	124
B.6 Other concerned EU Member States.....	125

EUROPEAN COMMISSION

B.6.1 Croatia.....	125
B.6.2 Spain.....	126
B.6.3 Romania.....	126
B.6.4 Germany.....	128
B.6.5 Ireland.....	128
B.6.6 Greece.....	129
B.6.7 Poland.....	129
APPENDIX C Country overviews.....	130
C.1 UK.....	130
C.1.1 Installations and Decommissioning.....	130
C.1.2 Completed decommissioning projects.....	135
C.1.3 Decommissioning projects in regulatory planning / in the near future.....	136
C.2 Norway.....	138
C.2.1 Installations and decommissioning.....	138
C.2.1.1 Decommissioning Outlook and trends.....	138
C.2.2 Completed decommissioning projects.....	141
C.2.3 Decommissioning projects in regulatory planning.....	143
C.2.4 Environmental practices.....	144
C.2.5 Environmental monitoring.....	146
C.3 Netherlands.....	147
C.3.1 Infrastructure.....	147
C.3.2 Completed decommissioning projects.....	148
C.3.3 Decommissioning projects in regulatory planning / in the near future.....	149
C.4 Denmark.....	150
C.4.1 Infrastructure.....	150
C.4.2 Completed decommissioning projects.....	150
C.4.3 Decommissioning projects in regulatory planning / in the near future.....	150
C.5 Italy.....	153
C.5.1 Infrastructure.....	153
C.5.2 Completed decommissioning projects.....	153
C.5.3 Decommissioning projects in regulatory planning / in the near future.....	154
C.6 Other concerned EU-countries (Croatia, Spain, Romania, Germany, Ireland, Greece and Poland).....	155
C.6.1 Completed decommissioning projects.....	155
C.6.2 Decommissioning projects in regulatory planning / in the near future.....	156
C.7 Emerging Issues and Technology.....	158
C.7.1 Removal methods.....	158
C.7.2 Emerging issues.....	158
APPENDIX D Environmental Impacts of Decommissioning.....	159
D.1 Principal environmental impacts from decommissioning.....	159
D.1.1 Topsides.....	159
D.1.2 Steel Jacket substructures.....	159
D.1.3 GBS (Gravity Based Structures).....	160
D.1.4 GBS Cell Contents.....	161
D.1.5 Subsea Structures.....	162
D.1.6 Drill Cuttings.....	162
D.1.7 Wells.....	162
D.1.8 Pipelines.....	163
D.1.9 Mattresses.....	164
D.1.10 Floating Structures.....	164
D.2 How Environmental Impacts of Decommissioning are Assessed.....	165
D.2.1 Environmental Assessment.....	165
D.2.2 Comparative Assessment & similar methods.....	166
D.2.3 Identified Shortcomings and Potential Improvements.....	166
D.3 Effectiveness and methods of Environmental Monitoring.....	167

EUROPEAN COMMISSION

D.3.1 Monitoring before and during decommissioning.....	167
D.3.2 Post-decommissioning monitoring	167
D.3.3 Identified Shortcomings and Potential Improvements	167
APPENDIX E Decommissioning cost estimates	168
E.1 Introduction	168
E.2 The United Kingdom.....	168
E.3 Norway.....	175
E.4 EU.....	176
E.4.1 The Netherlands.....	176
E.4.2 Denmark.....	178
E.4.3 Italy.....	178
E.4.4 Croatia.....	179
E.4.5 Other Areas in EU Waters	179
APPENDIX F Questionnaire	180
F.1 Current Legislative Framework.....	181
F.2 Best Practice	182
F.3 Potential Changes in EU Legislation.....	183
F.4 Monitoring.....	184
F.5 Environmental Assessment	184
F.6 Re-Use of facilities.....	185
F.7 Consultation on Decommissioning.....	186
F.8 Other	186
APPENDIX G Case studies	187
G.1 Brae Bravo in the UK - a recent OSPAR derogation application.....	187
G.2 Frigg in the UK & Norway - a mature left in-situ structure.....	189
G.3 Windermere in the UK - typical small platform decommissioning	191
G.4 E18-A and Sillimanite - a re-use example in the Netherlands.....	193
G.5 Q13a-A PosHYdon - a re-use example in the Netherlands	195
G.6 Kinsale Area - Major decommissioning project in Ireland	196
G.7 Long Term Decommissioning Liability Coverage.....	197
References.....	198

EUROPEAN COMMISSION

ACRONYMS

AACE:	Association for the Advancement of Cost Engineering
ALARP:	As Low as Reasonably Practicable
ARO:	Asset Retirement Obligation
BAT:	Best Available Technology
bbl:	Barrel
BEIS:	Business, Energy and Industrial Strategy (UK)
BREF:	Best Available Techniques Reference Document
CA:	Comparative Assessment
CCS:	Carbon Capture and Storage
CNS:	Central North Sea (UK)
CoP:	Cessation of Production
DCENR:	Department of the Environment Climate and Communications (Ireland)
DEA:	Danish Energy Agency
DGSAIE:	Ministry of Economic Development
DSA:	Decommissioning Security Agreement
DSMA:	Decommissioning Security Monitoring Agreement
EA:	Environmental Appraisal
EBN:	Energie Beheer Nederland
EEA:	European Economic Area
EEZ:	Exclusive Economic Zone
EIA:	Environmental Impact Assessment
ELD:	Environmental Liability Directive
EU OAG:	European Union Offshore Authorities Group
FPSO:	Floating Production Storage and Offloading
FSU:	Floating Storage Unit
HHRM:	Hellenic Hydrocarbon Resource Management (Greece)
IFC:	International Finance Corporation
IMO:	International Maritime Organisation

EUROPEAN COMMISSION

EXECUTIVE SUMMARY

Background and Legal Challenges

Decommissioning offshore oil and gas infrastructure is the process of permanent resealing of wells such that remaining hydrocarbons cannot leak to the sea, or move between different rock strata, and the removal of offshore oil and gas infrastructure from the marine environment with the objective of leaving a clean sea-bed where technically possible, environmentally beneficial, and with the minimum risk to the safety of personnel involved in the decommissioning operation. Other than long-term environmental monitoring, decommissioning is the final stage in the lifecycle of an oil and gas production installation.

The Offshore Safety Directive (2013/30/EU) sets a legal framework for the safe decommissioning of offshore installations with respect to major (safety) hazards and the environmental impact that may follow such a major hazard event and the requirement for permanent sealing of the wells from the installation and the environment, but it does not explicitly address the overall aims of decommissioning and any remaining longer-term environmental effects if all infrastructure is not removed. There is no EU legislation on offshore oil and gas decommissioning specifically, although decommissioning is a 'project' as defined in the EIA Directive (2014/52/EU) and so falls within its scope and also under the scope of other EU environmental legislation, such as the Environmental Liability Directive (2004/35/EC) and the Marine Strategy Framework Directive (2008/56/EC to assess the pressure and impacts of this human activity on the marine environment). Collectively, under this legislation, the physical process of decommissioning is well-regulated, but EU legislation does not directly cover the principle aims of decommissioning that are in country-specific legislation, or in international conventions such as the Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic (OSPAR).

Given the above, the European Commission, through DG ENER, has commissioned Trinomics and DNV to carry out a technical, legal and political analysis of decommissioning of offshore oil and gas infrastructure in the EU to identify where potential gaps in the current decommissioning legislative framework exist and whether EU regulation on decommissioning is warranted.

Decommissioning in the EU, UK and Norway

In the EU, UK and Norway, a growing number of offshore oil and gas installations are reaching the end of their economically productive life and are entering the process of decommissioning. The main reasons for decommissioning an oil or gas field are either that its production is decreasing, making operating costs too high to sustain further operation, or that technical conditions require shut-down and it is considered uneconomic to upgrade the infrastructure to continue production of the remaining resources. Decommissioning is also expected to accelerate due to the shift from fossil fuels to renewable and low-carbon energy sources. Although decommissioning in the EU will not be completed until at least 2050, the costs are high now and it is estimated that €4.8bn will be spent in the EU-27 on decommissioning of oil and gas infrastructure in 2020-2030. Given this high level of activity and its impacts, the Commission has prioritised this study to investigate the adequacy of EU legislation.

Decommissioning is a relatively mature activity in the UK and Netherlands with some projects having also been carried out in Italy, Denmark and Norway. Other EU countries have little to no experience and a minimal decommissioning legislative framework due to their small offshore industry.

While there is no specific EU legislation that covers the principles that must be met in decommissioning offshore oil and gas infrastructure, UNCLOS and IMO conventions require

EUROPEAN COMMISSION

installations (not including pipelines and drill cuttings) to be fully removed to allow safe navigation of shipping and other uses of the sea. Regional Seas Conventions are in place for the North Sea (OSPAR), Mediterranean Sea (Barcelona), Black Sea (Bucharest) and Baltic Sea (Helsinki). However, only OSPAR establishes criteria for derogation from complete removal, and only for large fixed installations.

Within OSPAR, to enable signatory countries to decide whether a derogation is appropriate, there are well-used decision processes and administrative structures. The other regional sea conventions are less well-developed and do not have specific provisions for removal of oil and gas structures. As such there are no common principles for the removal of oil and gas infrastructure from EU controlled waters.

From consideration of legislation in place and practices across the EU, UK and Norway, it is possible to define good practice in relation to removal of oil and gas infrastructure. This is presented below along with the potential environmental impact from structures that can be left in-situ and the reason they are not removed (albeit almost each one needs to be assessed by the Operator separately).

Infrastructure	Quantity in EU-27	What is left in-situ?	Long-term Environmental Impact of leaving in-situ	Other Options	Reason for leaving in-situ
Facility Topsides	> 300				
Steel Sub-structure (non-derogable)	> 300	Nothing – fully removed.	n/a	Re-use in oil and gas application. Re-purposing for alternative offshore use.	n/a
Floating Structures	Tens				
Subsea Structures	Thousands			None	n/a
Wells	Many thousand	Sealed subsurface wellbore.	Potential failure of sealing system and leak of reservoir contents.	None	n/a
Steel Sub-structure above IMO weight and age limit	Zero	Upper section (to -55m MSL) is removed leaving lower part of jacket, or footings.	Minimal as remaining material is steel. Impact on local fishing due to snagging.	Remove to deepest depth possible with available technology. Full removal.	Cost and personnel risk.
Gravity Based Structures (GBS)	Nether-lands (1) Denmark (1)	The whole GBS, which is then monitored.	Minimal, though see below for the GBS contents. Impact on local fishing due to snagging.	Full removal of GBS. Removal of GBS legs only.	Technically not feasible to safely destruct a GBS.
GBS Cell Contents	As above (contents are mainly ballast).	Hazardous waste is removed, but can be challenging to remove it all.	As the cell degrades it will gradually leak and slowly release contaminants into the sea with an impact on the local area.	Cleaning of GBS and removal of hazardous waste. Full removal of cell (and GBS).	Cost and personnel risk.
Drill Cuttings	Many	Cuttings left in place unless need to be disturbed to remove the jacket.	Potential for oil to seep from the cuttings.		
Pipelines	Many	Pipeline left in-situ and filled with inhibited water.	Potential for small amounts of oil, or other contaminants to seep into the environment once pipeline degrades, but at a level most likely well below that permitted in produced water in production operations.	Removal	Removal likely to have a greater environmental impact than leaving in-situ.
Mattresses (pipeline protection)	Many	Left in-situ if the associated pipeline is left.	Possible plastic from the material that holds the mats together.		

To decommission an offshore oil or gas field, all wells are decommissioned using a process in the industry known as 'plug and abandonment' (P&A). Well decommissioning isolates the reservoir from the marine environment through the placement of two or more cement barriers in the well bore. This can be demonstrated to provide isolation in the short to medium term.

EUROPEAN COMMISSION

However, the long-term integrity (in terms of the need to ensure that the well is sealed 'in perpetuity') of well P&A barriers is not proven. Monitoring of the wellbore above or between the barriers is not realistic as this would require the intermediate barriers to have a through barrier penetration, which introduces a potential leak path. Thus, a failure may only be apparent when a release to the marine environment is. Well intervention would be required to remediate such a release, particularly if sensitive environmental receptors were at risk. The development of a well intervention plan, well P&A design and project execution would be technically challenging, time consuming and expensive.

Completely filling a well with cement would minimise the risks but is prohibitively expensive and cement has its own environmental impact. The balance between this cost and the risk of failure has been considered in regional practices for well abandonment, and it is considered that ensuring that this balance is right is a key environmental target. This needs to be tempered by the fact that by analogy with onshore well decommissioning (no releases from >1,000 decommissioned wells in Europe), such a release is considered unlikely and would be small as the flow path through a failed barrier resulting from cracking or channelling in the cement is likely to be very limited. The proportion of offshore decommissioned well stock in the total well portfolio is rising, although it is still a small percentage and there is little leak data from decommissioned wells to draw upon, with no published data from long term decommissioned wells (>ca 30 years).

Stakeholder Input

A key input into this assessment are the opinions of NGOs, authorities and industry bodies gathered through a questionnaire. Some excerpts of responses are given below as they summarise important points that align with or influence the identification of shortcomings and potential improvements in EU legislation that are considered in this analysis:

- All responders that provided feedback on the major aims of EU decommissioning legislation, agreed that protection of the environment should be a major objective of such legislation, while many of the responders, both industry and NGOs, also noted that the environmental risk cannot be reduced to zero;
- No responder identified a specific environmental standard that would assist in the consideration of how to seal and abandon a well, or whether oil and gas infrastructure could, in some cases, be left on the seabed after decommissioning;
- Where mentioned, responders stated that it should not be the public purse that paid for decommissioning; the "polluter pays" principle was cited;
- No responder suggested that the current regime did not work and many responders considered that decommissioning was adequately covered in existing legislation and conventions (e.g. OSPAR, Barcelona). National authorities from Italy, Denmark and the Netherlands stated that the current regulatory regime in their countries worked well and change was not required. Authorities from Norway and the UK did not reply, but industry bodies that represent operators in these countries replied in the same way (the majority of decommissioning in Europe will occur outside the EU, i.e. in the UK and Norway);
- Authorities from some Member States with a smaller oil and gas industry, or with less experience in decommissioning stated that additional EU legislation would be beneficial to clarify the responsibilities of the different concerned parties; and
- Regarding long term liability after licensee monitoring finishes, almost all responders stated that the state should be responsible, though only after rigorous analysis of the decommissioning process and status by the country's competent authorities.

EUROPEAN COMMISSION

Analysis Outcomes

Nine shortcomings were identified in the current EU regulatory framework for decommissioning with a number of potential measures to resolve each, of which four were considered for implementation in new EU legislation:

- Decommissioning principles are not well-established in law outside of the OSPAR region;
- The long-term integrity of wells that are decommissioned is not known and, while there is no reason to expect any future issues, they are sealed to differing standards in different countries as there are no EU wide common requirements;
- There is a potential environmental hazard from wells or infrastructure left in-situ decades into the future and so long-term monitoring principles need to be defined; and
- Currently, where national regulation of long term liability exists, the licence holder is required to indefinitely retain adequate financial provisions for the remediation of any environmental impacts after decommissioning. However, in the long term there is the risk that the licence holder entity ceases to exist exposing Member States to financial risks from remediation of incidents. EU regulation should adequately consider these long term potential exposures.

Each of the potential options to address these identified shortcomings were subject to an impact analysis, which resulted in the following proposed measures:

It is proportionate and appropriate for the EU to define Offshore Oil and Gas Decommissioning Principles in a Directive. This could be a new Directive, or appended to the Offshore Safety Directive, though their scope and aims would be significantly different. Introducing a common set of principles across the EU, would provide a more harmonised legal framework and would in particular benefit the EU Member States with limited decommissioning experience. The Offshore Safety Directive was approved and implemented within 2 to 3 years and if the same timescale was achieved for a decommissioning directive, it would be enacted before the majority of installations in the EU enter decommissioning. **The new Directive could define the following principles:**

Infrastructure should be removed from the seabed such that it does not create a long-term hazard. Drill cuttings, pipelines, mattresses and umbilicals should be removed, and only considered for leaving in situ if removal is likely to present a safety or environmental hazard greater than that from leaving in situ. If left in-situ, pipelines must be flushed to a standard that meets agreed oil (and other hazardous materials) in water targets. Criteria for leaving large sub-structures in-situ should be appropriate to the EU asset base and technical capacity and capability available to oil and gas operators and Member States. As an example, derogation criteria for large sub-structures to remain in-situ are included in OSPAR Decision 98/3 and include cleanliness, weight and age criteria.

Environmental Risk Assessment is required to justify any infrastructure left in-situ, and a Member State may decide to adopt a generic assessment covering the majority of drill cuttings, pipelines, mattresses and umbilicals.

A national competent authority (most likely already existing) should review and approve or reject the assessment for leaving infrastructure in-situ (including the ERA).

Re-use of infrastructure needs to be considered before it is decommissioned.

For infrastructure to be left in-situ, acknowledgement that this is appropriate is required from all concerned Member States' Competent Authorities sharing a sea with that infrastructure. A consultation process to address objections and to develop a mutually agreeable solution between all parties will be required. If an agreement is not reached through the consultation process, then mediation by the European Commission may be considered.

EUROPEAN COMMISSION

Member States should determine how Long-Term Monitoring of Decommissioned Infrastructure is achieved once a steady state environmental condition has been reached at a decommissioned site, potentially decades after decommissioning. Monitoring could remain the responsibility of the licence holder, but, as the volume of decommissioned infrastructure under survey will increase with time (see estimated numbers in EU-27 in table above), single wide area surveys commissioned by the national Competent Authority may become more efficient to deliver and would ensure fuller and more consistent coverage than those of individual surveys of small areas by multiple licence holders. Also, critically, licence holders are likely to gradually cease to exist. As this proposed measure would only take effect after a number of decades, it does not need to be in place immediately, allowing Member States to consult on their arrangements for long term monitoring and how robust and practical current methods for monitoring are over multi-decade timescales and how industry is charged for this monitoring effort.

Appropriate **Common Well Decommissioning Requirements** complementary to the principles of the proposed Directive on Decommissioning could be developed by a technical committee with in-depth experience of well decommissioning. Well decommissioning requirements are currently developed by the oil and gas industry; some regimes, such as the UK, Norway and Netherlands, are mature, while most other Member States do not have specific requirements. A set of minimum well decommissioning requirements would provide a common basis across EU Member States for the environmentally critical process of sealing a well for geological time. Good practice well decommissioning guidance is present in the North Sea and the North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) is developing common decommissioning guidance for use in the North Sea based on practices from the UK, Norway and Netherlands. This guidance could be implemented or used as the basis for an EU best practice guidelines.

Inclusion of requirements on the scope and acceptance of Comparative Assessments in the Directive was also considered, but these assessments are common across many industries and it was not considered feasible to create oil and gas specific requirements.

Other measures were considered, but these are generally managed by the industry, or Competent Authorities without the need for new EU legislation and include:

- Decommissioning knowledge transfer;
- Post-decommissioning short term monitoring arrangements; and
- Collaboration on decommissioning activities.

PAGINA BIANCA

EUROPEAN COMMISSION

C.5 Italy

C.5.1 Infrastructure

Italian oil and gas production began in the mid-1960s and activity remained high during the following decades. However, since the mid-2000s there has been a general decline in exploration and production activities.

The bulk of Italian oil and gas production takes place in the Adriatic, off the south coast of the mainland, and south of Sicily. There are approximately 124 production platforms operated by Italian E&P companies throughout Italian waters and in Croatian waters under production sharing agreements, of which approximately 116 are currently in production. There have been approximately 715 wells drilled with just over 260 of them still in production and there is over 1000km of pipeline.

The majority of the offshore infrastructure consists of steel jacket platforms located in relatively shallow water. The number of each type of platform and the maximum water depth is shown below.

Table 30: Number and type of platform in Italian waters and maximum water depth ¹²²

Type of Platform	Number	Maximum Water Depth
Monotubular	14	42
Bi-tubular	3	36
3 Leg Cluster	7	24
4 Leg Cluster	1	9
3 Leg Lattice Structure	2	78
4 Leg Lattice Structure	47	104
5 Leg Lattice Structure	1	13
6 Leg Lattice Structure	4	38
8 Leg Lattice Structure	34	124
12 Leg Lattice Structure	2	14
20 Leg Lattice Structure	1	10

In addition to the 116 platforms categorised above, approximately 50 have been decommissioned with 23 of the jacket steel infrastructures re-used as an artificial reef in pre-selected areas in the Adriatic Sea, approximately 12 nautical miles offshore the coast ¹²³. The remaining jackets were transported to shore for recycling and final disposal.

C.5.2 Completed decommissioning projects

There have been approximately 49 decommissioning projects completed in the Italian sector of the Mediterranean Sea, primarily in shallow waters. There is very limited public information available around these decommissioning projects.

Of the 49 Italian operated decommissioned platforms, 23 of the jacket structures were repurposed to form an artificial reef in the Adriatic Sea. The area of this artificial reef was pre-determined and was located approximately 12 nautical miles off the coast of Italy. The purpose was to deliberately place structures on the seabed to attract marine life, improve finishing management and protect against illegal trawling. There have been several studies carried out around artificial reefs and the fishing industry in the Mediterranean Sea ¹²⁴ and this method of

¹²² Ministry of Economic Progress, Marine Platforms Spreadsheet, October 2020, <https://unmig.mise.gov.it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>

¹²³ MDPI, Challenges in Harmonized Environmental Impact Assessment (EIA), Monitoring and Decommissioning Procedures of Offshore Platforms in Adriatic-Ionian (ADRION) Region, July 2020

¹²⁴ GEAM, Planning for a safe and sustainable decommissioning of offshore hydrocarbon platforms: complexity and decision support systems. Preliminary considerations, December 2017, Pages 101-108

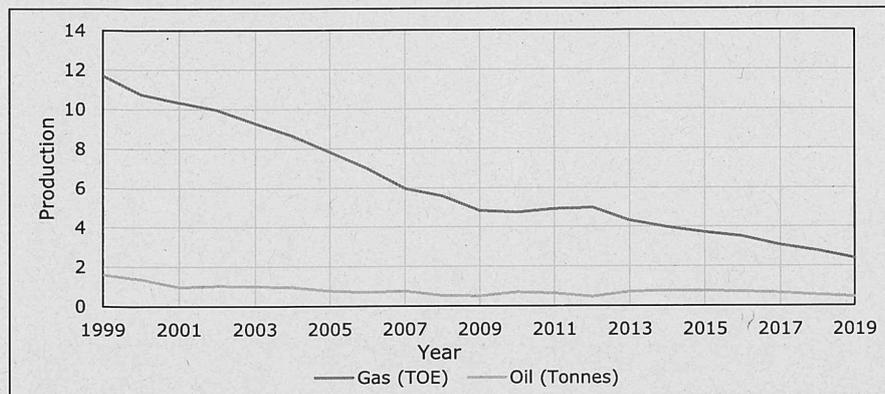
EUROPEAN COMMISSION

decommissioning is now only considered acceptable if the operator can prove it will result in a net benefit to the environment and that they have exhausted all other possible decommissioning options.

C.5.3 Decommissioning projects in regulatory planning / in the near future

The majority of the oil and gas fields in the Mediterranean were discovered in the 1960s through to the 1980s and therefore, many of these fields are mature and will require decommissioning in the near future. Italy's oil and gas production since 1999 can be seen in Figure 15. There has been a steady decline in production over the past couple of decades. Italy has recently introduced legislation to restrict further exploratory drilling in Italian waters. It is anticipated that these measures will likely bring forward planned Cessation of Production dates for Italian assets.

Figure 15: Italian oil and gas production¹²⁵



¹²⁵ Ministry of Economic Progress, UNMIG Databook 2020, Activity 2019



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

Il Presidente

**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 2021

Legenda

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

SEZIONE 1**PROFILO**

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

- a. Stato Membro: **Italia**

- b. Periodo di riferimento: (anno civile) **2021**

- 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 4705 3794**
Indirizzo pec: **segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it**
Indirizzo e-mail: **segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it**

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 1° gennaio dell'anno 2021

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	FMI	-	2009	gas	19	13,407327	44,322576
20	Antares 1	NUI	-	1982	gas	0	12,444429	44,393988
21	Antares A	NUI	-	1985	gas	0	12,453493	44,390057
22	Antonella	NUI	-	1976	gas	19	12,776663	44,214442
23	Aquila 2	NUI	SPS	1993	petrolio	0	18,327114	40,930188
24	Aquila 3	NUI	SPS	1995	petrolio	0	18,32532	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	12,62743	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	FMI	-	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	NUI	-	1999	gas	18	14,359527	43,592497
48	Bonaccia Est 2	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437581	43,578672
49	Bonaccia Est 3	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437583	43,578614
50	Bonaccia NW	NUI	-	2015	gas	0	14,335723	43,599803
51	Brenda PERF	NUI	-	1987	gas	0	13,044925	44,116443
52	Brenda PROD	FMI	STCR	1987	gas	19	13,045114	44,115802
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

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	FMI	-	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	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

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 2021).

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 2020.

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 2021)

Tabella 2.2.b [✓f]

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021)

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 istallazione offshore è stata dismessa durante l'anno 2021.

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:							
<ul style="list-style-type: none"> • Tipo d'impianto: <ul style="list-style-type: none"> - 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	Durata (mesi)	Zona 2	Durata (mesi)
Jack up Key Manhattan	MODU (Jack-Up Drilling Unit)	1980	101	Mare Adriatico	7		

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: **2 240 788 h**

b. Produzione totale: **1 902 ktep** (in mare)

Produzione di petrolio: **0,43*10⁶ t** (in mare)

Produzione di gas: **1,87*10⁹ Smc** (in mare)

SEZIONE 3

FUNZIONI E QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVI

3.1. Ispezioni [✓i]

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
222	339	164

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 2021), a norma dell'Articolo 18 della Direttiva 2013/30/UE.

Descrizione:

.....//.....
.....//.....

3.4. Modifiche significative del quadro normativo sulle attività in mare

Cambiamenti di rilievo del quadro normativo sulle attività in mare durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021).

- **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 un'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 mappatura delle aree idonee e non idonee costituisce la base anche per stabilire se i titoli minerari e le relative attività già in essere siano "compatibili" con i territori interessati; in tal caso i criteri ambientali sono integrati anche con criteri economici e sociali, come stabilito dall'art. 11-ter, D.L. 135/2018, proprio per tener conto del fatto che sussistono già attività industriali in essere con i relativi indotti e i relativi investimenti.

In estrema sintesi, il PITESAI prevede dunque che:

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

SEZIONE 4

DATI RELATIVI AGLI INCIDENTIE 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
<i>Eruzioni</i>	-	-	-
<i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatorè di flusso</i>	-	-	-
<i>Guasto di una barriera del pozzo</i>	-	-	-
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
<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 [✓o] (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
h) Infortuni 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 infortuni [✓o] ()**

Tabella 4.3

	Numero	$\frac{\text{N. eventi}}{\text{ore lavorate}}$
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi	2	$0,89 \cdot 10^{-6}$
Numero totale di infortuni	4	$1,78 \cdot 10^{-6}$

(**) 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) Errore procedurale/organizzativo	0
<i>Guasto per difetto di progettazione</i>	-	<i>Valutazione/percezione del rischio inadeguata</i>	-
<i>Corrosione interna</i>	-	<i>Istruzioni/procedure inadeguate</i>	-
<i>Corrosione esterna</i>	-	<i>Mancata conformità alla procedura</i>	-
<i>Guasto meccanico da fatica</i>	-	<i>Mancata conformità al permesso di lavoro</i>	-
<i>Guasto meccanico da usura</i>	-	<i>Comunicazione inadeguata</i>	-
<i>Guasto meccanico da materiale difettoso</i>	-	<i>Competenze personali inadeguate</i>	-
<i>Guasto meccanico (nave/elicottero)</i>	-	<i>Supervisione inadeguata</i>	-
<i>Guasto strumentazione</i>	-	<i>Organizzazione della sicurezza inadeguata</i>	-
<i>Guasto del sistema di controllo</i>	-	<i>Altro</i>	-
<i>Altro</i>	-		
b) Errore umano – Errore operativo	0	d) Cause meteorologiche	0
<i>Errore operativo</i>	-	<i>Vento superiore alle specifiche di progettazione</i>	-
<i>Errore di manutenzione</i>	-	<i>Moto ondoso superiore alle specifiche di progettazione</i>	-
<i>Errore di collaudo</i>	-	<i>Visibilità estremamente ridotta inferiore alle specifiche di progettazione</i>	-
<i>Errore di ispezione</i>	-	<i>Presenza di ghiaccio/iceberg</i>	-
<i>Errore di progettazione</i>	-	<i>Altro</i>	-
<i>Altro</i>	-		

4.6. Principali esperienze acquisite in seguito agli incidenti da condividere

.....//.....
//.....

FINE DELLA RELAZIONE

PAGINA BIANCA

**Note metodologiche
e di accompagnamento relative alla**

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

Italia

Anno 2021

Sommario delle note

Sezione 1 – Profilo	1
Sezione 2 – Impianti	2
[✓a].....	2
[✓b].....	2
[✓c].....	2
[✓d].....	3
[✓e].....	3
[✓f].....	3
[✓g].....	3
[✓h].....	3
Sezione 3 - Funzioni e quadro di riferimento normativo	4
[✓i].....	4
Sezione 4. Dati su incidenti e prestazioni delle operazioni in mare.....	5
[✓j].....	5
[✓m].....	5
[✓n].....	6
[✓o].....	6

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 2021, 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.1112/2014*¹, 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 1° gennaio dell'anno 2021, 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/]

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*

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.

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 [2021], 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 DGIS (*Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza*) del Ministero della *Transizione Ecologica*;
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 10^7 kcal ovvero a 41,868 GJ;
 - II. Il valore del potere calorifico inferiore del gas naturale preso 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 101325Pa).
 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.
-

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

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 2021.

- 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 (2021).
- 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 2021.
-

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

[✓l]. 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/UE*⁴ e specificate operativamente nell’Allegato I del *Regolamento UE n.1112/2014*⁵ (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 2021 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.

[✓m] Nota alla Tab 4.2-Categorie d’incidenti [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell’allegato IX]

1. La colonna “numero di eventi” nella tabella 4.2 (Categorie di incidenti), si riferisce al numero di eventi per categoria.
2. Come indicato nell’Allegato I del *Regolamento UE n.1112/2014*, «se l’incidente rientra in una delle categorie menzionate, [...le pertinenti sezioni sono compilate, considerando che...] un singolo incidente potrebbe comportare il completamento di più di una sezione»; in altre parole è possibile specificare anche più di una categoria per descrivere al meglio ogni singolo evento (ovvero ogni singolo incidente accaduto che richiede di essere comunicato³, come specificato nella precedente nota l.1).
3. Nella colonna “numero di eventi” (in tabella 4.2), è stato assegnato il valore 1 ad ogni categoria correlata ad un evento⁶; per questo motivo, se durante l’anno di riferimento si sono registrati eventi multi-categoria, si considera normale che la somma N_C (par 4.2) [somma dei valori della colonna “numero di eventi” (per categoria) della tabella 4.2.] sia maggiore del valore N_A (par 4.1) [“numero di eventi” (accaduti), riportato nel par. 4.1.].

Ovvero, con formulazione sintetica:

$$N_C(\text{par } 4.2) \geq N_A(\text{par } 4.1)$$

con > , in caso di uno o più eventi multi-categoria;
con = , in caso di nessun evento multi-categoria.

³«event: 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/11];

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.

⁶ Si supponga che in un anno avvengano m eventi; se la cella della tabella 4.2 ha valore n, significa che n eventi tra gli m accaduti, sono descritti dalla specifica categoria Ci; ogni evento può essere descritto da più categorie C₁, C₂...

[✓n] 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.

[✓o] Nota alla **Tab 4.2-Categorie d'Incidenti** [in 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX]
alla **Tab.4.3-Infortunni** [in 4.3. Numero totale di decessi e infortuni]

1. Nella relazione, con il termine "infortunio" s'intende un infortunio, avvenuto durante le attività offshore e rilevato a fini statistici (ovvero un accadimento che ha determinato un'assenza dal posto di lavoro superiore a 3 giorni oppure che ha avuto un esito fatale). L'infortunio è classificato come:
 - lieve, se l'assenza dal posto di lavoro è inferiore o uguale a 30 giorni;
 - grave, se l'assenza dal posto di lavoro è superiore a 30 giorni;
 - fatale, se ha causato un decesso.
2. La tabella 4.2 si riferisce solo agli infortuni e ai decessi relativi ad incidenti rilevanti; la tabella 4.3 si riferisce anche ad eventi non legati a incidenti rilevanti.
3. Nella tabella 4.3, la riga "numero totale di infortuni" si riferisce alla somma degli infortuni fatali, degli infortuni gravi e degli infortuni lievi che si sono verificati nel 2021 durante le attività offshore.
4. Nel 2021, nel settore upstream offshore, sono stati registrati 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) e nessun infortunio fatale; più in dettaglio, nessun infortunio si è verificato in attività tipiche del settore *oil&gas* mentre i rimanenti 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) 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.

PAGINA BIANCA



EniMed

eni mediterranea idrocarburi s.p.a.

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

Proprietario Documento: EniMed

Revisione	Data	Redatto:	Verificato:	Approvato:
0	21/05/2018	TEA SISTEMI	ENIMED	ENIMED
1	27/06/2018	TEA SISTEMI	ENIMED	ENIMED
2	03/10/2018	TEA SISTEMI	ENIMED	ENIMED
3	01/12/2019	Enimed	EniMed	Enimed
4	20/04/2022	EniMed SAGE	R. Cultrera SAGE Il sottoscritto Raffaello Cultrera	E. Racano

Indice

1.	INTRODUZIONE.....	3
1.1.	Ambito di applicazione.....	3
1.2.	Principali definizioni.....	4
2.	FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI	.5
2.1.	Politiche di prevenzione adottate da EniMed	5
2.2.	Sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente	10
3.	DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE.....	14
4.	REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE.....	16
4.1.	Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità	17
4.2.	Procedura di valutazione dei rischi.....	18
4.3.	Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi	22
4.4.	Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni.....	26
4.5.	Gestione delle modifiche	28
4.6.	Gestione delle emergenze	30
4.7.	Mitigazione dei danni ambientali	35
4.8.	Monitoraggio delle prestazioni	36
4.9.	Attività di audit e riesame	39
4.10.	Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi.....	42
5.	RIFERIMENTI	43

1. INTRODUZIONE

Il presente documento è stato redatto ai fini della convocazione della prima 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 I paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dall'articolo 2 dello stesso decreto, alla consultazione tripartita partecipano i rappresentanti dell'operatore, dei lavoratori scelti liberamente dalle loro organizzazioni rappresentative e, per il Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare (da qui in avanti indicato con Comitato), il Presidente o un suo delegato.

Il documento si riferisce, inoltre, al CCNL vigente del settore Energia e 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.).

1.1. Ambito di applicazione

Il Decreto Legislativo n.145 del 18 Agosto 2015 (in forma abbreviata D.Lgs. 145/15), in vigore dal 16-09-2017, 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 presenta una serie di documenti in relazione alla tipologia di impianto, di operazioni da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente o in fase di progettazione). La documentazione da presentare contiene una descrizione adeguata della politica di prevenzione degli incidenti gravi, del sistema di gestione HSE, della risposta alle emergenze e la valutazione dei rischi di 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.

1.2. Principali definizioni

In accordo al D.Lgs. 145/15 si definiscono:

- Grande Rischio: una qualsiasi situazione che può sfociare in un incidente grave.
- Incidente Grave: in relazione a un impianto o a infrastrutture connesse:
 - 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.
- 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.



2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

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 e 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 già prevedeva di valutare 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

The logo for EniMed, consisting of the word "enimed" in a lowercase, sans-serif font.

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;
- L'integrità nelle nostre operations.

Ai fini del D.Lgs. 145/2015 di recepimento della Direttiva 30/2013 sulla "Sicurezza Offshore", le Politiche applicabili riguardano in particolare:

- Politica n°1: "Le persone";
- Politica n°10: "La cultura dell'integrità nelle operations".

Esse 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;

enimed

- 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 10 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.

Con riferimento alle attività di EniMed, la responsabilità per l'attuazione, il mantenimento, il sostegno ed il miglioramento delle disposizioni che permettono di conseguire gli obiettivi HSE e, per quanto richiesto dal D.Lgs. 145/15, per la sicurezza e la prevenzione degli incidenti gravi, è attribuita al Responsabile EniMed (Titolare ed Operatore) che si avvale, in base alle specifiche competenze, di tutti i responsabili delle Unità che fanno capo a EniMed. Tutti i Responsabili delle unità EniMed partecipano attivamente alla realizzazione degli impegni assunti dal Responsabile EniMed nel Manifesto della Politica del Sistema di Gestione Integrato HSE in linea alle Policy Eni.

Il sistema è strutturato secondo le posizioni organizzative di Responsabile EniMed dal quale dipendono il Responsabile dell'unità Progetti di Ottimizzazione e Sviluppo, il Responsabile dell'unità Operations, il Responsabile dell'unità Amministrazione e controllo, il Responsabile unità Risorse Umane ed il Responsabile Salute, Sicurezza, Ambiente e Permitting, che assume, per nomina del Responsabile EniMed, il ruolo di Referente per il Sistema di Gestione Integrato.

In Figura 2-1 è riportato l'Organigramma di EniMed.

EniMed opera sotto il Coordinamento della Regione Italia (RIT) della Direzione Upstream.

The logo for EniMed, consisting of the word "enimed" in a lowercase, sans-serif font.

Documento di Consultazione
Tripartite

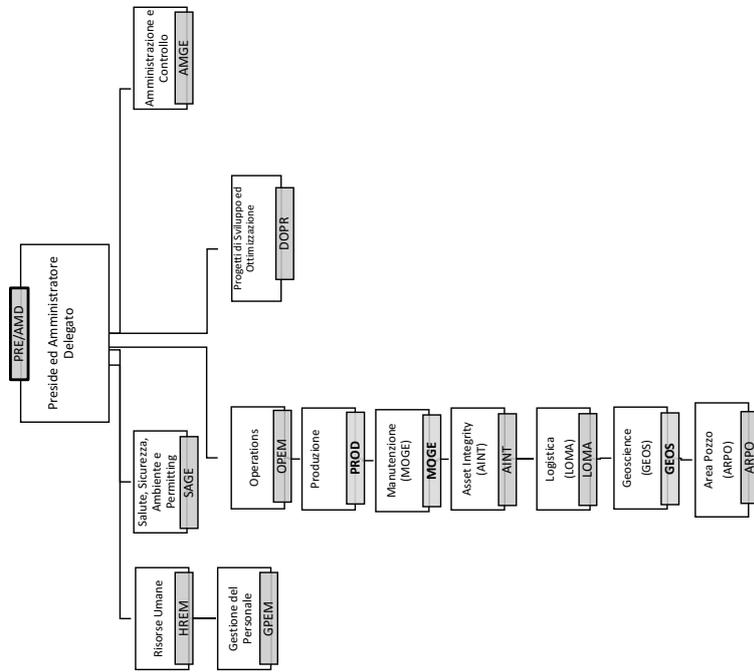


Figura 2-1 – Organigramma EniMed



enimed

2.2. Sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente

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 legati alle attività svolte. 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 sono garantite e rese possibili attraverso una struttura organizzativa, ruoli, responsabilità, procedure e risorse la cui gestione è definita dal sistema di gestione integrato dell'Operatore.

Il Sistema di Gestione Integrato HSE di EniMed discende dal Management System Guideline HSE (MSG) di Eni. L'MSG contiene le linee guida per l'implementazione di un Sistema di Gestione Integrato HSE nelle Consociate di Eni Upstream.

Il Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE) di EniMed 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), risponde e risulta conforme ai requisiti previsti dalla norma ISO 45001, dall'allegato B del D. Lgs. 105/15 "Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza" e dalla norma UNI 10617;
- Il Sistema di Gestione Ambientale, sviluppato in conformità allo standard ISO 14001.

Nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato, EniMed ha emanato dei Manifesti di politica specifici, su temi ritenuti particolarmente significativi, tra questi il Manifesto della Politica del Sistema di Gestione Integrato HSE che si riporta di seguito.





enimed

ALLEGATO A – Manifesto della Politica del Sistema di Gestione Integrato HSE**Politica HSE**

EniMed ha recepito le Policy Eni:

- 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
- L'integrità nelle nostre operations

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, di proteggere l'ambiente, le risorse e le proprietà aziendali, di tutelare l'incolumità pubblica (lavoratori e comunità locali) con la prevenzione degli incidenti rilevanti.

Pertanto EniMed, operando in coerenza con le Policy e gli strumenti normativi Eni, i principi di sostenibilità ed il relativo sistema di gestione, nel rispetto di Codice Etico, Modello 231 e requisiti norme ISO 14001 e ISO 45001 e tenendo conto del contesto interno ed esterno all'azienda, si impegna a:

- perseguire il miglioramento continuo dei risultati, traducendo in progetti e azioni operative i requisiti stabiliti dai modelli di riferimento del Sistema di Gestione Integrato per la salute, la sicurezza, l'ambiente, l'incolumità pubblica, intesa anche come prevenzione degli incidenti rilevanti, la qualità e la radioprotezione (HSE)
- responsabilizzare la linea organizzativa e promuovere la massima consultazione e partecipazione delle proprie risorse umane e dei contrattisti nella gestione HSE
- agire nel totale rispetto delle norme e delle leggi vigenti in materia di Ambiente, Salute e Sicurezza, in campo nazionale e locale, nonché delle Linee Guida e dei Management System Guidelines (MSG) di Eni, delle Direttive della Direzione Generale Natural Resources e degli altri standard aziendali, degli accordi volontari sottoscritti e degli altri obblighi di conformità, e collaborare, quando richiesto, con le Autorità competenti nell'elaborazione di linee guida e norme tecniche in materia HSE
- analizzare i fattori interni ed esterni rilevanti per il conseguimento delle finalità della gestione HSE, nonché i bisogni e le aspettative delle parti interessate
- identificare, analizzare, valutare e controllare tutti i rischi, intesi anche quelli derivanti dagli incidenti rilevanti, ed effetti delle proprie attività e di quelle sulle quali EniMed può esercitare un'influenza, adottando una prospettiva di ciclo di vita e i principi, gli standard e le pratiche operative più avanzate per assicurare le condizioni di lavoro più salubri e sicure possibili e per prevenire gli infortuni e le malattie professionali, e assicurare la protezione dell'ambiente e prevenzione dell'inquinamento, la conservazione della biodiversità e degli ecosistemi
- gestire la sicurezza di processo attraverso l'applicazione di standard gestionali e tecnici, quali l'applicazione di best practice nella progettazione, nella gestione operativa, nella manutenzione e nella dismissione degli asset.
- mettere in atto tutte le necessarie misure di prevenzione, di protezione, di non discriminazione nonché di attenuazione degli impatti / riduzione dei rischi delle attività ed eliminazione dei pericoli
- attuare tutte le misure di emergenza in caso di primo soccorso, incendio, evacuazione dei lavoratori e incidente rilevante
- ricercare e attuare il miglioramento continuo di prodotti e processi, in coerenza con gli obiettivi HSE e le priorità strategiche di decarbonizzazione, orientando la ricerca e l'innovazione tecnologica alla riduzione dei rischi e degli impatti
- promuovere la protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e delle comunità
- adottare sistemi avanzati di salvaguardia ambientale, di efficienza energetica, di valorizzazione della biodiversità

pro sg hse 001 enimed – All. A

EniMed

Questo documento è di proprietà EniMed spa che se ne riserva tutti i diritti
La copia, una volta prelevata dal sito, è in stato non controllato; prima dell'utilizzo verificare la validità della revisione del documento



enimed

ALLEGATO A – Manifesto della Politica del Sistema di Gestione Integrato HSE

- *sviluppare, mantenere e diffondere competenza e know-how, anche attraverso formazione, informazione e addestramento dei dipendenti*
- *informare periodicamente i dipendenti, le organizzazioni di categoria, le Autorità e in genere i portatori di interesse sui risultati conseguiti in materia HSE*
- *garantire la consultazione e la partecipazione dei lavoratori, per il tramite degli RLS, in tutti i processi inerenti il Sistema di Gestione Integrato per la Salute, la Sicurezza, l'Ambiente, l'Incolunità pubblica, intesa anche come prevenzione degli incidenti rilevanti e degli incidenti gravi, la qualità e la radioprotezione (HSE)*
- *promuovere la Stop Work Authority e rendere i lavoratori consapevoli della necessità di segnalare eventuali situazioni o comportamenti lavorativi che possono rappresentare un pericolo grave e immediato per la loro vita, la loro salute e per l'ambiente*
- *attuare e mantenere tutti i processi necessari per le comunicazioni interne ed esterne interessate*
- *integrare i requisiti HSE nei processi di progettazione e di approvvigionamento di prodotti e servizi*
- *verificare e revisionare periodicamente gli impegni sopra elencati e il Sistema di Gestione Integrato HSE ne/l'ottica del miglioramento continuo, assicurando adeguate informazioni di feedback alle parti interessate interne ed esterne.*

Marzo 2021

EniMed

PRE / AMD Ing. Emiliano Racano

I documenti di riferimento principali per la prevenzione degli incidenti gravi nell'MSG sono i seguenti:

- Opi sg hse 001 eni spa_ups: gestione del rischio e reporting;
- Opi sg hse 005 eni spa_nr: linee strategiche per la gestione delle emergenze;
- Opi sg hse 001 eni spa_nr: indicatori di Sicurezza di Processo. 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 definisce inoltre, all'interno di specifiche opi, 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, impedirne la mitigazione delle conseguenze o addirittura contribuirvi sostanzialmente.

Per una descrizione più particolareggiata del Sistema di Gestione HSE si rimanda al Capitolo 4, nel quale tale sistema viene descritto sulla base dei requisiti imposti dal D.Lgs. 145/15 attraverso gli art. 11 e 19.

3. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE

Le linee programmatiche e di azione che scaturiscono dalle strategie descritte nel Capitolo 2, che a loro volta sono la conseguenza della valutazione del rischio, rientrano nelle logiche consolidate di tracciatura dei piani di azione, i quali raccolgono anche le osservazioni e non conformità derivanti dagli Audit Tecnici, dalle certificazioni ISO 45001, dagli Audit di Process Safety e, in generale, da tutti gli strumenti previsti dal SGI HSE, per culminare nel Riesame da parte della Direzione.

La tracciatura dei piani di azione parte dall'analisi e dall'elaborazione statistica dei dati pertinenti alla gestione, che risulta essere funzionale alla determinazione delle aree di possibile miglioramento del Sistema di Gestione HSE. La raccolta dei dati prevede l'uso di idonei strumenti, tra i quali audit interni HSE e tecnici, audit esterni, esiti di verifiche di conformità, implementazione di azioni preventive e correttive, feedback di processo e analisi dell'andamento degli indicatori di performance (KPI).

In particolare, le verifiche di conformità a cui sono sottoposte attività e fasi, sia interne che esterne, sono utilizzate per accertare sistematicamente il rispetto di normative, procedure integrate e specialistiche, documenti ed istruzioni.

Il Responsabile HSE verifica periodicamente, di concerto con i Responsabili di Unità secondo competenza, il raggiungimento di obiettivi e traguardi assegnati, in sede di audit, mediante valutazioni e monitoraggi specifici o in occasione della preparazione delle attività di Riesame. Le registrazioni inerenti le prestazioni HSE sono tenute in considerazione in occasione del Riesame.

La gestione, la raccolta e l'analisi delle non conformità costituisce un essenziale sistema di feed-back interno, ovvero di valutazione dei problemi operativi che causano perdite ed inefficienze. Tutte le osservazioni/rilievi e non conformità, relative ad aspetti HSE, anche provenienti dall'esterno, comprese le Criticità HSE, sono raccolte, gestite e registrate come indicato nella Procedura pro-sg-hse-008-enimed ("Gestione dei Rilievi, delle Non Conformità e azioni correttive per gli aspetti HSE"). La gestione di Infortuni / Incidenti / Near Miss è definitiva della procedura pro-sg-hse-19-enimed ("Gestione infortuni, incidenti, near miss ed eventi salute").

Al fine di eliminare la causa di una non conformità rilevata o di altre situazioni indesiderate, e di prevenirne il ripetersi, sono intraprese specifiche azioni correttive. Esse vengono utilizzate come strumento di miglioramento dei processi

aziendali e costituiscono quindi parte integrante del programma di miglioramento e, pertanto, sono soggette a Riesame periodico da parte della Direzione.

The logo for enimed, consisting of the word "enimed" in a lowercase, sans-serif font.

4. REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE

La struttura e le finalità del Sistema di Gestione HSE di Eni sono descritte al paragrafo 2.2. Nel presente capitolo si focalizza l'attenzione sulle informazioni da fornire per quanto riguarda la predisposizione della documentazione relativa al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente in accordo al D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dal D.Lgs. 145/15, il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, da predisporre a norma dell'art. 19, commi 3 e 6, e presentare a norma dell'art.11, comma 1, lettera b), deve contenere le seguenti informazioni (in accordo all'Allegato I Paragrafo 9 dello stesso Decreto):

1. struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale;
2. descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi, della loro probabilità di accadimento e delle potenziali conseguenze ad essi associate;
3. descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale nella valutazione dei rischi di incidenti gravi all'interno della RGR;
4. controllo dei grandi rischi durante le operazioni normali;
5. la gestione dei cambiamenti;
6. preparazione e risposta alle emergenze;
7. la mitigazione dei danni ambientali;
8. il monitoraggio delle prestazioni;
9. modalità di audit e riesame;
10. modalità di partecipazione a consultazioni tripartite e di attuazione degli interventi che ne scaturiscono.

Per ciascuno degli argomenti del precedente elenco viene fornita una descrizione particolareggiata come riportato nei paragrafi che seguono.

4.1. Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità

Come richiesto dall'Articolo 19 del D.Lgs. 145/15, l'Operatore, nell'ambito del proprio sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, fornisce una descrizione delle modalità organizzative per il controllo dei rischi di incidente grave.

In accordo al D.Lgs. 624/96, per tutti gli aspetti di sicurezza le responsabilità vengono ripartite tra il Titolare, il Direttore Responsabile e il Sorvegliante. Come stabilito dallo stesso Decreto, ciò è da ritenersi valido per tutte le tipologie di rischio e, quindi, anche per i Grandi Rischi.

Il Titolare, ossia la persona giuridica che detiene il titolo minerario o l'autorizzazione alle operazioni di estrazione e produzione di idrocarburi, ha tra gli altri il compito di nominare, ai sensi del D.Lgs. 624/96, le altre due suddette figure e attestarne il possesso dei requisiti. In particolare, ha la facoltà di delegare al Direttore Responsabile da lui direttamente nominato i poteri in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica.

Il Direttore Responsabile ha il compito principale di osservare e far osservare le disposizioni normative e regolamentari in materia di salute e sicurezza dei lavoratori; in particolare, tra le sue mansioni deve:

- dichiarare di conoscere il DSS (Documento di Sicurezza e Salute), sottoscriverlo e attuare quanto in esso previsto;
- redigere, prima dell'inizio dei lavori, incarichi scritti per lo svolgimento di attività pericolose, o non pericolose ma che interagendo possono dar luogo a grandi rischi;
- assicurare l'efficienza dei sistemi di allarme ottico e acustico e di comunicazione, mediante un ordine di servizio;
- provvedere a disciplinare la movimentazione, lo stoccaggio e il trasporto degli esplosivi presenti a bordo dell'installazione;
- assicurarsi dell'avvenuta ispezione e manutenzione dei sistemi di sicurezza;
- garantire l'applicazione ed il rispetto del Sistema di Gestione Integrato.

Il Sorvegliante è la persona specificatamente nominata dal Titolare, sulla base delle capacità e delle competenze professionali necessarie, per la sorveglianza dei

luoghi di lavoro occupati dalle maestranze. La sua funzione consiste nell'accertare che i lavori si svolgano coerentemente con quanto prescritto dal DSS e nel rispetto delle norme di prevenzione, igiene e sicurezza, intervenendo direttamente sui lavoratori e sui preposti di eventuali imprese appaltatrici e tenendo informati dei fatti il Direttore Responsabile e/o il Titolare.

4.2. Procedura di valutazione dei rischi

Per la valutazione dei grandi rischi EniMed ha adottato le procedure Eni, le quali sono descritte all'interno di specifiche linee guida tecniche redatte dalla stessa Compagnia (Rif. 3). Tali linee guida forniscono indicazioni specifiche in merito all'implementazione della metodologia di valutazione dei rischi sviluppata da Eni e ad una migliore comprensione dei risultati ottenuti dall'analisi di identificazione dei pericoli (es. HAZID) e del processo di valutazione dei rischi per le persone e l'ambiente nell'ambito della preparazione della RGR ai sensi del D.Lgs. 145/15.

In particolare, le linee guida descrivono in dettaglio ogni singola fase inerente l'analisi di rischio, fornendo, laddove necessario, tutti i passaggi logici e numerici per la valutazione delle frequenze di accadimento e delle conseguenze associate agli scenari incidentali ipotizzati al fine identificare il livello di rischio complessivo atteso sia per le persone che per l'ambiente.

La procedura di valutazione dei rischi descritta dalle suddette linee guida si compone delle seguenti fasi:

- I. Identificazione dei pericoli: con riferimento ad una particolare installazione, tale fase si svolge attraverso un'identificazione sistematica dei pericoli utilizzando la tecnica HAZID (Hazard Identification). In base ai risultati ottenuti dall'HAZID è possibile quindi identificare un set di pericoli ritenuti rappresentativi dell'installazione in oggetto, i quali dovranno poi essere valutati in dettaglio attraverso l'analisi dei Grandi Rischi.
- II. Valutazione delle frequenze: per ciascuno dei grandi rischi identificati per l'installazione in oggetto la valutazione delle frequenze di accadimento dei conseguenti scenari incidentali ipotizzati (es. getto incendiato, flash fire, esplosione, etc.) viene effettuata utilizzando la tecnica denominata "Bow-Tie".



- III. Valutazione delle conseguenze: per ciascuno degli scenari incidentali di cui al punto precedente viene condotta una valutazione delle conseguenze finalizzata alla determinazione dell'estensione delle aree di impatto e alla stima della classe di gravità associata.
- IV. Valutazione del rischio: si calcola il livello di rischio per ciascuno degli scenari incidentali combinando la frequenza di accadimento e la classe di gravità associate e se ne valuta l'accettabilità mediante confronto con le soglie riportate sulla Matrice di Accettabilità del Rischio (Figura 4-2) adottata nello studio.

Sempre in accordo alle sopra citate linee guida, il processo di valutazione del rischio può essere attuato attraverso uno dei seguenti approcci:

- ✓ *Qualitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze vengono stimate in termini di "livelli" sulla base del giudizio tecnico di esperti;
- ✓ *Semi-quantitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze sono approssimativamente stimate mediante intervalli di valori;
- ✓ *Quantitativo*, in cui si effettuano valutazioni numeriche sulla base di dati statistici e modelli probabilistici derivanti dall'esperienza operativa di settore.

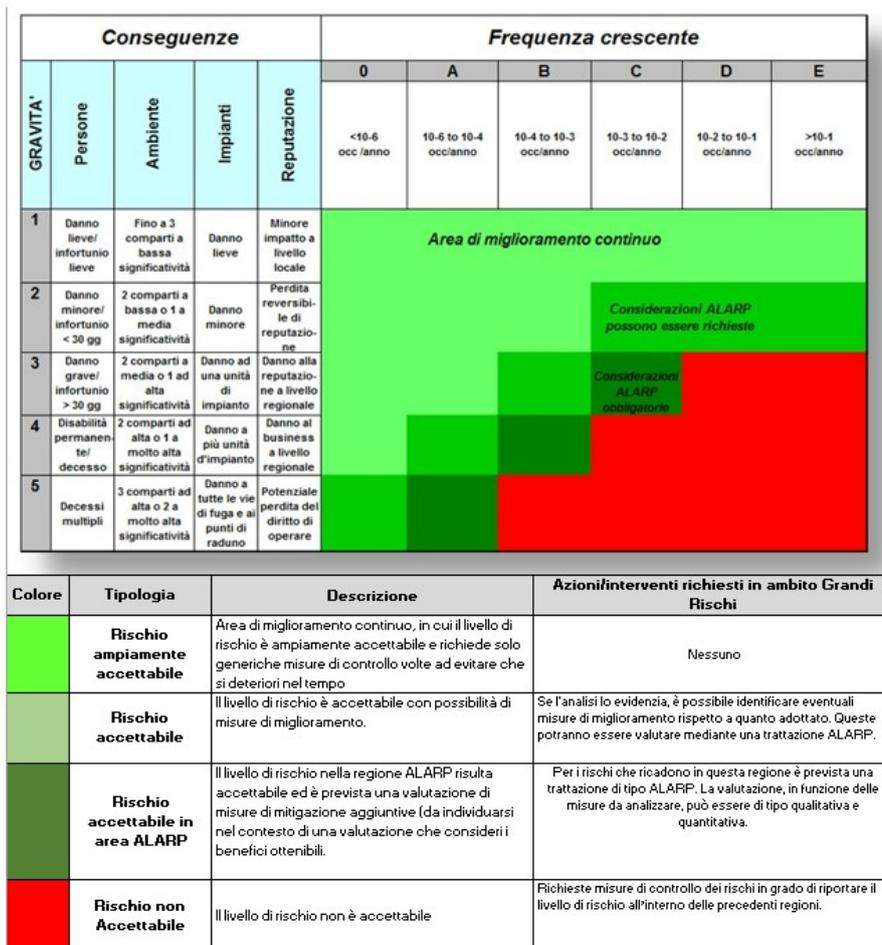


Figura 4-2 – Matrice di Accettabilità dei Rischi per le Persone, l'Ambiente, gli Impianti e la Reputazione

4.3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi

Con riferimento agli impianti offshore EniMed (Perla, Prezioso e Gela 1/Cluster), gli incidenti ambientali gravi sono quelli associabili a Blow-Out in fase di produzione, Blow-Out in fase di Rigless e rottura delle condotte sottomarine adibite al trasporto di olio.

Gli scenari di sversamento in mare sopra descritti sono caratterizzati da dinamiche piuttosto differenti tra loro.

Anche per la valutazione del rischio ambientale EniMed ha adottato la metodologia Eni descritta al paragrafo 4.2. Tale metodologia è in linea con quanto riportato nelle Linee Guida per la redazione della Relazione Grandi Rischi (Rif. 4) predisposte dal Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare.

Come descritto all'interno delle linee guida di Eni, la valutazione delle conseguenze sull'ambiente viene effettuata con riferimento al più severo scenario di rilascio in relazione alla natura del fluido sversato e all'entità dello sversamento. La valutazione delle conseguenze a seguito di uno sversamento in mare è effettuata in relazione al campo meteo-marino in cui tale evento si verifica.

Pertanto l'analisi di dettaglio prevede i seguenti step (vedere schema in Figura 4-3):

1. Screening di tutti i processi e delle sostanze presenti sull'installazione che possono portare, in caso di evento incidentale, ad un potenziale impatto ambientale;
2. Definizione degli scenari incidentali ambientali rappresentativi per l'intera installazione;
3. Definizione di macro-comparti per la valutazione delle conseguenze, in considerazione dei seguenti criteri:
 - a. Macro-Comparto Costa:
 - i. Massa di idrocarburo spiaggiata >1 t in celle 10 km x 10 km (Rif. 5);
 - b. Macro-Comparto Mare:



- i. Concentrazione di idrocarburo in colonna d'acqua > 0.5 mg/l (tale valore, precedentemente stabilito dal DPR 470/82 e smi, decreto ora abrogato per effetto del D.Lgs. 116/2008, in assenza di un riferimento normativo, è considerato un valore limite che continua a costituire un utile riferimento anche da parte di alcuni enti territoriali di controllo (es. ARPAT Toscana);
 - ii. Spessore del film superficiale di idrocarburo > 0.04 μm (Spessore limite inferiore di visibilità) (Rif. 6).
4. Modellazione degli scenari di rilascio in mare con apposito codice di calcolo (OSCAR, Rif. 7), attraverso un approccio di tipo stocastico: ogni scenario di riferimento (Blow-Out in fase di produzione, Blow-Out in fase di Rigless e rottura della sealine) è stato simulato considerando che si verifichi in momenti diversi all'interno di un periodo temporale statisticamente rappresentativo (9 anni) per il quale si dispone del campo meteomarinario.
5. Per ciascun quadro incidentale, definito come lo scenario incidentale in una precisa condizione meteomarina, è valutato l'impatto sui macrocomparti in base ai criteri suddetti e conseguentemente la Gravità del danno. Assegnata ad ogni quadro incidentale la frequenza di accadimento, viene effettuata la somma delle frequenze dei quadri incidentali appartenenti allo stesso scenario e aventi pari Gravità. La coppia Gravità del danno - somma delle frequenze viene inserita nella Matrice di Accettabilità del Rischio.
6. Determinazione dei quadri incidentali più rischiosi, altresì detti MRCD (Most Risky Case Discharge), ovvero quei quadri incidentali associati agli eventi che all'interno della Matrice di Accettabilità del Rischio si collocano in quelle zone caratterizzate dal rischio più elevato.
7. Definizione dei seguenti quadri incidentali di riferimento:
 - a. MARE SUPERFICIE: massima estensione di superficie coinvolta dal film superficiale di idrocarburo;
 - b. MARE COLONNA: massima estensione di superficie con concentrazione di idrocarburo in colonna superiore al limite di riferimento;
 - c. MARE FONDALE: massima estensione sul fondo marino con concentrazione di idrocarburo depositato superiore al limite di riferimento;



- d. COSTA: massima estensione di costa interessata dall'idrocarburo spiaggiato.
8. Modellazione dei quadri incidentali di riferimento con il software OSCAR, utilizzando il modello deterministico per la definizione puntuale e variabile nel tempo dell'evoluzione della dispersione.
 9. Valutazione in dettaglio delle conseguenze dei 4 quadri incidentali di riferimento sopra riportati in termini di aree impattate e lunghezza di costa coinvolta.
 10. Valutazione del danno sui target specifici, ovvero sui tre comparti ambientali (potenziali recettori) identificati: comparto "Aree, habitat e specie protette", comparto "Socio-economico-culturale" e comparto "Costa e ambiente marino costiero".
 11. Assegnazione della classe di Gravità dei quadri incidentali di riferimento in base alla Matrice di Accettabilità del Rischio attraverso la definizione della significatività del danno su ciascun comparto.

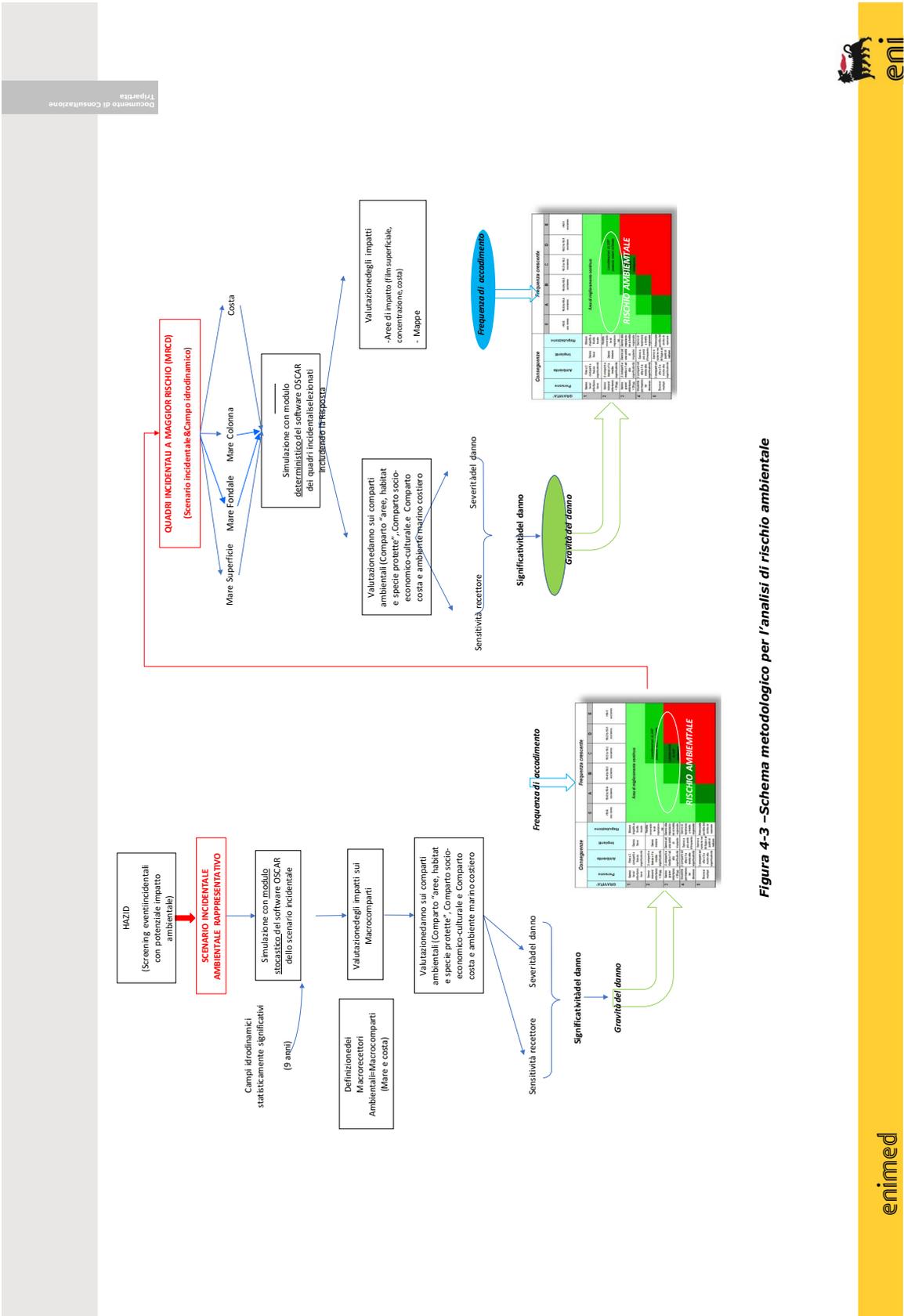


Figura 4-3 – Schema metodologico per l'analisi di rischio ambientale



4.4. Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni

Durante le normali operazioni sulle installazioni (es. normale produzione, movimentazione dei carichi, approccio mezzi navali autorizzati, appontaggio elicotteri, etc.), sono previsti specifici controlli (o barriere) sia di tipo preventivo sia di tipo mitigativo (o protettivo) dei grandi rischi.

Tra i controlli di tipo preventivo si annoverano gli Ordini di Servizio (OdS) da parte del Direttore Responsabile, i permessi di lavoro, le procedure per la gestione e il controllo di specifiche attività, la corretta progettazione degli impianti, la manutenzione e le ispezioni programmate delle apparecchiature e dei macchinari (es. gru di bordo) e il monitoraggio dei parametri operativi (es. pressione, temperatura, etc.), nonché la formazione e l'addestramento del personale operativo preposto allo svolgimento delle specifiche attività. A questi si aggiungono i sistemi di protezione delle apparecchiature in pressione (es. PSVs) e i sistemi di aiuto alla navigazione (NAVAIDS), entrambi costituenti barriere di tipo impiantistico. Tali barriere hanno come obiettivo quello di prevenire il rischio di incidenti gravi, quali il rilascio di idrocarburi in pressione, la collisione con mezzi navali ed elicotteri, cedimenti strutturali critici e caduta oggetti durante la movimentazione dei carichi.

I controlli di tipo mitigativo, aventi il compito di limitare gli effetti associati alle conseguenze derivanti dall'accadimento di un incidente grave, sono generalmente affidati a sistemi e/o impianti meccanici ad attivazione sia manuale che automatica, ai quali si aggiungono l'intervento delle Squadre di Emergenza, i sistemi di contenimento e di drenaggio o antinquinamento in caso di spill a mare, nonché i mezzi di sicurezza e salvataggio per le persone (es. scialuppe, zattere, salvagenti, giubbotti, DPI, etc.) e le procedure e i piani di gestione delle emergenze. Tra i sistemi automatici si annoverano quelli di rilevazione gas (sia infiammabile che tossico) e incendio, il sistema di blocco di emergenza (ESD System), i sistemi antincendio a protezione attiva e passiva e i sistemi di comunicazione di emergenza (es. PA/GA System).

Nella tecnica Bow-Tie utilizzata per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali i suddetti controlli vengono quantificati attraverso metodologie standard internazionali comunemente impiegate dalle principali compagnie nel settore dell'industria petrolifera.

Per la valutazione delle barriere è stata in particolare utilizzata una metodologia di analisi denominata SPAR-H (Standardized Plant Analysis Risk - Human Reliability Analysis) (Rif. 8,9). L'applicazione di questa metodologia ha permesso di calcolare per l'efficacia di ciascuna delle barriere coinvolte un valore corrispondente al Rateo di Guasto della barriera, chiamato anche "Integrità della Barriera"; tale valore è compreso tra 0.1 (barriera totalmente efficace) e 1 (barriera totalmente inefficace). Per le barriere di tipo protettivo, l'integrità della barriera può essere rappresentata anche da un valore inferiore a 0.1, dovuto principalmente all'inserimento di elementi relativi all'affidabilità tecnico-impiantistica delle apparecchiature costituenti la barriera stessa.

Per ciascuna delle barriere di tipo meccanico-impiantistico vengono identificati specifici elementi considerati critici per la sicurezza e/o per l'ambiente (SECE), già descritti al paragrafo 2.2; i criteri relativi all'identificazione e alla gestione di tali elementi critici sono definiti in accordo ad una specifica linea guida tecnica sviluppata da Eni e presente all'interno del sistema di gestione di EniMed (Rif. 10).

La lista dei SECE è stata prodotta per tutte le installazioni offshore di EniMed. Per ogni SECE identificato viene sviluppata una specifica scheda di verifica la cui struttura prevede l'applicazione della metodologia FARSI (in italiano FADSI - Funzionalità, Affidabilità, Disponibilità, Sopravvivenza, Indipendenza), mediante la quale si valutano aspetti legati rispettivamente alle specifiche funzionali degli elementi (F), ai programmi di manutenzione (A), ai programmi di test periodici (D), alla capacità di mantenere attiva la risposta richiesta (intervento) anche in caso di incidente, guasto o modifica impiantistica (S) nonché alla verifica dell'indipendenza di questa risposta dal funzionamento di altre barriere (I).

Le schede di verifica dei SECE vengono prodotte direttamente da EniMed e successivamente sottoposte al Verificatore Indipendente selezionato (RINA). Obiettivo principale dell'attività di verifica è mettere in atto un processo che assicuri che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente siano tali da fornire le necessarie performance, qualora richieste. Evidenza dell'esito della verifica con inclusa una descrizione della metodologia utilizzata per la verifica, dei mezzi di verifica e delle raccomandazioni emerse a valle di tale verifica viene riportata in un documento dedicato prodotto dal Verificatore Indipendente incaricato ai sensi dell'Articolo 11 del D.Lgs. 145/15 ed allegato alla RGR di impianto.

enimed



4.5. Gestione delle modifiche

Come definito a livello generale, ai fini del SGI HSE, con il termine "modifica" si intende "una qualunque variazione, permanente o temporanea, che possa avere qualche influenza sulle condizioni HSE".

La gestione delle modifiche sugli impianti EniMed segue la procedura pro-sg-hse-006-enimed "Gestione e controllo delle nuove realizzazioni e modifiche". Ai fini dell'applicazione di tale procedura si identificano le seguenti tipologie di modifiche:

- ✓ *Modifiche tecniche/operative*: modifiche di impianti e processi che possano avere influenza sulle condizioni HSE, ma che non comportino variazioni organizzative;
- ✓ *Modifiche organizzative*: modifiche di ruoli, responsabilità, operazioni o relazioni che possano avere influenza sulle condizioni HSE;
- ✓ *Modifiche temporanee*: qualsiasi intervento che alteri temporaneamente la configurazione fisica dell'impianto e/o delle funzioni di controllo del processo, per un periodo di tempo non superiore a 6 mesi; dopo tale periodo la modifica dovrà essere nuovamente trattata secondo la suddetta procedura.

La gestione delle modifiche negli impianti EniMed avviene mediante l'ausilio di un apposito modulo che guida alla successione delle attività e permette la registrazione delle avvenute attività per le singole fasi.

Il processo di gestione delle modifiche si articola nelle seguenti fasi:

- **Richiesta di modifica**. Può essere fatta dal responsabile EniMed e del Sistema di Gestione Integrato, dal responsabile dell'Unità Salute, Sicurezza, Ambiente e Permitting, dal responsabile dell'Unità Operations, dal responsabile dell'Unità Development and Optimization Projects o dal responsabile dell'Unità Risorse Umane. Il Richiedente compila il modulo indicando il proprio nome, il ruolo e la posizione aziendale, fornendo una descrizione della modifica proposta che riporti tutti gli elementi che consentano alle funzioni coinvolte nella valutazione della modifica una chiara comprensione della stessa.



- Identificazione Unità Referente di Progetto. Figura aziendale identificata quale referente per il processo di modifica.
- Valutazione preliminare di rilevanza. Consiste in una classificazione preliminare della specifica modifica da attuare in relazione alla sua rilevanza, e viene effettuata dal Referente di progetto. Tale classificazione permette di definire quindi se la modifica è "rilevante ai sensi dei requisiti di legge", "rilevante ai fini di una richiesta di autorizzazione, ma non ai sensi dei requisiti di legge" oppure "non rilevante".
- Classificazione preliminare della modifica. Permette in via preliminare di classificare la modifica come "rilevante" o "non rilevante". In caso di modifica rilevante, il Referente di progetto invia al Responsabile dell'Unità Salute, Sicurezza, Ambiente e Permitting (SAGE) il modulo compilato insieme ad altre eventuali informazioni/documenti riguardanti la proposta di modifica.
- Autorizzazioni per la realizzazione della modifica. Le funzioni coinvolte predispongono la documentazione di riferimento necessaria per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie e assicurano l'attivazione degli enti competenti. A valle di ciò il Responsabile dell'Unità Salute, Sicurezza, Ambiente e Permitting (SAGE) procede ad autorizzare l'intervento di modifica proposto, per quanto di sua competenza.
- Verifica di classificazione preliminare. Dall'analisi del modulo ricevuto dal Richiedente, SAGE verifica la classificazione proposta ed esprime il proprio parere compilando l'apposita sezione interna al modulo di gestione delle modifiche.
- Analisi dei rischi. SAGE, per le modifiche classificate come "rilevanti", dispone l'effettuazione dell'analisi dei rischi (identificazione dei pericoli e valutazione dei rischi), da condursi mediante metodologie adeguate alla tipologia di modifica in oggetto, richiedendo le informazioni e la documentazione necessaria.

Nel caso di modifiche considerate “sostanziali”, ovvero modifiche che comportano un incremento significativo del livello di rischio (aumento nell’ordine di grandezza con conseguente spostamento della cella all’interno della matrice di rischio) o una variazione nella distribuzione spaziale dei rischi all’interno del luogo di lavoro, l’Operatore è tenuto ad aggiornare i contenuti della documentazione presentata (es. RGR, comunicazione di operazioni di pozzo, etc.). La procedura EniMed di gestione delle modifiche riporta le azioni che devono essere messe in atto da parte dell’Operatore al fine di adempiere a quanto previsto dal D.Lgs. 145/15.

4.6. Gestione delle emergenze

La risposta alle emergenze rappresenta una delle barriere mitigative nel caso in cui si materializzi un qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo e che rappresenti un pericolo per le persone, per l’ambiente o per i beni aziendali.

Al fine di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari ad organizzare efficacemente e il più velocemente possibile l’intervento appropriato, Eni ha redatto una serie di documenti in materia contenenti le procedure relative alla strategia e ai piani di risposta alle emergenze. Tali documenti sono applicabili, in caso di emergenza, a tutte le attività svolte dalla Compagnia sugli impianti offshore e sono di seguito riassunti:

- Strategia per la risposta alle emergenze;
- Piano generale di emergenza;
- Piano di Emergenza Ambientale Offshore;
- Piano di Emergenza Sanitaria;
- Esercitazioni di Emergenza HSE

The logo for EniMed, consisting of the word "enimed" in a lowercase, sans-serif font.

Questi costituiscono una linea guida per le consociate (in questo caso EniMed) e sono stati redatti allo scopo di fornire indicazioni specifiche per l'implementazione di un efficace ed efficiente sistema di gestione delle emergenze. Ciascuna procedura tratta una tematica specifica relativa al processo dell'Emergency Response e riporta in maniera esaustiva gli aspetti cardine da includere nei rispettivi piani e procedure di emergenza delle controllate.

Con riferimento agli impianti offshore di EniMed, i documenti di riferimento per la gestione delle emergenze sono i seguenti:

- *pro-sg-hse-030-EniMed "Piano Generale di Emergenza EniMed"*
- *pro-sg-hse-035-EniMed "Strategia per la risposta alle emergenze"*
- *opi-sg-hse-80-EniMed "Piano di emergenza interno Perla"*
- *opi-sg-hse-081-EniMed "Piano di emergenza interno Prezioso"*
- *opi-sg-hse-082-EniMed "Piano di emergenza interno Gela 1"*
- *pro-sg-hse-005-EniMed "Gestione della documentazione e delle registrazioni HSE"*
- *opi-sg-hse-042-EniMed "Abbandono piattaforma"*
- *pro-sg-hse-032-EniMed "Piano di emergenza sanitaria nei luoghi di lavoro offshore"*
- *pro-sg-hse-031-EniMed "Piano antinquinamento offshore piattaforme Perla, Prezioso, Gela 1 e condotte di collegamento a CROPP e 3°CRO"*
- *pro-sg-hse-003-EniMed "Formazione, sensibilizzazione e competenze HSE"*
- *pro-sg-hse-012-EniMed "Riunioni di sensibilizzazione HSE"*
- *opi-sg-hse-003-EniMed "Esercitazioni di Emergenza HSE."*

L'obiettivo primario è fornire al personale le indicazioni operative per la gestione delle emergenze, tra cui quelle ambientali offshore, generate tipicamente da sversamenti accidentali di idrocarburi ed altre sostanze chimiche nel corso di attività svolte nei siti produttivi offshore, al fine di limitare l'impatto sull'ambiente e la collettività.

The logo for EniMed, consisting of the word "enimed" in a lowercase, sans-serif font.

4.6.1. Definizione dei piani di emergenza

Il Piano di emergenza generale è stato sviluppato sulla base dei seguenti scenari incidentali, applicabili nel contesto del D.Lgs. 145/15:

- Rilascio di sostanze pericolose (infiammabili, tossiche, pericolose per l'ambiente, etc.);
- Spandimento di idrocarburi liquidi infiammabili e non, con o senza incendio;
- Incendio locale elettrico;
- Infortunio;
- Terremoto;
- Incursione nell'impianto da parte di personale non autorizzato.

Indipendentemente dall'elenco sopra riportato, da considerarsi comunque esemplificativo e non esaustivo, il Piano generale di emergenza consente di gestire qualunque tipo di emergenza e lo stato di crisi e di fronteggiare qualsiasi situazione che presenti un rischio immediato di incidente grave come definito dal D.Lgs. 145/15.

Periodicamente vengono inoltre simulati scenari relativi a situazioni di emergenza dove si testa l'intervento delle persone e dei mezzi preposti a far fronte alla situazione di crisi venutasi a creare. Le esercitazioni possono venire utilizzate anche per emettere o puntualizzare procedure operative in essere e per eventuali azioni correttive e/o di miglioramento. Le dotazioni per fronteggiare eventuali rilasci in mare sono soggette a controlli come previsto dal DM 23 gennaio 2017.

4.6.2. *Filosofia generale di gestione dell'emergenza*

In accordo al Piano di emergenza di EniMed, sono stati definiti tre livelli di emergenza sotto la responsabilità del Datore di Lavoro/Amministratore Delegato di seguito denominato Emergency Response Manager (ERM).

Il Referente del Sito (Sorvegliante) alla segnalazione di Emergenza, si occupa della conduzione e della sua gestione, valutando le opportune azioni da intraprendere e dando disposizioni al personale e a tutte le persone presenti.

Emergenza di 1° livello

È un' emergenza gestibile a livello operativo dal personale e dai mezzi in dotazione al Sito, secondo le modalità indicate nel Piano di Emergenza Interno e relativo Ruolo di Emergenza.

Tra le emergenze classificabili di 1° livello si riportano:

- "kick" di un pozzo, che possono essere controllati utilizzando gli equipaggiamenti in dotazione al Sito;
- spill o incendio che possono essere controllati utilizzando gli equipaggiamenti in dotazione al Sito.

Emergenza di 2° livello

È un'emergenza che richiede l'attivazione di ulteriori risorse di EniMed a supporto del personale e dei mezzi in dotazione al Sito. Può richiedere anche l'assistenza di contrattisti specializzati (ad esempio: il Servizio Antinquinamento Marino) e di Autorità e Amministrazioni pubbliche a livello locale e regionale (ad esempio, Vigili del Fuoco, Capitaneria di Porto).

Tra le emergenze classificabili di 2° livello si riportano:

- emergenza pozzo con condizioni tali da richiedere l'intervento di un team dedicato;
- esplosioni o incendi non gravi ma che richiedono l'intervento di contrattisti specializzati gestiti da EniMed o di enti esterni a livello locale o regionale (es. Vigili del Fuoco);

enimed



- spill che eccede la capacità di risposta del sito e necessita il supporto di contrattisti specializzati gestiti dal distretto di competenza (es. pronto intervento ecologico o servizi di antinquinamento marino) o di enti esterni a livello locale o regionale;

Emergenza di 3° livello

È un'emergenza che può richiedere l'attivazione di ulteriori risorse, anche a livello internazionale, attivate da Eni attraverso la sua unità di crisi, nonché può richiedere l'assistenza di Autorità e Amministrazioni pubbliche a livello locale, regionale o nazionale.

Tra le emergenze classificabili di 3° livello si riportano:

- emergenza in pozzo con eruzione incontrollata;
- esplosioni o incendi gravi con impatto sull'esterno;
- spill che eccede la capacità di risposta del sito e necessita il supporto di contrattisti specializzati sia a livello nazionale che internazionale.

4.6.3. Fuga ed evacuazione di emergenza

Tutti gli impianti offshore EniMed sono dotati di un sistema organizzato di vie di fuga per il deflusso rapido ed ordinato verso le aree di abbandono. Ogni area è stata dotata di almeno due vie di fuga alternative in grado di condurre il personale in "aree sicure".

Al fine di consentire l'abbandono repentino dell'installazione e l'allontanamento dalla stessa nei casi di emergenza, sono disponibili specifici mezzi di evacuazione e salvataggio per le persone.

A livello generale, tutto il personale che accede agli impianti viene istruito, mediante il "Briefing di Sicurezza", sul comportamento da adottare durante la loro permanenza. Inoltre, viene indicato dove è disposto il "punto di raccolta" a cui si devono portare nel caso venisse udita la sirena di emergenza. In linea generale, in caso di comunicazione di abbandono dell'installazione, il personale presente a bordo deve sospendere immediatamente il lavoro in corso mettendo in sicurezza le proprie attrezzature e dirigersi immediatamente al punto di raccolta indossando il giubbotto salvagente.

enimed



Il responsabile dell'installazione (es. Capo Piattaforma) ha il compito di dirigere le operazioni di abbandono in sicurezza dell'installazione, valutando opportunamente lo stato degli impianti e delle condizioni meteorologiche.

4.6.4. Gestione dell'emergenza sanitaria Covid-19

In risposta alla situazione emergenziale legata alla pandemia da COVID-19, Eni conferma l'adozione delle misure di tutela della salute e della sicurezza e la puntuale attuazione di tutte le indicazioni e prescrizioni emesse dal Governo e dalle Autorità Competenti per il contenimento della diffusione del virus COVID-19, sulle azioni implementate che hanno permesso di garantire la continuità delle operazioni assicurando la salvaguardia della salute dei lavoratori. Si precisa che quanto finora messo in atto è legato alla situazione epidemiologica in atto, senza escludere una rivalutazione delle azioni da attuare in funzione dell'evolversi dell'emergenza. Di seguito si

riportano le azioni di contrasto alla pandemia implementate in questo periodo:

- Istituzione comitato COVID con la partecipazione di HR, RSPP, DL, RSU, RLSA;
- Diffusione di informazioni accurate e tempestive a tutti i livelli aziendali e verso i soggetti Terzi coinvolti sia in attività operative che di servizi intellettuali al fine di ridurre al minimo le interruzioni indesiderate e impreviste e massimizzare il risultato efficace della risposta. La comunicazione è stata mantenuta attiva tramite i classici canali aziendali, quali mail, intranet aziendale, bacheche informative, ma anche ricorrendo a nuovi strumenti quali sessioni di sensibilizzazione e sessioni informative da remoto su piattaforme digitali con personale EniMed e ditte contrattiste;
- Incontri periodici con RLSA e medico competente per un confronto sui continui aggiornamenti del Medical Emergency Response Plan (MERP);
- Rimodulazione del programma attività, con posticipo attività non urgenti per la continuità delle operazioni;
- Riduzione del numero del personale massimo in salita in piattaforma (riduzione al 50%) con pernottamento in camera singola ed esecuzione di tamponi rapidi pre-imbarco;
- Intensificazione delle operazioni di sanificazione e pulizia dei locali;
- Approvvigionamento e distribuzione centralizzata dei dispositivi di protezione delle vie respiratorie;
- Definizione delle modalità di accesso alle installazioni offshore, con controllo temperatura all'ingresso, verifica massiva su tutto il personale EniMed, contrattista e visitatori del possesso della certificazione verde (green pass base /rafforzato);



- Ri-organizzazione del servizio di ristorazione aziendale al fine di mitigare il rischio di contagio;
- Ri-organizzazione delle modalità di trasferimento in offshore con riduzione al 50% dei pax su elicottero al fine di garantire il distanziamento di sicurezza;
- Definizioni di protocolli specifici per attività di well integrity quali organizzazione di quarantene preventive di 7 gg prima della salita del personale , esecuzione di tamponi PCR al primo ed ultimo giorno ed utilizzo di maschere filtranti FFP2;
- Definizioni di protocolli specifici per attività di campagne di ispezioni e controllo a bordo di mezzi navali, quali esecuzione di tamponi pre-imbarco, creazione di gruppi omogenei al fine di ridurre le possibili situazioni di contatto tra l'equipaggio del mezzo navale ed il personale operativo impegnato nelle attività di ispezione, utilizzo di cabine singole con servizi igienici dedicati e definizione piano di evacuazione per casi sospetti.

4.7. Mitigazione dei danni ambientali

Il Piano Generale di Emergenza descrive in modo completo i ruoli specifici attribuiti alle varie figure professionali che possono essere coinvolte nella gestione dell'emergenza.

In caso di presidio di una delle installazioni, chiunque presente a bordo rilevi condizioni che potrebbero comportare pericolo di inquinamento marino deve segnalarlo immediatamente al responsabile dell'installazione (es. Capo Piattaforma). Quest'ultimo valuta l'anomalia/incidente segnalata e, nel caso in cui ritenga di essere di fronte ad una situazione di emergenza, si attiva per la sua gestione e informa il RAM (Responsabile Antinquinamento Marino).

Se l'anomalia/incidente viene rilevata da remoto dalla sala controllo del 3° CRO o del CROPP, il Referente del Sito onshore informa il Responsabile di Produzione e, in caso di piattaforma presidiata, il Capo Piattaforma. Essi valutano l'anomalia/incidente e, nel caso in cui ritengano di essere di fronte a una situazione di emergenza, si attivano per la sua gestione.

Con riferimento alle strategie di risposta, è in essere un contratto di Sharing tra Energean ed EniMed per l'utilizzo di mezzi navali ed aerei. Nell'ambito di tale contratto le chiamate di emergenza hanno un effetto immediato che interrompe il servizio ordinario intrapreso da Energean e/o EniMed e l'invio dei mezzi necessari nelle aree interessate dall'emergenza.

enimed



Le principali azioni di risposta che possono essere intraprese in caso di spill a mare sono le seguenti:

- Monitorare e valutare;
- Favorire la naturale evaporazione delle sostanze sversate;
- Contenimento e recupero in acqua;
- Utilizzo di disperdente;
- Protezione della costa e delle aree sensibili;
- Pulizia della costa.

In ottemperanza a quanto previsto dalla normativa – DM 23/01/17 “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 d’appoggio” – EniMed ha attrezzato sia la base operativa portuale a terra sia gli stessi impianti di produzione offshore con le dotazioni anti-inquinamento necessarie ad assicurare un immediato ed efficace intervento.

4.8. Monitoraggio delle prestazioni

Il monitoraggio delle prestazioni è insito nello stesso modello di Bow-Tie utilizzato per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali associati ai Grandi Rischi, dal momento che al suo interno sono riportati tutti i controlli sia preventivi che mitigativi specifici di un determinato evento incidentale (es. perdita di contenimento di un apparecchiatura in pressione, caduta oggetti, collisione elicotteri e mezzi navali, etc.) a ciascuno dei quali viene associato un valore rappresentativo dell’efficacia (o Integrità) del controllo (o barriera), come descritto al paragrafo 4.4.

Le prestazioni delle barriere, sia dei SECE che di quelle di tipo umano, risultano codificate a fini di monitoraggio.

In particolare, le attività di manutenzione di tutte le attrezzature, impianti ed apparecchiature sia onshore che offshore di EniMed sono regolate mediante la procedura opi-sg-hse-001-enimed (“Rilievo condizioni HSE: attività e

enimed



responsabilità”) e sono gestite dall’Operations e dall’unità di Manutenzione Operativa.

I servizi di manutenzione sono supportati da un Sistema Informativo di Manutenzione (SIM) attraverso il programma SAP PM, che ha lo scopo di:

- supportare la gestione degli interventi manutentivi e l’esecuzione dei lavori in conformità alle specifiche manutentive definite dall’Ingegneria di Manutenzione;
- ottenere tracciabilità delle informazioni (anagrafiche, piani, risultati dei controlli, verifiche, manutenzioni) quale strumento di “registrazione” per la gestione dell’attività di manutenzione prevista per legge (D.Lgs. 81/08, D.Lgs. 624/96, DM 10/03/98, D.Lgs. 152/06);
- gestire le risorse ed il calendario degli interventi;
- gestire i materiali e ottimizzare scorte dei ricambi e della componentistica;
- misurare e migliorare il livello di efficienza raggiunto.

All’interno del SIM sono definiti i criteri di classificazione e codifica che permettono di rintracciare le attività di manutenzione aventi impatti HSE.

Gli elementi critici per la sicurezza e l’ambiente (SECE) individuati nell’analisi di rischio e riportati nelle schede di verifica sottoposte al controllo di adeguatezza del Verificatore Indipendente selezionato (RINA) sono stati identificati nel SIM con il codice “K” posto nel campo apposito denominato “codice ABC”. Gli elementi critici sono inoltre sottoposti a piani di manutenzione preventiva dedicati per i quali è assegnata una priorità di intervento rispetto agli altri componenti dell’impianto. Mediante il codice K è possibile rintracciare agevolmente gli ordini di manutenzione associati agli item critici per la pianificazione degli interventi, l’analisi degli stessi e le attività di reporting. Il monitoraggio delle attività di manutenzione preventiva dei SECE viene esplicitato attraverso indicatori di prestazione (KPI), così come il monitoraggio di ciascuna attività HSE. In generale, l’utilizzo di indici e indicatori di prestazione è ritenuto indispensabile per una corretta misura e valutazione delle performance delle attività HSE, nonché per il raggiungimento di obiettivi pianificati. Tali indici sono definiti in termini di valori assoluti, consentendo una rappresentazione del fenomeno confrontabile nel tempo.



Il monitoraggio delle prestazioni HSE da parte di EniMed viene regolato attraverso la procedura pro-sg-hse-016-enimed "Monitoraggio, misurazione e reporting delle prestazioni HSE".

Con particolare riferimento alla gestione della sicurezza di processo (Process Safety), vengono utilizzati specifici indicatori di performance. Ad esempio, al fine di prevenire il manifestarsi di eventi negativi improvvisi e incontrollati a seguito di rilasci di idrocarburi da apparecchiature, vengono utilizzati indicatori di distanza (lagging KPI) e predittivi (leading KPI).

In ottemperanza all'Art. 23 del D.Lgs 145/15 e secondo quanto indicato dall'allegato XI, punto 2 del medesimo Decreto, EniMed (Operatore) comunica alle Autorità Competenti (Comitato), le informazioni circa gli incidentali gravi, relativamente alle proprie operazioni in mare.

Sebbene in EniMed non si siano verificati incidenti gravi, è comunque garantita una comunicazione reciproca con gli altri siti / distretti italiani al fine di garantire un interscambio delle informazioni e delle performance su installazioni similari.

4.9. Attività di audit e riesame

Come precedentemente accennato nel Capitolo 0, allo scopo di mantenere il Sistema di Gestione HSE sotto controllo e di valutare in modo continuativo la sua efficienza (attuazione della Politica e conseguimento degli obiettivi HSE), sono pianificate verifiche interne di conformità HSE (audit), eseguite da personale opportunamente addestrato, indipendente da quello avente diretta responsabilità delle attività sottoposte a verifica.

Gli audit di conformità al Sistema di Gestione HSE sono finalizzati ad accertare, tra gli altri:

- la conformità alle leggi, ai regolamenti HSE applicabili e agli altri obblighi di conformità;
- l'esecuzione delle attività, lungo tutto il ciclo di vita, in conformità alla Politica e al Sistema di Gestione HSE;
- la conformità a tutti i requisiti dell'MSG HSE di Eni e degli standard di



controllo previsti dal Modello 231;

- la definizione e l'applicazione del sistema di gestione della sicurezza di processo (audit di Process Safety);
- l'efficienza delle "best practices" adottate;
- l'idoneità di quanto attuato per il raggiungimento degli obiettivi derivanti dagli impegni dichiarati nella Politica HSE.

Le risultanze degli audit sono portate a conoscenza delle varie Unità e verificate affinché i relativi Responsabili possano intraprendere eventuali azioni correttive.

In particolare, audit operativi di sicurezza (audit di Process Safety) vengono effettuati periodicamente da EniMed all'interno dei propri siti operativi. Gli obiettivi principali di tali attività sono:

- verificare se sono attuati i controlli per la valutazione e la riduzione del rischio;
- individuare i punti di forza e di debolezza delle operazioni di gestione della sicurezza esistenti;
- valutare le prestazioni di sicurezza e identificare le aree di miglioramento;
- valutare la preparazione e la risposta alle emergenze, analizzando la documentazione disponibile e i piani di formazione.

L'attività di audit è disciplinata attraverso la procedura pro-sg-hse-009-enimed ("Audit del Sistema di Gestione Integrato HSE").

Almeno annualmente, e ogni qualvolta sia ritenuto necessario, viene effettuato dalla Direzione EniMed un Riesame del Sistema di Gestione Integrato HSE, come disciplinato in apposita procedura pro-sg-hse-011-enimed ("Riesame del Sistema di Gestione HSE"). L'obiettivo principale dell'attività è quello di riesaminare l'adeguatezza, la rispondenza e l'efficacia del Sistema di Gestione HSE e delle sue performance, in relazione ai requisiti degli standard di riferimento e di altri standard sottoscritti, inclusi gli obiettivi ed i traguardi strategici.

In generale, attraverso il Riesame è possibile definire misure di miglioramento globale delle prestazioni HSE e identificare eventuali necessità di modifica da



apportare alla Politica, all'organizzazione, alla documentazione di sistema ed alle attività del Sistema di Gestione Integrato HSE. Il Riesame è condotto in base ai seguenti dati di input:

- Valutazione e risposta del Sistema di Gestione HSE (cambiamenti legislativi e degli altri obblighi di conformità, cambiamenti organizzativi/societari, rischi/opportunità HSE, verifiche HSE, comunicazioni, etc.);
- Valutazione delle prestazioni HSE;
- Azioni di miglioramento definite nel precedente riesame;
- Piano HSE;
- Criticità HSE;
- Cambiamenti nel contesto e nei bisogni/aspettative delle parti interessate;
- Adeguatezza delle risorse per il sistema.

Sulla base delle considerazioni emerse dal Riesame, vengono individuati specifici elementi in uscita, quali:

- azioni correttive, per evitare il ripetersi di eventuali non conformità, mancanze, condizioni di inefficacia o inefficienza del Sistema di Gestione Integrato HSE;
- opportunità di miglioramento continuo, ad esempio attraverso la definizione di nuovi obiettivi e traguardi;
- modifiche alle risorse definite per il sistema;
- eventuali azioni necessarie qualora gli obiettivi prefissati non siano stati raggiunti;
- necessità formative, di promozione e diffusione proattiva della cultura HSE;
- programma di audit interno;
- azioni per integrare maggiormente il sistema HSE con gli altri processi aziendali;
- ulteriori indicazioni strategiche.



4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi

In accordo a quanto stabilito nella Politica di Prevenzione degli Incidenti Gravi, EniMed si impegna a partecipare alle consultazioni tripartite tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori, volte a favorire il dialogo e la cooperazione con l'autorità competente ai fini della formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

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.

Le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori e 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, sono stabiliti dal Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 "Consultazione tripartita". EniMed assicura l'attuazione degli interventi e delle azioni che potrebbero scaturire dalla partecipazione alle consultazioni tripartite. Le eventuali segnalazioni, osservazioni o non conformità saranno gestite attraverso specifica procedura interna e/o come stabilito in sede di Consultazione.



5. RIFERIMENTI

- 1 pro-sg-hse-001-enimed, "Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE"
- 2 PSAF-TG-017, "Major Risk Assessment Methodology (in compliance with the EU Directive 2013/30/EU)", Technical Guideline
- 3 LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DELLA RELAZIONE SUI GRANDI RISCHI E LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO IN ACCORDO AL DLGS. N. 145 DEL 18 AGOSTO 2015, Ottobre 2017, Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare
- 4 OLF 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) . revision 2007
- 5 Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC)
- 6 OSCAR Software – Oil Spill Contingency and Response - SINTEF
- 7 Use of a SPAR-H Bayesian Network for predicting Human Error Probabilities with missing observations
K.M.Groth, L Swiler, Sandia National Laboratories US
- 8 How Many Performance Shaping Factors are Necessary for Human Reliability Analysis? - PSAM 10 Ronald L. Boring - June 2010
- 9 opi hse 021 eni spa Gestione degli Elementi Critici per la Sicurezza e l'Ambiente (SECE)





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	Compilato:	Verificato:	Approvato:
00	15/05/2018	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 <i>[Signature]</i>	L. Boccitto <i>[Signature]</i>	L. De Caro <i>[Signature]</i>



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

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	6
3.	DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI 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	23
	4.8. Monitoraggio delle prestazioni	24
	4.9. Attività di audit e riesame.....	29
	4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi	30
5.	RIFERIMENTI.....	32



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

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.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Nel presente capitolo si illustrano le strategie adottate da Eni al fine di prevenire l'accadimento di incidenti gravi in accordo alla definizione data dal D.Lgs. 145/15. Tali strategie sono inerenti alla politica di prevenzione degli incidenti gravi e al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente.

È comunque importante sottolineare che, dal momento che le attività Eni sono da sempre state soggette alla possibilità che si verificano 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 n° 10 Politiche che abbracciano tutta la sua attività. Ai fini del D.Lgs. 145/15 le Politiche applicabili sono due:

- Politica n°1: "Le persone"
- Politica n°10: "La cultura dell'integrità nelle operations"

Esse 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;



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

-
- 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 10 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.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

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 10 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, impedirne la mitigazione delle conseguenze o addirittura contribuirvi sostanzialmente.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

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;
- Assicurare la conformità delle attività della Compagnia alle norme vigenti in tema di salute, sicurezza ed ambiente ed il miglioramento continuo delle sue prestazioni HSE;
- Predisporre e mantenere il proprio sistema di gestione in accordo agli standard maggiormente accreditati in campo internazionale.

Al fine di conseguire gli obiettivi sopraccitati, la Compagnia intraprende le seguenti azioni:

- Predisporre, mantenere e migliorare il Sistema di Gestione HSE conformemente a regole, linee guida e procedure di standard internazionali quali ISO 14001 e ISO 45001, al fine di ottenere e mantenere la certificazione da parte di un ente di certificazione di terza parte accreditato, in ossequio ai piani ed agli obiettivi di Società;
- Promuovere il coinvolgimento del personale e la sua formazione, in modo da migliorare continuamente i traguardi di riferimento di prevenzione e protezione;

Il raggiungimento degli obiettivi HSE è una responsabilità che ricade su tutte le funzioni e distretti della Compagnia. Il supporto d'insieme ed il coordinamento viene assicurato dall'Alta Direzione, che:

- Definisce gli obiettivi HSE e la strategia d'implementazione del sistema di gestione integrato, tenuti sotto controllo tramite una regolare attività di audit.
- Analizza i risultati e propone azioni correttive, coinvolgendo direttamente distretti e siti operativi.
- Assicura che la Politica sia mantenuta aggiornata.

Per una descrizione più particolareggiata del Sistema di Gestione HSE si rimanda al Capitolo 4, nel quale tale sistema viene descritto sulla base dei requisiti imposti dal D.Lgs. 145/15 attraverso gli art. 11 e 19 precedentemente citati.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

3. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE

Le linee programmatiche e di azione che scaturiscono dalle strategie descritte nel Capitolo 2, che a loro volta sono la conseguenza della valutazione del rischio, rientrano nelle logiche consolidate di tracciatura dei piani di azione, i quali raccolgono anche le osservazioni e non conformità derivanti dagli Audit Tecnici, dalle certificazioni ISO 45001 e dagli Audit di Process Safety, per culminare nel Riesame da parte della Direzione.

La tracciatura dei piani di azione parte dall'analisi e dall'elaborazione statistica dei dati pertinenti alla gestione, che risulta essere funzionale alla determinazione delle aree di possibile miglioramento del Sistema di Gestione HSE. La raccolta dei dati prevede l'uso di idonee fonti di informazione, tra i quali audit interni HSE e tecnici, audit esterni, esiti di verifiche di conformità, azioni preventive e correttive implementate, feedback di processo e analisi dell'andamento degli indicatori di performance (KPI).

In particolare, le verifiche di conformità a cui sono sottoposte attività e fasi, sia interne che esterne, sono utilizzate per accertare sistematicamente il rispetto di normative, procedure integrate e specialistiche, documenti ed istruzioni.

Il Referente HSE verifica periodicamente, di concerto con i Responsabili di Unità secondo competenza, il raggiungimento di obiettivi e traguardi assegnati, in sede di audit, mediante valutazioni specifiche o in occasione della preparazione delle attività di Riesame. Le registrazioni inerenti le prestazioni HSE sono tenute in considerazione in occasione del Riesame.

Allo scopo di eliminare le potenziali cause di non conformità e di situazioni indesiderabili (es. Rilievi), oppure per suggerire un miglioramento riferito a tematiche HSE da applicare ai processi interni ai singoli distretti, vengono intraprese specifiche azioni di tipo preventivo. Esse costituiscono parte integrante del programma di miglioramento e, pertanto, sono soggette a Riesame periodico da parte della Direzione.

Al fine di eliminare la causa di una non conformità rilevata o di altre situazioni indesiderate, sono invece intraprese azioni di tipo correttivo. Esse non debbono pertanto essere utilizzate per la correzione delle attività di routine ma come strumento di miglioramento dei processi.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

4. REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE

Il Sistema di Gestione HSE di Eni è stato già descritto al paragrafo 2.2. Nel presente capitolo si focalizza invece l'attenzione sulle informazioni da fornire per quanto riguarda la predisposizione della documentazione relativa al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente in accordo al D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dal D.Lgs. 145/15, il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, da predisporre a norma dell'art. 19, commi 3 e 6, e presentare a norma dell'art.11, comma 1, lettera b), deve contenere le seguenti informazioni (in accordo all'Allegato I Paragrafo 9 dello stesso Decreto):

1. struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale;
2. descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi, della loro probabilità di accadimento e delle potenziali conseguenze ad essi associate;
3. descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale nella valutazione dei rischi di incidenti gravi all'interno della RGR;
4. controllo dei grandi rischi durante le operazioni normali;
5. la gestione dei cambiamenti;
6. preparazione e risposta alle emergenze;
7. la mitigazione dei danni ambientali;
8. il monitoraggio delle prestazioni;
9. modalità di audit e riesame;
10. modalità di partecipazione a consultazioni tripartite e di attuazione degli interventi che ne scaturiscono.

Per ciascuno degli argomenti del precedente elenco viene fornita una descrizione particolareggiata come riportato nei paragrafi che seguono.

4.1. Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità

Come richiesto dall'Articolo 19 del D.Lgs. 145/15, gli operatori, nell'ambito del proprio sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, devono fornire una descrizione delle modalità organizzative per il controllo dei rischi di incidente grave.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

In accordo al D.Lgs. 624/96, per tutti gli aspetti di sicurezza le responsabilità vengono ripartite tra il Titolare, il Direttore Responsabile e il Sorvegliante. Come stabilito dallo stesso Decreto, ciò è da ritenersi valido per tutte le tipologie di rischio e, quindi, anche per i Grandi Rischi.

Il Titolare, ossia la persona giuridica che detiene il titolo minerario o l'autorizzazione alle operazioni di estrazione e produzione di idrocarburi, ha tra gli altri il compito di nominare, ai sensi del D.Lgs. 624/96, le altre due suddette figure e attestarne il possesso dei requisiti. In particolare, ha la facoltà di delegare al Direttore Responsabile da lui direttamente nominato i poteri in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica.

Il Direttore Responsabile ha il compito principale di osservare e far osservare le disposizioni normative e regolamentari in materia di salute e sicurezza dei lavoratori; in particolare, tra le sue mansioni deve:

- dichiarare di conoscere il DSS (Documento di Sicurezza e Salute), sottoscriverlo e attuare quanto in esso previsto (il compito si estende anche alla Relazione Grandi Rischi);
- redigere, prima dell'inizio dei lavori, incarichi scritti per lo svolgimento di attività pericolose, o non pericolose ma che interagendo possono dar luogo a grandi rischi;
- assicurare l'efficienza dei sistemi di allarme ottico e acustico e di comunicazione, mediante un ordine di servizio;
- provvedere a disciplinare la movimentazione, lo stoccaggio e il trasporto degli esplosivi presenti a bordo dell'installazione;
- assicurarsi dell'avvenuta ispezione e manutenzione dei sistemi di sicurezza;
- garantire l'applicazione ed il rispetto del Sistema di Gestione Integrato.

Il Sorvegliante è la persona specificatamente nominata dal Titolare, sulla base delle capacità e delle competenze professionali necessarie, per la sorveglianza dei luoghi di lavoro occupati dalle maestranze. La sua funzione consiste nell'accertare che i lavori si svolgano coerentemente con quanto prescritto dal DSS e nel rispetto delle norme di prevenzione, igiene e sicurezza, intervenendo direttamente sui lavoratori e sui preposti di eventuali imprese appaltatrici e tenendo informati dei fatti il Direttore Responsabile e/o il Titolare.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

4.2. Procedura di valutazione dei rischi

Le modalità di preparazione e presentazione della documentazione richiesta ai fini dell'adempimento al D.Lgs. 145/15 sono descritte all'interno di specifiche linee guida tecniche redatte dalla Compagnia (Rif.2) Tali linee guida forniscono indicazioni specifiche in merito all'implementazione della metodologia di valutazione dei rischi sviluppata da Eni e ad una migliore comprensione dei risultati ottenuti dall'analisi di identificazione dei pericoli (es. HAZID) e del processo di valutazione dei rischi per le persone e l'ambiente nell'ambito della preparazione della RGR ai sensi del D.Lgs. 145/15.

In particolare, le linee guida descrivono in dettaglio ogni singola fase inerente l'analisi di rischio, fornendo, laddove necessario, tutti i passaggi logici e numerici per la valutazione delle frequenze di accadimento e delle conseguenze associate agli scenari incidentali ipotizzati al fine identificare il livello di rischio complessivo atteso sia per le persone che per l'ambiente.

La procedura di valutazione dei rischi descritta dalle suddette linee guida si compone delle seguenti fasi:

- I. Identificazione dei pericoli: con riferimento ad una particolare installazione, tale fase si svolge attraverso un'identificazione sistematica dei pericoli utilizzando la tecnica HAZID (Hazard Identification). In base ai risultati ottenuti dall'HAZID è possibile quindi identificare un set di pericoli ritenuti rappresentativi dell'installazione in oggetto, i quali dovranno poi essere valutati in dettaglio attraverso l'analisi dei Grandi Rischi.
- II. Valutazione delle frequenze: per ciascuno dei grandi rischi identificati per l'installazione in oggetto la valutazione delle frequenze di accadimento dei conseguenti scenari incidentali ipotizzati (es. getto incendiato, flash fire, esplosione, etc.) viene effettuata utilizzando la tecnica denominata "Bow-Tie".
- III. Valutazione delle conseguenze: per ciascuno degli scenari incidentali di cui al punto precedente viene condotta una valutazione delle conseguenze finalizzata alla determinazione dell'estensione delle aree di impatto e alla stima della classe di gravità associata.
- IV. Valutazione del rischio: si calcola il livello di rischio per ciascuno degli scenari incidentali combinando la frequenza di accadimento e la classe di gravità associate e



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

se ne valuta l'accettabilità mediante confronto con le soglie riportate sulla Matrice di Accettabilità del Rischio (Figura 4-1) adottata nello studio.

Conseguenze					Frequenza crescente					
GRAVITA'	Persone	Ambiente	Impianti	Reputazione	0	A	B	C	D	E
					<10-6 occ/anno	10-6 to 10-4 occ/anno	10-4 to 10-3 occ/anno	10-3 to 10-2 occ/anno	10-2 to 10-1 occ/anno	>10-1 occ/anno
1	Danno lieve/ infortunio lieve	Fino a 3 comparti a bassa significatività	Danno lieve	Minore impatto a livello locale	Area di miglioramento continuo					
2	Danno minore/ infortunio < 30 gg	2 comparti a bassa o 1 a media significatività	Danno minore	Perdita reversibi- le di repu- tazio- ne	Considerazioni ALARP possono essere richieste					
3	Danno grave/ infortunio > 30 gg	2 comparti a media o 1 ad alta significatività	Danno ad una unità di impianto	Danno alla reputazio- ne a livello regionale	Considerazioni ALARP obbligatorie					
4	Disabilità permanen- te/ decesso	2 comparti ad alta o 1 a molto alta significatività	Danno a più unità d'impianto	Danno al business a livello regionale						
5	Decessi multipli	3 comparti ad alta o 2 a molto alta significatività	Danno a tutte le vie di fuga e ai punti di raduno	Potenziale perdita del diritto di operare						

Colore	Tipologia	Descrizione	Azioni/interventi richiesti in ambito Grandi Rischi
	Rischio ampiamente accettabile	Area di miglioramento continuo, in cui il livello di rischio è ampiamente accettabile e richiede solo generiche misure di controllo volte ad evitare che si deteriori nel tempo	Nessuno
	Rischio accettabile	Il livello di rischio è accettabile con possibilità di misure di miglioramento.	Se l'analisi lo evidenzia, è possibile identificare eventuali misure di miglioramento rispetto a quanto adottato. Queste potranno essere valutate mediante una trattazione ALARP.
	Rischio accettabile in area ALARP	Il livello di rischio nella regione ALARP risulta accettabile ed è prevista una valutazione di misure di mitigazione aggiuntive (da individuarsi nel contesto di una valutazione che consideri i benefici ottenibili).	Per i rischi che ricadono in questa regione è prevista una trattazione di tipo ALARP. La valutazione, in funzione delle misure da analizzare, può essere di tipo qualitativa e quantitativa.
	Rischio non Accettabile	Il livello di rischio non è accettabile	Richieste misure di controllo dei rischi in grado di riportare il livello di rischio all'interno delle precedenti regioni.

Figura 4-1 – Matrice di Accettabilità dei Rischi per le Persone, l'Ambiente, gli Impianti e la Reputazione



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

Sempre in accordo alle sopra citate linee guida, il processo di valutazione del rischio può essere attuato attraverso uno dei seguenti approcci:

- ✓ *Qualitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze vengono stimate in termini di “livelli” sulla base del giudizio tecnico di esperti;
- ✓ *Semi-quantitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze sono approssimativamente stimate mediante intervalli di valori;
- ✓ *Quantitativo*, in cui si effettuano valutazioni numeriche sulla base di dati statistici e modelli probabilistici derivanti dall'esperienza operativa di settore.

4.3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi

In accordo al D.Lgs. 145/15 si definisce “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.

Con riferimento all'impatto sull'ambiente, si precisa che la tematica relativa agli incidenti di tipo ambientale è da considerarsi comunque subordinata alla sicurezza delle persone.

La valutazione dell'impatto ambientale viene svolta in accordo a linee guida tecniche redatte dalla Compagnia (Rif.2). Le procedure di valutazione sono state comunque formalizzate anche all'interno delle Linee Guida per la redazione della Relazione Grandi Rischi (Rif.3), suggerite dal Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare.

Come descritto all'interno delle linee guida di Eni, la valutazione delle conseguenze sull'ambiente viene effettuata con riferimento al più severo scenario di rilascio in relazione alla natura del fluido sversato e all'entità dello sversamento.

La valutazione delle conseguenze a seguito di uno sversamento in mare è comunque fortemente dipendente dal campo meteo-marino in cui tale evento si verifica. L'analisi pertanto è stata condotta per step successivi di seguito identificati (vedere schema in Figura 4-2):

1. Screening di tutti i processi e delle sostanze presenti sull'installazione che possono portare, in caso di evento incidentale, ad un potenziale impatto ambientale;
2. Definizione dello scenario incidentale ambientale rappresentativo per l'intera installazione;
3. Definizione di macro-comparti per la valutazione delle conseguenze:



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

-
- a. Macro-Comparto Costa:
- i. Massa di idrocarburo spiaggiata >1 t in celle 10 km x 10 km (Rif.4);
- b. Macro-Comparto Mare:
- i. Concentrazione di idrocarburo in colonna d'acqua > 0.5 mg/l (tale valore, precedentemente stabilito dal DPR 470/82 e smi, decreto ora abrogato per effetto del D.Lgs 116/2008, in assenza di uno specifico riferimento normativo, è considerato il valore limite di riferimento anche da parte di alcuni enti territoriali di controllo, es. ARPAT Toscana);
 - ii. Spessore del film superficiale di idrocarburo > 0.04 µm (Spessore limite inferiore di visibilità), Rif.5;
 - iii. Concentrazione di idrocarburo sedimentato > 100.3 mg/kg (Rif.11). Tale valore, in assenza di un riferimento normativo, rappresenta il valore di concentrazione di non effetto per la fauna bentonica in caso di impatto di THC (Total HydroCarbon). Per quanto concerne la concentrazione di idrocarburo sedimentato, va sottolineato che OSCAR fornisce i valori in g/m², pertanto per poter attuare un confronto con la soglia è necessario definire uno spessore in fauna (biomassa) del fondale. Uno studio dell'ISPRA (Rif.12) denota che i macroinvertebrati hanno la capacità di penetrare nel sedimento e, in relazione alla composizione/granulometria del substrato e agli adattamenti specifici, possono raggiungere anche una profondità di 15-20 cm costruendo un intreccio di canali e gallerie che favoriscono l'ossigenazione del sedimento stesso. Pertanto, date le incertezze su quanto possa essere l'approfondimento della fauna bentonica nella zona in esame, in maniera molto conservativa viene assunto uno spessore pari a 5 cm
4. Modellazione dello scenario di rilascio in mare con apposito codice di calcolo (OSCAR Rif.6), attraverso un approccio di tipo stocastico: lo scenario di riferimento (es. sversamento di gasolio) viene simulato considerando che si verifichi in momenti diversi all'interno di un periodo temporale statisticamente rappresentativo (9 anni) per il quale si dispone del campo meteomarinario;
5. Per ciascun quadro incidentale, definito come lo scenario incidentale in una precisa condizione meteomarina, è valutato l'impatto sui macrocomparti in base ai criteri suddetti. Ciò consente l'identificazione dei quadri incidentali che saranno utilizzati per lo sviluppo dell'analisi in quanto maggiormente gravosi:
- a. MARE SUPERFICIE: massima estensione di superficie coinvolta dal film superficiale di idrocarburo;
 - b. MARE COLONNA: massima estensione di superficie con concentrazione di idrocarburo in colonna superiore al limite di riferimento;



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

- c. COSTA: massima estensione di costa interessata dall'idrocarburo spiaggiato;
 - d. MARE FONDALE: massimo impatto sul fondale
6. Modellazione dei quadri incidentali di riferimento con il software OSCAR, utilizzando il modello deterministico per la definizione puntuale e variabile nel tempo dell'evoluzione della dispersione;
 7. Valutazione in dettaglio delle conseguenze dei tre quadri incidentali in termini di aree impattate e costa coinvolta;
 8. Valutazione del danno sui target specifici, ovvero sui tre seguenti comparti ambientali (potenziali recettori) identificati: comparto "Aree, habitat e specie protette", comparto "Socio-economico-culturale" e comparto "Costa e ambiente marino costiero";
 9. Assegnazione della classe di Gravità dei quadri incidentali di riferimento in base alla Matrice di Accettabilità del Rischio attraverso la definizione della significatività del danno su ciascun comparto.

In riferimento all'interpretazione di incidente ambientale grave e incidente grave per l'individuazione degli scenari di rischio si precisa che l'analisi è svolta secondo le definizioni riportate nel D.Lgs 145/2015 art. 2 comma 1 lettera t. Pertanto, nell'individuazione degli scenari incidentali legati alla definizione di incidente grave, sono stati individuati tutti i pericoli e gli scenari connessi alle attività di produzione e attività in pozzo, rispettivamente individuate nei documenti riferiti sia alle attività di produzione sia alle attività in pozzo.

Per quanto concerne i possibili scenari non assoggettabili alla definizione della Direttiva per la sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (D.Lgs 145/15), questi vengono già trattati nell'ambito dei documenti prodotti ai sensi del D.Lgs.81/08 e 624/96 (DVR e DSSC).



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

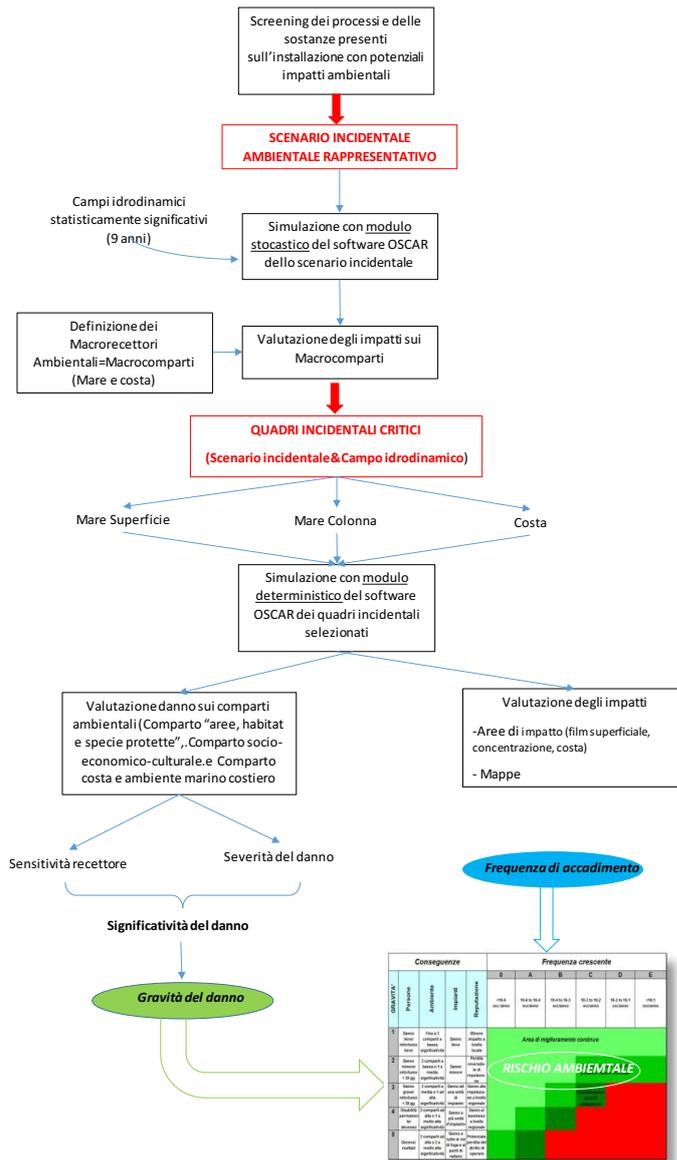


Figura 4-2 – Schema metodologico per l’analisi di rischio ambientale



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

4.4. Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni

Durante le normali operazioni sulle installazioni (es. normale produzione, movimentazione dei carichi, approccio mezzi navali autorizzati, appontaggio elicotteri, etc.), sono previsti specifici controlli (o barriere) sia di tipo preventivo sia di tipo mitigativo (o protettivo) dei grandi rischi.

Tra i controlli di tipo preventivo si annoverano gli Ordini di servizio (OdS) da parte del Direttore Responsabile, i permessi di lavoro, le procedure per la gestione e il controllo di specifiche attività, la corretta progettazione degli impianti, la manutenzione e le ispezioni programmate delle apparecchiature e dei macchinari (es. gru di bordo) e il monitoraggio dei parametri operativi (es. pressione, temperatura, etc.), nonché la formazione e l'addestramento del personale operativo preposto allo svolgimento delle specifiche attività. A questi si aggiungono i sistemi di protezione delle apparecchiature in pressione (es. PSVs) e i sistemi di aiuto alla navigazione (NAVAIDS), entrambi costituenti barriere di tipo impiantistico. Tali barriere hanno come obiettivo quello di prevenire il rischio di incidenti gravi, quali il rilascio di idrocarburi in pressione, la collisione con mezzi navali ed elicotteri, cedimenti strutturali critici e caduta oggetti durante la movimentazione dei carichi.

I controlli di tipo mitigativo, aventi il compito di limitare gli effetti associati alle conseguenze derivanti dall'accadimento di un incidente grave, sono generalmente affidati a sistemi e/o impianti meccanici ad attivazione sia manuale che automatica, ai quali si aggiungono l'intervento delle Squadre di Emergenza, i sistemi di contenimento e di drenaggio o antinquinamento in caso di spill a mare, nonché i mezzi di sicurezza e salvataggio per le persone (es. scialuppe, zattere, salvagenti, giubbotti, DPI, etc.). Tra i sistemi automatici si annoverano quelli di rilevazione gas e incendio, il sistema di blocco di emergenza (ESD System), il sistema di depressurizzazione di emergenza, i sistemi antincendio a gas inerte e CO₂ e i sistemi di comunicazione di emergenza (es. PA/GA System).

Nella tecnica Bow-Tie utilizzata per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali i suddetti controlli vengono quantificati attraverso metodologie standard internazionali comunemente impiegate dalle principali compagnie nel settore dell'industria petrolifera.

Per l'analisi dei Grandi Rischi relativi alle installazioni offshore Eni, in particolare, è stata utilizzata una metodologia di analisi denominata SPAR-H (Standardized Plant Analysis Risk - Human Reliability Analysis) (Rif.7,8). L'applicazione di questa metodologia ha permesso di calcolare per l'efficacia di ciascuna delle barriere coinvolte un valore corrispondente al Rateo di Guasto della barriera, chiamato anche "Integrità della Barriera"; tale valore è compreso tra 0.1 (barriera totalmente efficace) e 1 (barriera totalmente inefficace). Per le barriere di tipo protettivo, l'integrità della barriera può essere rappresentata anche da un valore inferiore a 0.1, legato principalmente alla considerazione di elementi relativi all'affidabilità tecnico-impiantistica delle apparecchiature costituenti la barriera stessa.

Per ciascuna delle barriere di tipo meccanico-impiantistico vengono identificati specifici elementi considerati critici per la sicurezza e/o per l'ambiente (SECE), già descritti al paragrafo



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

2.2; i criteri relativi all'identificazione e alla gestione di tali elementi critici sono definiti in accordo ad una specifica linea guida tecnica sviluppata dalla Compagnia e interna al sistema di gestione (Rif.9).

La lista dei SECE è stata prodotta per tutte le installazioni offshore di Eni. Per ogni SECE identificato viene sviluppata una specifica scheda di verifica la cui struttura prevede l'applicazione della metodologia FARSI (in italiano FADSI - Funzionalità, Affidabilità, Disponibilità, Sopravvivenza, Indipendenza), mediante la quale si valutano aspetti legati rispettivamente alle specifiche funzionali degli elementi (F), ai programmi di manutenzione (A), ai programmi di test periodici (D), alla capacità di mantenere attiva la risposta richiesta (intervento) anche in caso di incidente, guasto o modifica impiantistica (S) nonché alla verifica dell'indipendenza di questa risposta dal funzionamento di altre barriere (I).

Le schede di verifica dei SECE vengono prodotte direttamente da Eni e successivamente sottoposte all'Ente di Verifica selezionato (RINA). Obiettivo principale dell'attività di verifica è mettere in atto un processo che assicuri che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente siano tali da fornire le necessarie performance, qualora richieste. Evidenza dell'esito della verifica con inclusa una descrizione della metodologia utilizzata per la verifica, dei mezzi di verifica e delle raccomandazioni emerse a valle di tale verifica viene riportata in un documento dedicato prodotto dall'Ente di Verifica incaricato ai sensi dell'Articolo 11 del D.Lgs. 145/15 ed allegato alla RGR di impianto.

4.5. Gestione delle modifiche

Per modifica si intende un intervento che comporta una nuova installazione o parte di essa, temporanea o permanente, che in qualsiasi modo altera il lay-out esistente, ovvero varia l'ordine delle operazioni, ovvero introduce nuove sostanze e/o miscele in acquisto o di nuova fabbricazione o ne varia l'hold up, ovvero introduce nuovi componenti (apparecchiature, valvole, tubazioni, macchine, filtri, sfianti, spurghi, strumenti, ecc.) di impianti, infrastrutture, processi produttivi, sistemi di sicurezza, software di controllo di processo.

Il distretto centro Settentrionale ha, all'interno del proprio Sistema di Gestione, una procedura di Management of Change (MoC), che ha lo scopo di descrivere i criteri di gestione HSE adottati nella progettazione e nelle modifiche impiantistiche e di processo ed in situazioni d'emergenza, al fine di garantire il rispetto degli impegni assunti nella Politica HSE, l'incolumità pubblica, la protezione della salute e sicurezza dei lavoratori nonché dell'ambiente.

A scopo esemplificativo, si riporta per il DICS la gestione delle modifiche relative a due particolari ambiti: Produzione e Ambiente (Rif.10).

Per quanto riguarda la produzione, la gestione HSE nei progetti che ricadono in è regolamentata attraverso la procedura "msg-ope-eni spa r01 – Operations" che prevede l'elaborazione di studi, analisi, valutazioni e documenti di pianificazione HSE e la gestione di tutti gli adempimenti legislativi richiesti (es. autorizzazione, etc.).



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

Con riferimento invece al rischio ambientale, per quanto riguarda i nuovi progetti/realizzazioni, vengono preventivamente individuati gli eventuali effetti sull'ambiente attraverso una Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), in ottemperanza alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. In occasione di tale valutazione, e secondo quanto indicato dall'articolo 4 del D.Lgs 152/06, DICS effettua anche una valutazione degli eventuali impatti sulla salute della popolazione e, nel caso risultasse necessario, redige un Documento specifico. Per un approfondimento di questa valutazione si rimanda alla pro hse 006 eni spa r01 "Valutazione di Impatto Sanitario (VIS) delle attività industriali". Inoltre, DICS, nell'ambito della VIA, esegue una valutazione degli impatti del progetto con lo scopo di "provvedere al mantenimento delle specie e conservare la capacità di riproduzione dell'ecosistema" (art 4, comma 4, lettera b).

La procedura di MoC stabilisce, tra l'altro, un processo di gestione del rischio connesso all'introduzione di una modifica mediante:

- identificazione preliminare dei pericoli e degli effetti;
- determinazione del rischio ed sua valutazione;
- identificazione delle misure mitigative del rischio;
- verifica del recepimento delle misure mitigative del rischio.

4.6. Gestione delle emergenze

La risposta alle emergenze rappresenta una delle barriere mitigative nel caso in cui si presenti un qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo e che rappresenti un pericolo per le persone, per l'ambiente o per i beni aziendali.

Al fine di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari ad organizzare efficacemente e il più velocemente possibile l'intervento appropriato, Eni ha sviluppato una serie di documenti contenenti le procedure relative alla strategia e ai piani di risposta alle emergenze. Tali documenti, redatti in maniera indipendente dal Distretto (DICS) sono applicabili, in caso di emergenza, a tutte le attività svolte dalla Compagnia sugli impianti offshore e sono di seguito riassunti:

- *Strategia per la risposta alle emergenze;*
- *Piano generale di emergenza;*
- *Piano di Emergenza Ambientale Offshore;*
- *Piano di Emergenza Sanitaria;*
- *Esercitazioni di Emergenza HSE.*



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

Obiettivo primario è fornire al personale le indicazioni operative per la gestione delle emergenze, tra cui quelle ambientali offshore, che consentano di ridurre al minimo gli eventuali rischi, limitare l'impatto sull'ambiente e sulla collettività.

4.6.1. *Definizione dei piani di emergenza*

Il Piano di emergenza generale viene sviluppato considerando i seguenti scenari incidentali, applicabili nel contesto del D.Lgs. 145/15:

- Problemi di controllo eruzione pozzi;
- Incendio/esplosione;
- Rilascio miscela esplosiva;
- Danno/collasso strutturale;
- Incidente navale;
- Incidente elicottero;
- Inquinamento delle acque;
- Incidente a sommozzatori;
- Uomo a mare;
- Infortunio/malore;
- Terremoto;
- Inondazione;
- Incursione nell'impianto da parte di personale non autorizzato.

Indipendentemente dall'elenco sopra riportato, da considerarsi esemplificativo e non esaustivo, il Piano generale di emergenza consente di gestire qualunque tipo di emergenza e lo stato di crisi e di fronteggiare qualsiasi situazione che presenta un rischio immediato di incidente grave come definito dal D.Lgs. 145/15.

Periodicamente sono previste simulazioni di scenari relativi a situazioni di emergenza al fine di testare l'intervento delle persone e dei mezzi preposti a far fronte alla situazione di emergenza venutasi a creare.

4.6.2. *Filosofia generale di gestione dell'emergenza*

In funzione delle risorse necessarie a fronteggiare l'evento incidentale e del coinvolgimento dell'organizzazione aziendale, Eni definisce nel proprio "Management System Guideline" tre



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

livelli di gestione dell'emergenza sotto la responsabilità del Datore di Lavoro/Responsabile del Distretto di competenza.

Emergenza di 1° livello

È un'emergenza gestibile a livello operativo dal personale e dai mezzi in dotazione al Sito, secondo le modalità indicate nel Piano di Emergenza Interno e relativo Ruolo di Emergenza.

Tra le emergenze classificabili di 1° livello si riportano:

- “kick” di un pozzo;
- spill o incendio che possono essere controllati utilizzando gli equipaggiamenti in dotazione al sito.

Emergenza di 2° livello

È un'emergenza che richiede l'attivazione di ulteriori risorse del Distretto di competenza a supporto del personale e dei mezzi in dotazione al Sito. Può richiedere anche l'assistenza di contrattisti specializzati (ad esempio: il Servizio Antinquinamento Marino) e di Autorità e Amministrazioni pubbliche a livello locale e regionale (ad esempio, Vigili del Fuoco, Capitaneria di Porto).

Tra le emergenze classificabili di 2° livello si riportano:

- emergenza pozzo con condizioni tali da richiedere l'intervento di un team dedicato;
- esplosioni o incendi non gravi ma che richiedono l'intervento di contrattisti specializzati gestiti dal Distretto di competenza o di enti esterni a livello locale o regionale (es. Vigili del Fuoco);
- spill che eccede la capacità di risposta del sito e necessita il supporto di contrattisti specializzati gestiti dal distretto di competenza (es. pronto intervento ecologico o servizi di antinquinamento marino) o di enti esterni a livello locale o regionale;

Emergenza di 3° livello

È un'emergenza che può richiedere l'attivazione di ulteriori risorse, anche a livello internazionale, attivate da Eni attraverso la sua unità di crisi, nonché può richiedere l'assistenza di Autorità e Amministrazioni pubbliche a livello locale, regionale o nazionale.

Tra le emergenze classificabili di 3° livello si riportano:

- emergenza in pozzo con eruzione incontrollata;
- esplosioni o incendi gravi con impatto sull'esterno;



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

- spill che eccede la capacità di risposta del sito e necessita il supporto di contrattisti specializzati sia a livello nazionale che internazionale;

4.6.3. *Fuga ed evacuazione di emergenza*

Su tutti gli impianti offshore di Eni è previsto un sistema organizzato di vie di uscita per il deflusso rapido ed ordinato verso le aree di abbandono. Ogni area è stata dotata di almeno due vie di fuga in grado di condurre il personale in “aree sicure”.

Al fine di consentire l’abbandono repentino dell’installazione e l’allontanamento dalla stessa nei casi di emergenza, sono disponibili specifici mezzi di evacuazione e salvataggio per le persone.

Con riferimento alle installazioni non presidabili, dal momento che il personale sarà presente a bordo solo per la normale attività di manutenzione, da effettuarsi comunque nelle ore diurne, un mezzo navale rimane ormeggiato all’imbarcadero durante tutta la permanenza del personale a bordo.

A livello generale, tutto il personale che accede agli impianti viene istruito, mediante il “Briefing di Sicurezza”, sul comportamento da adottare durante la loro permanenza. Inoltre, viene indicato dove è disposto il “punto di raccolta” a cui si devono portare nel caso venisse udita la sirena di emergenza. In caso di comunicazione di abbandono dell’installazione, il personale presente a bordo deve sospendere immediatamente il lavoro in corso mettendo in sicurezza le proprie attrezzature e dirigersi immediatamente al punto di raccolta indossando il giubbotto salvagente.

Il responsabile dell’installazione (OIM) ha il compito di dirigere le operazioni di abbandono in sicurezza dell’installazione, valutando opportunamente lo stato degli impianti e delle condizioni meteomarine.

4.6.4. *Gestione dell’emergenza sanitaria Covid-19*

Durante il periodo di pandemia da COVID-19, Eni conferma l’adozione delle misure di tutela della salute e della sicurezza e la puntuale attuazione di tutte le indicazioni e prescrizioni emesse dal Governo e dalle Autorità Competenti per il contenimento della diffusione del virus COVID-19, sulle azioni implementate che hanno permesso di garantire la continuità delle operazioni assicurando la salvaguardia della salute dei lavoratori. Si precisa che quanto finora messo in atto è legato alla situazione epidemiologica in atto, senza escludere una rivalutazione delle azioni da attuare in funzione dell’evolversi dell’emergenza. Di seguito si riportano brevemente le azioni di contrasto alla pandemia implementate in questo periodo

- Istituzione comitato COVID con la partecipazione di HR, RSPP, MC, DL, RSU, RLSA;



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

- Istituzione di un numero telefonico e mailbox dedicate per tutte le problematiche legate al Covid 19;
- Aggiornamento comparto normativo e procedurale del sistema di gestione DICS;
- Attività di contact tracing da parte del medico competente per ridurre il rischio di contagi in ambito lavorativo, in collaborazione con i servizi di igiene pubblica;
- HSE Site visits (anche da remoto), HSE Forum con ditte contrattiste e momenti informativi di aggiornamento Covid 19, affissione di locandine e sensibilizzazione alla vaccinazione per tutto il personale;
- Momenti di sensibilizzazione e promozione Salute in linea con i continui aggiornamenti del Medical Emergency Responce Plan (MERP) e con l'andamento della curva epidemiologica;
- Riduzione numero di presidi, posticipo progetti /cantieri non urgenti, pernotto in camera singola, esecuzione tamponi rapidi ad inizio turno e 48/72 ore prima della salita.
- Protocollo Covid specifico per l'impianto di perforazione in attività quale: Organizzazione di quarantene (quarantena preventiva di 7 gg prima della salita del personale), esecuzione tamponi (Tampone PCR al primo e ultimo giorno di quarantena), e definizione piano di evacuazione medica per caso sospetto.
- Incremento delle operazioni di sanificazione e pulizia dei locali, da parte delle ditte contrattiste, presso tutti i siti off-shore;
- Azioni in campo quali rilevazione temperatura all'ingresso dei siti e dei cantieri DICS, controllo green pass e green pass rafforzato, ri-organizzazione dei servizi alla ristorazione per ridurre il rischio di contagio.

4.7. Mitigazione dei danni ambientali

I piani di emergenza, descritti al paragrafo 4.6, descrivono in modo completo i ruoli specifici attribuiti alle varie figure professionali che possono essere coinvolte nella gestione dell'emergenza. In particolare, nel *Piano di Emergenza Ambientale Offshore* relativo a ciascun distretto si riportano le figure direttamente coinvolte in una emergenza ambientale offshore.

Le attività operative in campo per la gestione dell'emergenza ambientale sono assicurate dalla Squadra di Emergenza diretta dal *Coordinatore dell'Emergenza*, come indicato nel "Ruolo di Emergenza" allegato al DSSC del Luogo di Lavoro.

Al momento della rilevazione di un eventuale sversamento in mare di sostanze pericolose, il Referente di Sito (OIM) attiva la Capitaneria di Porto (come richiesto dalla normativa vigente) secondo le modalità previste dal Piano di Emergenza Generale del distretto di competenza. Successivamente, il Referente di Sito procede all'attivazione del ruolo di emergenza. Da



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

questo momento la gestione delle comunicazioni e delle azioni da intraprendere fa riferimento a quanto previsto nel Piano di Emergenza Generale del distretto interessato.

In linea generale, come da Piano di Emergenza Ambientale Offshore, in caso di spill a mare le principali azioni di risposta che possono essere intraprese sono le seguenti:

1. Monitorare e valutare;
2. Favorire la naturale evaporazione delle sostanze sversate;
3. Contenimento e recupero in acqua;
4. Utilizzo di disperdente;
5. Protezione della costa e delle aree sensibili;
6. Pulizia della costa.

In ottemperanza a quanto previsto dalla normativa – DM 23/01/17 “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 d’appoggio” – i distretti hanno attrezzato le basi operative portuali a terra con le dotazioni anti-inquinamento necessarie ad assicurare un immediato ed efficace intervento.

Per i dettagli relativi ai sistemi anti-inquinamento in dotazione alle basi dei distretti DICS e DIME, si rimanda al Piano di Emergenza Ambientale Offshore specifico di ciascun distretto.

4.8. Monitoraggio delle prestazioni

Il monitoraggio delle prestazioni è insito nello stesso modello di Bow-Tie utilizzato per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali associati ai Grandi Rischi, dal momento che al suo interno sono riportati tutti i controlli sia preventivi che mitigativi specifici di un determinato evento incidentale (es. perdita di contenimento di un apparecchiatura in pressione, caduta oggetti, collisione elicotteri e mezzi navali, etc.) a ciascuno dei quali viene associato un valore rappresentativo dell’efficacia (o Integrità) del controllo (o barriera), come descritto al paragrafo 4.4.

Le prestazioni delle barriere, sia dei SECE che di quelle di tipo umano, risultano codificate a fini di monitoraggio.

In particolare, le attività di manutenzione di tutte le attrezzature, impianti ed apparecchiature sia on-shore che off-shore di DICS sono regolate mediante una procedura aziendale e sono gestite dall’Operations e dall’unità di Manutenzione Operativa.

I servizi di manutenzione sono supportati da un Sistema Informativo di Manutenzione (SIM) attraverso il programma SAP PM, che ha lo scopo di:



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

- supportare la gestione degli interventi manutentivi e l'esecuzione dei lavori in conformità alle specifiche manutentive definite dall'Ingegneria di Manutenzione;
- ottenere tracciabilità delle informazioni (anagrafiche, piani, risultati dei controlli, verifiche, manutenzioni) quale strumento di "registrazione" per la gestione dell'attività di manutenzione prevista per legge (D.Lgs. 81/08, D.Lgs. 624/96, DM 10/03/98, D.Lgs. 152/06);
- gestire le risorse ed il calendario degli interventi;
- gestire i materiali e ottimizzare scorte dei ricambi e della componentistica;
- misurare e migliorare il livello di efficienza raggiunto.

All'interno del SIM sono definiti i criteri di classificazione e codifica che permettono di rintracciare le attività di manutenzione aventi impatti HSE.

Gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) individuati nell'analisi di rischio e riportati nelle schede di verifica sottoposte al controllo di adeguatezza dell'Ente di Verifica selezionato (RINA) sono stati identificati nel SIM con il codice "K" posto nel campo apposito denominato "codice ABC". Gli elementi critici sono inoltre sottoposti a piani di manutenzione preventiva dedicati per i quali è assegnata una priorità di intervento rispetto agli altri componenti dell'impianto. Mediante il codice K è possibile rintracciare agevolmente gli ordini di manutenzione associati agli item critici per la pianificazione degli interventi, l'analisi degli stessi e le attività di reporting.

Il monitoraggio delle attività di manutenzione preventiva dei SECE viene esplicitato attraverso indicatori di prestazione (KPI).

In ottemperanza all'Art. 23 del D.Lgs 145/15 e secondo quanto indicato dall'allegato XI, punto 2 del medesimo Decreto, DICS (Operatore) comunica alle Autorità Competenti (Comitato), le informazioni circa gli incidentali gravi, relativamente alle proprie operazioni in mare.

Tale comunicazione avviene, sulla base delle informazioni più pertinenti in quel momento, entro 10 giorni lavorativi dall'evento, attraverso il formato di cui all'allegato I del Regolamento di esecuzione (UE) N. 1112/2014.

Di seguito si riportano gli incidenti gravi occorsi in DICS nel periodo di riferimento (Ottobre 2018 – Marzo 2022) e comunicati al Comitato, con le relative azioni intraprese a seguito dell'analisi delle cause e dinamiche degli eventi.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita



Evento	Data	Descrizione	Azioni intraprese
Incidente Barbara F	05/03/19	Durante lo scarico di un serbatoio vuoto di azoto (peso 7ton) dalla p.ma al ponte del Supply vessel "Aline B" si è verificato il cedimento strutturale del tronchetto fiangiato sottostante la ralla su cui era installata la gru di sollevamento carichi, causando la caduta in mare della gru e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il Supply vessel ferendo 2 operatori contrattisti a bordo dell'imbarcazione dell'appaltatore Bambini. Al momento dell'incidente la vittima, ossia il gruista Eni, si trovava all'interno della cabina di comando.	<ul style="list-style-type: none"> - Sensibilizzazione personale: <ul style="list-style-type: none"> o visite in campo / confronto e feedback da personale operativo o incontro con armatori e definizione di azioni chiare quali comunicazione, coordinamento risorse, formazione, verifica conformità attrezzature. - Definizione e implementazione nuova formazione teorico/pratica per gruisti raddoppiate le ore di formazione (24h complessive) e aumentata la frequenza (refresh di 8h ogni 4 anni) <ul style="list-style-type: none"> o A Febbraio 2022 il corso è stato completato da 50 risorse; - Declassamento degli apparecchi di sollevamento al 60% della portata nominale in attesa di effettuazione CND - Ritratatura o sostituzione limitatori di carico con derating definitivo emerso da studio RINA; - Esecuzione campagna CND su apparecchi di sollevamento operativi (41 gru, 25 paranchi); - Predisposizione studi vita residua colonne gru; - Effettuata ripetizione CND raccomandati 2021, in corso CND pianificati per il 2022; - Definito il piano di sostituzione degli apparati di sollevamento su p.me strategiche per le operazioni: <ul style="list-style-type: none"> o Nel corso del 2020-2021 sono state installate nuove colonne e gru da 18 Ton per le piattaforme: Barbara C, Barbara F, Barbara T, Arianna; o In corso nel 2022 sostituzione gru 18 Ton su Agostino B; o In corso fase di ingegneria per progetti afferenti a Barbara D, Daria B, Luna B, Hera Lacinia. - Inibizione Tow Wire Stopper sui mezzi navali (AHTS)
Incidente	24/05/19	Durante le operazioni di demob del jack-up Key Manhattan dalla p.ma Annabella, ed in particolare durante il recupero delle gambe, la gamba di prua (bow leg) è rimasta bloccata nel fondo marino. Sono state riempite alcune pre-load tanks a poppa per favorire le	<ul style="list-style-type: none"> - Verificare periodicamente, o con congruo anticipo rispetto ad operazioni di rig move previste, lo status dei bumpers, che devono essere eventualmente ripristinati prima delle operazioni di towing (emissione procedura dedicata) - Rivedere la procedura di trazione delle gambe in modo che sia dettagliato al

27 di 32

Camera dei Deputati ARRIVO 17 aprile 2023 Prot: 2023/0000595/ITN

Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita



Evento	Data	Descrizione	Azioni intraprese
J.Up Key Manhattan P.ma Annabella		<p>manovre. La gamba di prua, dopo aver recuperato con difficoltà circa 9 piedi di infissione, si è improvvisamente liberata, portando al conseguente urto dello scafo di poppa del jack-up con la p.ma Annabella (lato nord). Al momento dell'evento, la p.ma Annabella risultava chiusa, depressurizzata, disenergizzata e spresidiata in accordo alle procedure di operazioni simultanee (SIMOPS). Non si sono verificati danni a persone o impatti ambientali. Sono stati rilevati i seguenti danni alla struttura della p.ma Annabella: Bumper anti-collisione di una gamba della p.ma; corrimano; scala tra cellar deck e main deck. Per il jack-up è stata comunicata una foratura dello scafo a poppa, nello specifico alla vasca di precarica n. 39, il danneggiamento della gru poppiera e della cabina che ospita il perforatore durante le operazioni ("dog house").</p>	<p>Azioni intraprese</p> <ul style="list-style-type: none"> - meglio come agire in ogni situazione, anche critica, in particolare in relazione al fondale presente sotto ogni gamba; - Rivedere il processo di approvazione delle procedure di mob e demob del J. Up in modo che preveda anche l'approvazione con firma da parte di OIM e del Capo Piattaforma - Implementare un ulteriore sistema di controllo sia visivo sia con idonea strumentazione (per es. manometri), che garantisca il corretto funzionamento delle jet-lines delle gambe del Jack Up - Inserire l'effettuazione dei controlli di cui al p.to precedente all'interno della procedura di mobilizzo del J.Up - Implementare specifica modulistica di gestione del cambiamento per tenere traccia di tutte le comunicazioni e decisioni durante le operazioni di mob/demob del J.Up

28 di 32

Camera dei Deputati ARRIVO 17 aprile 2023 Prot: 2023/0000595/ITN



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

4.9. Attività di audit e riesame

Come precedentemente accennato nel Capitolo 3, allo scopo di mantenere il Sistema di Gestione HSE sotto controllo e di valutare in modo continuativo la sua efficienza (attuazione delle policy Eni e conseguimento degli obiettivi HSE), sono pianificate verifiche interne di conformità HSE (audit), eseguite da personale opportunamente addestrato, indipendente da quello avente diretta responsabilità delle attività sottoposte a verifica.

Durante tali audit è verificata inoltre la corretta applicazione circa gli elementi costituenti la Sicurezza di Processo (Process Safety). La Sicurezza di Processo si intende come un insieme di competenza tecniche e gestionali centrate sulla prevenzione degli incidenti significativi, attraverso l'identificazione proattiva, la valutazione e la mitigazione degli eventi che potrebbero risultare da malfunzionamenti di processo, di apparecchiature o da inadeguatezza degli strumenti normativi; è il risultato quindi di una corretta gestione degli asset durante il loro ciclo di vita. La gestione della Sicurezza di Processo ha dunque come obiettivo la prevenzione e la mitigazione delle situazioni di rischio a persone, ambiente, comunità circostanti e asset, e collega trasversalmente la gestione dei rischi relativi alla Salute, Sicurezza e Ambiente e incolumità Pubblica.

L'attività di audit è disciplinata da apposita procedura "Audit HSE" che disciplina anche la pianificazione e l'esecuzione degli audit sui fornitori e sulle forniture.

Gli audit di conformità del Sistema di Gestione HSE sono finalizzati ad accertare:

- la conformità alle leggi e al MSG HSE, per gli aspetti di salute, ambiente e sicurezza;
- l'esecuzione delle attività in conformità alle policy Eni;
- l'efficienza delle "best practice" adottate;
- l'idoneità di quanto attuato per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti nelle policy Eni.

Le risultanze degli audit sono portate quindi a conoscenza delle Unità e verificate affinché i Responsabili intraprendano eventuali azioni correttive.

Con riferimento al Riesame della Direzione, viene annualmente effettuato un riesame, finalizzato alla verifica dell'applicazione del Sistema, alla definizione di attività di miglioramento globale delle prestazioni HSE ed all'identificazione di eventuali necessità di modifica da apportare alla Politica di Prevenzione degli Incidenti Gravi, all'organizzazione, alla documentazione di sistema ed alle attività del Sistema di Gestione HSE. In particolare, durante l'attività di Riesame viene discusso l'andamento degli indici di performance (KPI) e dei rischi significativi, evidenziati attraverso un sistema di reporting codificato (RISMAN).

Il Riesame di Direzione viene svolto in accordo ad una specifica procedura denominata "Riesame del Sistema di Gestione Integrato HSE e pianificazione di obiettivi e programmi". In generale, il Riesame è condotto in base a:

- ✓ lo stato delle azioni derivanti dai precedenti riesami di direzione;



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

- ✓ i cambiamenti rilevanti per il sistema di gestione e nelle esigenze e aspettative delle parti interessate, inclusi gli obblighi di conformità;
- ✓ l'analisi dei rischi HSE e delle misure in atto per il loro controllo;
- ✓ il grado di realizzazione degli obiettivi HSE;
- ✓ lo stato delle azioni correttive e preventive;
- ✓ l'adeguatezza delle risorse;
- ✓ l'analisi complessiva delle prestazioni HSE;
- ✓ le opportunità per il miglioramento continuo delle prestazioni HSE.

Sulla base delle considerazioni emerse dal Riesame, vengono individuati specifici elementi in uscita, quali:

- azioni correttive, se necessarie, qualora gli obiettivi HSE non siano stati raggiunti;
- decisioni relative alle opportunità di miglioramento continuo;
- decisioni circa la necessità di adeguare e/o modificare il Sistema di Gestione HSE, comprese le risorse;
- opportunità di migliorare l'integrazione del Sistema di Gestione HSE con altri processi aziendali, ove necessario;
- tutte le implicazioni per la direzione strategica dell'organizzazione.

4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi

In accordo a quanto stabilito nella Politica di Prevenzione degli Incidenti Gravi, DICS si impegna a partecipare alle consultazioni tripartite tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori, volte a favorire il dialogo e la cooperazione con l'autorità competente ai fini della formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

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.

Le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori e 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

**Eni S.p.A.**

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

consultazione periodica, sono stabiliti dal Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 “Consultazione tripartita”.

Si assicura l'attuazione degli interventi e delle azioni che potrebbero scaturire dalla partecipazione alle consultazioni tripartite. Le eventuali segnalazioni, osservazioni o non conformità saranno gestite attraverso specifica procedura interna a ciascun distretto e/o come stabilito in sede di Consultazione.



Eni S.p.A.

Document Number: CON.TRI.ENI.001.2018

Revisione: 04

Documento di Consultazione Tripartita

5. RIFERIMENTI

1. man sg hse 001 DICS e&p r09, "Manuale del Sistema di Gestione Integrato del Distretto Centro Settentrionale"
2. PSAF-TG-017, "Major Risk Assessment Methodology (in compliance with the EU Directive 2013/30/EU)", Technical Guideline
3. LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DELLA RELAZIONE SUI GRANDI RISCHI E LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO IN ACCORDO AL DLGS. N. 145 DEL 18 AGOSTO 2015, Ottobre 2017, Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare
4. OLF 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) . revision 2007
5. Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC)
6. OSCAR Software – Oil Spill Contingency and Response - SINTEF
7. Use of a SPAR-H Bayesian Network for predicting Human Error Probabilities with missing observations K.M.Groth, L Swiler, Sandia National Laboratories US
8. How Many Performance Shaping Factors are Necessary for Human Reliability Analysis? - PSAM 10 Ronald L. Boring - June 2010
9. opi hse 021 eni spa Gestione degli Elementi Critici per la Sicurezza e l'Ambiente (SECE)
10. pro sg hse 018 DICS e&p r01, "Requisiti HSE nella progettazione di nuove realizzazioni e nella gestione delle modifiche di processo, temporanee, d'emergenza e organizzative".
11. Bjørgesæter A. – Field Based Predicted No Effect Concentrations (F-PNECs) for macro benthos on the Norwegian Continental Shelf – ERMS Report no. 15 (2006)
12. ISPRA – Metodologie per la determinazione della struttura dimensionale di fitoplancton e macroinvertebrate bentonici (2009)

	ENERGEAN ITALY SPA	
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022



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	Revisione Rappresentanti Operatore	RLS	Approvazione	Data e motivazione revisione
00	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. Annunziata	04-10-2018 Modifiche richieste dalle OO.SS.LL.
02	M. Maisano	C. Valiante F. Carlorecchio	B. Giulino L. Gentile	G. Annunziata P. Sarracco	20/11/2019 Agg. struttura organizzativa, sistema di verifica, aggiornamento SGSSA, modifiche richieste dalle OO.SS.LL.
03	M. Maisano <i>M. Maisano</i>	R. Buonaguro E. Saluti <i>R. Buonaguro</i> <i>E. Saluti</i>	B. Giulino M. La Corte <i>B. Giulino</i> <i>M. La Corte</i>	G. Annunziata P. Sarracco <i>G. Annunziata</i> <i>P. Sarracco</i>	01-04-2022 Agg. struttura organizzativa, gestione dell'emergenza e agg. SGSSA.

Energean Italy S.p.A.

Documentazione di Consultazione Tripartita

PAGINA BIANCA

	ENERGEAN ITALY SPA	
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

Sommario

1..MODALITA' DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO.....	5
2..INFORMAZIONI GENERALI.....	7
2.1. Comitato Direttiva Off-shore.....	7
2.2. Concessioni dell'Operatore oggetto di consultazione.....	8
3..POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI	10
4..RGR E SISTEMA DI VERIFICA INDIPENDENTE	14
4.1. Presentazione delle Relazioni Grandi Rischi.....	14
4.2. Tipologia di analisi svolta	15
4.3. Impianti e raggruppamenti per le RGR proposti	16
4.4. Metodologia nella RGR: scheda di verifica.....	16
4.5. Scelta del Verificatore indipendente e relativi compiti	17
4.6. Sistema di verifica.....	18
4.6.1. Survey/Audit per la verifica della gestione dei SECE	20
4.6.2. Gestione delle non conformità (Action Plan)	21
5..COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI.....	21
5.1. Premessa	21
5.2. Coinvolgimento ai sensi del DLgs 145/15.....	22
6..GESTIONE DELLE EMERGENZE.....	24
6.1. Scopo della procedura per la gestione delle emergenze e delle crisi aziendali. 24	
6.2. Gli obiettivi della gestione delle situazioni di Crisi	24
6.3. Caratteristiche delle situazioni di Crisi	25
6.4. Gestione degli incidenti e livelli di escalation	1
6.4.1 Valutazione della gravità dell'incidente	2
6.4.2 Flow chart del processo di attivazione del piano di gestione della crisi	3
6.5. Piani di emergenza dei distretti operativi - LIVELLO BRONZE	5
6.5.1 Piani di emergenza dei generale distretti operativi (PEG) e Piano di risposta alle emergenze interne (PREI).....	5
6.5.2 Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP	5
6.5.3 Segnalazione degli incidenti rilevanti	5
6.6. Struttura della squadra di risposta all'emergenze	7
6.7. Apprestamenti di sicurezza in coerenza con il DM 23.01.2017.....	8
6.8. Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15)	9
6.8.1 Dispositivi antinquinamento in dotazione	9
6.8.2 Deposito materiali antinquinamento.....	10
Deposito di Pozzallo	10
Deposito di Ortona	11
6.8.3 Mezzi navali d'appoggio	12
6.8.4 MEZZI AEREI D'APPOGGIO.....	14
6.8.5 Caratteristiche dispositivi antinquinamento	15

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 4 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Descrizione generale	25
Caratteristiche tecniche	26
7 ...SVILUPPO BUONE PRASSI	32
7.1 Registrazione dati pertinenti perforazione (art. 19 comma 11-DLgs 145-15)	32
7.2 Simulatore antinquinamento: PISCES II E NTPRO.....	34
7.2.1 Genesi del progetto	34
7.2.2 Aspetti rilevanti rispetto al DLgs 145/15.....	34
7.2.3 Caratteristiche del simulatore	35
7.2.4 Implementazione del progetto.....	40
8 ...SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE.....	43
8.1 Generalità.....	43
8.2 Requisiti Allegato I paragrafo 9 Dlgs 145-15	47
8.2.1 Struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale	47
8.2.2 Descrizione delle procedure per l'individuazione e valutazione dei grandi rischi.....	47
8.2.3 Descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale	47
8.2.4 I controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali.....	47
8.2.5 Gestione dei cambiamenti	47
8.2.6 Preparazione e risposte alle emergenze e mitigazione dei danni ambientali.....	48
8.2.7 Monitoraggio delle prestazioni	48
8.2.8 Modalità di audit e di riesame	49
8.2.9 Comunicazione e Formazione	50
8.2.10 Misure per la partecipazione a consultazioni tripartite.....	51
8.3 Aspetti relativi alla salute dei lavoratori	51

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 5 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

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 Energean 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 1 paragrafo 9 del DLgs 145/15.*

- Descrizione del Sistema di Gestione di Energean Italy Spa.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 6 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

PRIMA PARTE

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 7 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

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

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 8 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

2.2. Concessioni dell'Operatore oggetto di consultazione

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

Concessione	Campo
Concessione B.C.7.LF	Sarago Mare
Concessione B.C.7.LF	Vongola Mare
Concessione B.C.2.LF	San Giorgio Mare
Concessione B.C.1.LF	Santo Stefano Mare
Concessione B.C.8.LF	Rospo Mare
Concessione C.C.6.EO	Vega

Tabella 1 - Concessioni Energean Italy S.p.a

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 9 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

SECONDA PARTE

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 10 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

3. POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Energean Italy S.p.A. adotta principalmente n.2 Politiche per l’Ambiente, la Salute e la Sicurezza, i cui principi sono allineati alle Politiche del gruppo Energean Spa:

- una Politica Energean Italy Spa applicabile al contesto nazionale nell’ambito della ricerca e produzione di idrocarburi;
- una Politica di Prevenzione degli incidenti Gravi, che risponde ai requisiti del Decreto Legislativo 145/2015 che a sua volta recepisce la Direttiva Europea n.30 del 2013 sulla “sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi”.

In generale, gli impegni principali di Energean Italy vengono riepilogati all’interno di tutte le sue politiche e possono essere riassunti in:

- o Rispetto delle disposizioni vigenti e applicabili;
- o Sviluppo sostenibile, valorizzazione delle persone, dialogo trasparente con tutti gli stakeholders;
- o Impegno costante nella promozione della cultura della salute e sicurezza sui luoghi di lavoro e minimizzazione degli impatti ambientali;
- o Commitment del Management e dialogo con le Autorità e Comunità Locali;
- o Coinvolgimento dei fornitori e partners sugli aspetti di salute, sicurezza e ambiente;
- o Costante identificazione e adozione di principi e best practices internazionali;
- o Promozione dell’applicazione efficace dei Sistemi di Gestione Salute Sicurezza e Ambiente;
- o Formazione continua trasversale a tutti i livelli aziendali;
- o Mantenimento di un robusto e strutturato processo di valutazione dei rischi per le tematiche di Salute, Sicurezza e Ambiente;

Energean Italy S.p.A. attua e monitora l’efficacia della “Politica di prevenzione degli incidenti gravi” tramite l’applicazione di un Sistema di Gestione Ambientale e della Sicurezza Certificato.

La suddetta “Politica di prevenzione degli incidenti gravi” contiene le informazioni specificate nell’allegato I, paragrafo 8 del Decreto 145/2015, che di seguito vengono brevemente riepilogate:

- 1) la responsabilità a livello di consiglio di amministrazione di assicurare, su base continuativa, che la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi è adeguata, attuata e operativa nel modo previsto;
- 2) misure per costruire e mantenere una solida cultura della sicurezza che prevede un’elevata probabilità di operazioni sicure in modo continuativo;
- 3) il perimetro, la frequenza e il livello di dettaglio dei controlli sui processi;
- 4) misure per premiare e riconoscere comportamenti desiderati;
- 5) la valutazione delle risorse e degli obiettivi dell’impresa;

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 11 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6) misure intese al mantenimento di standard di sicurezza e protezione dell'ambiente come valore aziendale fondamentale;

7) sistemi formali di comando e controllo che includono i membri del consiglio di amministrazione e l'alta dirigenza dell'impresa;

8) l'approccio in materia di competenza a tutti i livelli dell'azienda;

9) la misura in cui i punti da 1) a 8) sono applicati nelle operazioni in mare dell'azienda nel settore degli idrocarburi condotte al di fuori dell'Unione europea.

Il comma 1, allegato I, paragrafo 8 del Decreto 145/2015 prevede che la responsabilità del controllo dell'attuazione della "Politica di prevenzione degli incidenti gravi" sia attribuita al CdA.

Al fine di "assicurare il controllo, su base continuativa", "che la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi sia adeguata, attuata e operativa nel modo previsto", tutti i processi aziendali menzionati nelle Politiche vengono periodicamente sottoposti a verifiche da parte della funzione "Compliance" che risponde direttamente al CdA. Per facilità di lettura, di seguito viene riportato l'Organigramma Aziendale:

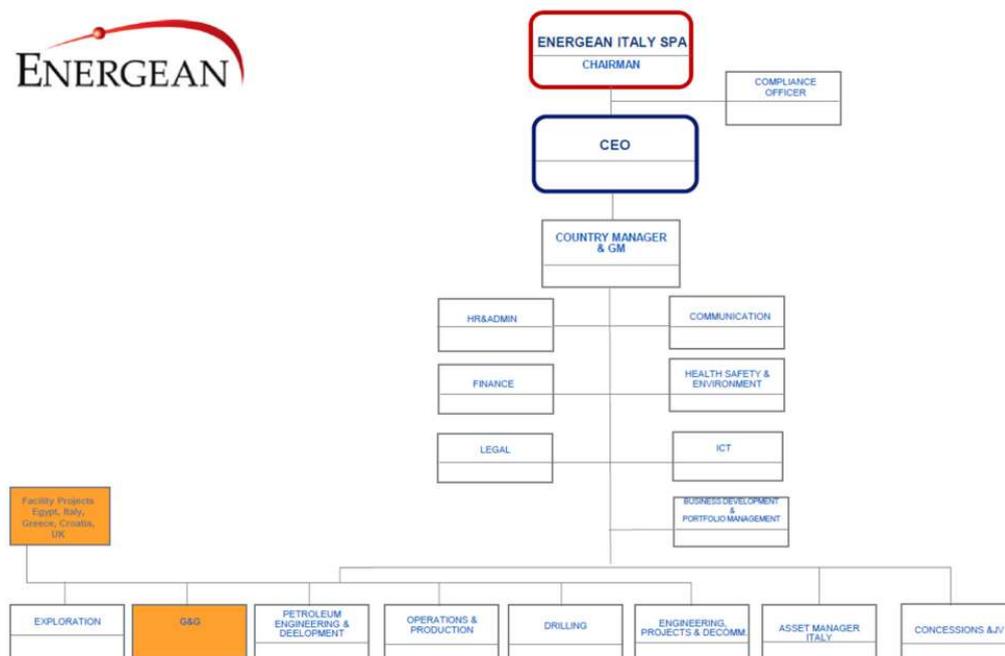


Figura 1 - Organigramma Energean Italy Spa

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 12 of 78 Rev.03 -01/04/2022

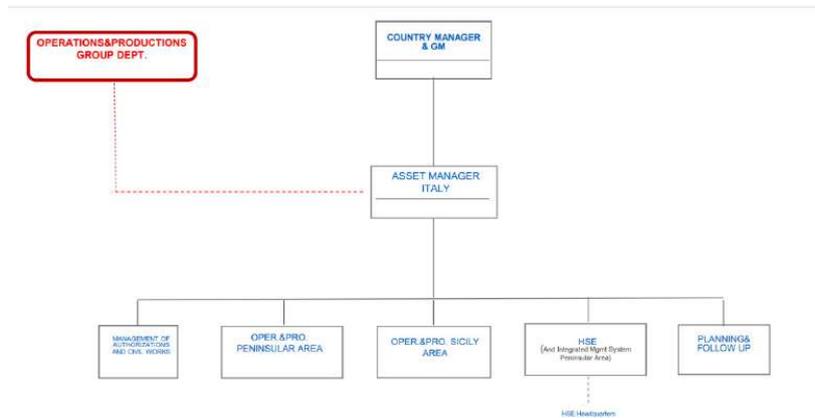


Figura 1a - Organigramma Energean Italy Spa

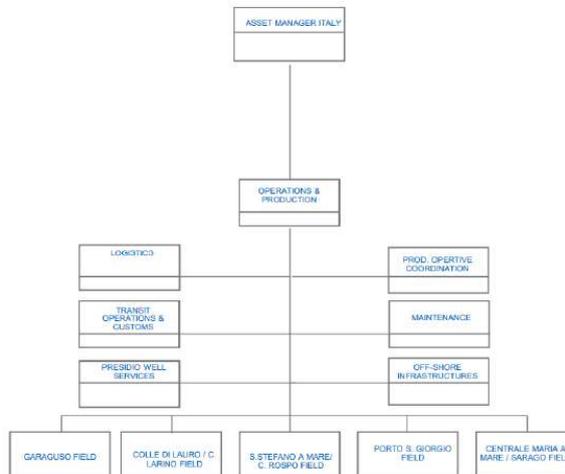


Figura 1b - Organigramma Energean Italy Spa_DO Sambuceto

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 13 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

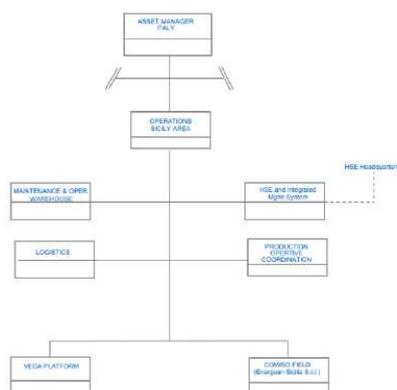


Figura 1c - Organigramma Energean Italy Spa_DO Siracusa

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 14 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

4. RGR E SISTEMA DI VERIFICA INDIPENDENTE

4.1. Presentazione delle Relazioni Grandi Rischi

La presentazione della Relazione Grandi Rischi (RGR) per ciascuna installazione che svolge operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, è stata effettuata nel corso del 2018, entro i termini previsti per legge.

Le RGR relative alla piattaforma Vega A e la FSO Leonis sono state accettate con esito positivo in data 12-09-2018 mentre le RGR relative alle piattaforme di S. Stefano Mare sono state accettate in data 14-07-2021.

Nel dettaglio:

Titolo Minerario	Raggruppamento RGR	Piattaforma/FSO	Consegna RGR	Richiesta integrazioni	Stato del procedimento
C.C6.EO	RGR 1	VEGA A	04-06-2018	-	Chiusa con accettazione (14-09-2018)
	RGR 2	FSO LEONIS	31-05-2018	-	Chiusa con accettazione (14-09-2018)
B.C8.LF	RGR 3	ROSPO MARE A	18-06-2018	Richiesta integrazione sui seguenti punti: 1.Sisma sugli elementi non strutturati 2.Invecchiamento degli elementi critici 3.Fulminazione diretta	Integrazioni trasmesse in data: 27-07-2020 12-01-2022 11-03-2022 Aperto
		ROSPO MARE B			
		ROSPO MARE C			
	RGR 4	FSO ALBA MARINA	29-06-2018	-	Aperto
B.C1.LF	RGR 5	SANTO STEFANO MARE 1/9	17-07-2018	-	Chiusa con accettazione (14-07-2021)
	RGR 6	SANTO STEFANO MARE 101	17-07-2018	Richiesta integrazione sulla valutazione del rischio ambientale	Integrazione trasmessa il 10-03-2020 Chiusa con accettazione (14-07-2021)
		SANTO STEFANO MARE 3/7			
		SANTO STEFANO MARE 8 bis			
RGR 7	SANTO STEFANO MARE 4	17-07-2018	-	Chiusa con accettazione (14-07-2021)	
B.C2.LF	RGR 8	SAN GIORGIO MARE 3	13-07-2018	-	Aperto
		SAN GIORGIO MARE 6		-	
		SAN GIORGIO MARE C		-	
B.C7.LF	RGR 9	VONGOLA MARE I	16-07-2018	-	Aperto
B.C7.LF	RGR 10	SARAGO MARE I	12-07-2018	-	Aperto
		SARAGO MARE A		-	

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 15 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 –01/04/2022

4.2. Tipologia di analisi svolta

Per definire la tipologia di analisi da svolgere si è proceduto facendo riferimento a quanto riportato nelle Linee Guida secondo lo schema riportato:

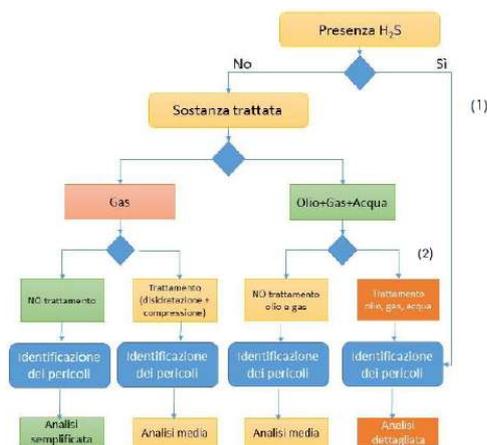


Figura 2 – Scelta della tipologia di analisi

La tabella successiva riassume la tipologia di analisi per ciascuna piattaforma/FSO:

Distretto Operativo Siracusa	Distretto Operativo Sambuceto	
<p>Campo Vega (olio):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma Vega A ▪ FSO Leonis 	<p>Campo Rospo Mare (Olio)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma RSM A ▪ Piattaforma RSM B ▪ Piattaforma RSM C ▪ FSO Alba Marina 	<p>Campo Santo Stefano Mare (gas)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma SSM 1/9 ▪ Piattaforma SSM 101 ▪ Piattaforma SSM 3/7 ▪ Piattaforma SSM 8 bis ▪ Piattaforma SSM 4
Distretto Operativo Sambuceto		
<p>Campo San Giorgio Mare (gas)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma SGM 3 ▪ Piattaforma SGM 6 ▪ Piattaforma SGM C (manifold) 	<p>Campo Vongola Mare (gas)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma VGM 1 	<p>Campo Sarago Mare (olio)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma Sarago 1 ▪ Piattaforma Sarago A
Analisi di tipo semplificato		
Analisi di tipo medio		
Analisi di tipo medio con alcuni elementi di quella dettagliata		

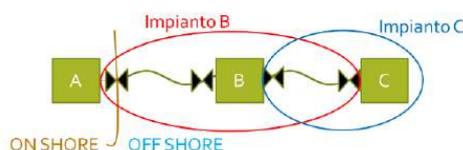
Tabella 2 – Tipologia di analisi per gli impianti Energean Italy Spa

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 16 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

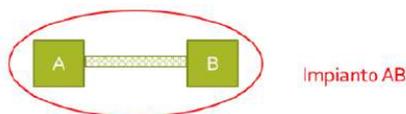
4.3. Impianti e raggruppamenti per le RGR proposti

Le RGR sono state redatte in funzione della schematizzazione di cui sotto:

Piattaforma con sea-line afferenti:



Unica RGR per due piattaforme collegate da un ponte (e sea-line connesse):



E' inoltre possibile redigere una unica RGR per gruppi di piattaforme, secondo quanto riportato nelle Linee Guida emesse dal Comitato.

Di seguito sono riportati i Campi soggetti alle prescrizioni del Decreto Legislativo e i relativi raggruppamenti, proposti al Comitato secondo quanto definito al **comma 5, art. 9 del DPCM del 27 settembre 2016**:

Titolo minerario	Piattaforma / Unità galleggianti FSO	Centrale/FSO	Raggruppamento in RGR	Note
C.C.6.EO	VEGA A	LEONIS (FSO)	RGR 1	Collegata all'unità galleggiante LEONIS
	LEONIS		RGR 2	L'unità galleggiante (Floating Storage Offloading) LEONIS, di supporto alla piattaforma VEGA A, è trattata singolarmente
B.C.8.LF	ROSPO MARE A	ALBA MARINA (FSO)	RGR 3	La piattaforma Rospo Mare B è collegata direttamente all'unità galleggiante Alba Marina e raccorda ad essa le piattaforme Rospo Mare A e Rospo Mare C
	ROSPO MARE B			
	ROSPO MARE C			
	ALBA MARINA		RGR 4	L'unità galleggiante (Floating Storage Offloading) ALBA MARINA, di supporto alle piattaforme Rospo Mare A, Rospo Mare B e Rospo Mare C, è trattata singolarmente
B.C.1.LF	SANTO STEFANO MARE 1/9	SANTO STEFANO MARE	RGR 5	Collegata direttamente alla Centrale Santo Stefano Mare
	SANTO STEFANO MARE 101		RGR 6	La piattaforma Santo Stefano Mare 3/7 è collegata direttamente alla Centrale Santo Stefano Mare e raccorda ad essa le piattaforme Santo Stefano Mare 101 e Santo Stefano Mare 8 bis
	SANTO STEFANO MARE 3/7			
	SANTO STEFANO MARE 8 bis			
	SANTO STEFANO MARE 4		RGR 7	Collegata direttamente alla Centrale Santo Stefano Mare
B.C.2.LF	SAN GIORGIO MARE 3	SAN GIORGIO MARE	RGR 8	La piattaforma San Giorgio Mare C è collegata direttamente alla Centrale San Giorgio Mare e raccorda ad essa anche le piattaforme San Giorgio Mare 3 e San Giorgio Mare 6
	SAN GIORGIO MARE 6			
	SAN GIORGIO MARE C			
	VONGOLA MARE 1		RGR 9	Collegata direttamente alla Centrale San Giorgio Mare
B.C.7.LF	SARAGO MARE 1	MARIA A MARE	RGR 10	La piattaforma Sarago Mare A è collegata direttamente alla Centrale Maria a Mare e raccorda ad essa la piattaforma Sarago Mare 1
	SARAGO MARE A			

Tabella 3 – RGR impianti e eventuali raggruppamenti

4.4. Metodologia nella RGR: scheda di verifica

Contestualmente alla redazione della RGR, il DLgs 145/15 richiede di effettuare l'identificazione e la caratterizzazione degli elementi critici per la sicurezza e per l'ambiente. Tale documento è stato sottoposto, insieme alla RGR ad opportuno ente terzo di verifica (RINA) che ne ha accertato l'adeguatezza.

Le tipologie di Elementi Critici per la Sicurezza e per l'Ambiente (SECE) si riferiscono a tutti quegli elementi il cui scopo è "impedire o limitare le conseguenze di un incidente grave o il cui guasto potrebbe causare un incidente grave o contribuirvi sostanzialmente".

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 17 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

A livello metodologico, per ogni SECE è stata sviluppata una specifica scheda di verifica. La struttura di tali schede prevede l'applicazione della metodologia FARSI (in italiano FADSI) (Funzionalità, Affidabilità, Disponibilità, Sopravvivenza/ Continuità di Servizio, Indipendenza) mediante il quale si valutano aspetti legati rispettivamente alle specifiche funzionali degli elementi (F), ai programmi di manutenzione (A), ai programmi di test periodici (D), alla capacità di mantenere attiva la risposta richiesta (intervento) anche in caso di incidente, guasto o modifica impiantistica (S) nonché alla verifica dell'indipendenza di questa risposta dal funzionamento di altre barriere (I).

Sezione 1. Dati generali

N. Scheda	Nome SECE	Categoria				Breve descrizione	Obiettivo	Ambito di applicazione
1	Emergency Shut Down (ESD)	P	C	M	E	Il SECE è composto dai valvole di sezionamento, sistemi di controllo/blocco del processo	Isolamento sicuro ed effettivo degli apparecchi nelle condizioni di anomalia di processo	Il sistema interessa l'intera PTF (area pozzi, collettori, treni A/B/test)

Sezione 2. Performance criteria – FARSI

F Funzionalità		A / R Disponibilità / Affidabilità				S Sopravvivenza	I Indipendenza
Funzione	Criterio	Attività minime di garanzia	Misure di garanzia	Frequenza di verifica	Riferimenti attività minima di garanzia	Criteri di sopravvivenza	Criteri dipendenza/ indipendenza
Il blocco del processo deve avvenire attraverso una logica strumentata e adeguatamente progettata	API RP 14 C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms	Sono definiti un piano adeguato di test del sistema ed una programmazione adeguata della manutenzione	Il Piano di Manutenzione descrive le misure di verifica adottate per il controllo dell'affidabilità/di sponibilità del SECE	La frequenza delle verifiche è stabilita dal Piano di Manutenzione	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries. Requirements and guidelines Specifiche del fornitore sulle attività di test e manutenzione	Le valvole di blocco devono essere resistenti al fuoco	Interazioni interne: Sistema FBG, Sistema rilevazione gas tossici
Tutte le valvole SDV devono porsi in caso di guasto in	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries. Requirements and						

4.5. Scelta del Verificatore indipendente e relativi compiti

Energean Italy Spa ha assegnato al **RINA** il compito di svolgere l'attività di Verificatore Indipendente. Il RINA opera infatti nei settori Energy, Marine, Certification, Transport & Infrastructure e Industry e vanta più di 30.000 km di pipeline ispezionate e supervisionate, più di 250 piattaforme certificate e riqualificate, più di 100 progetti LNG, più di 5.600 classificazioni di navi, e così via dicendo. E', dunque, un player importante e affidabile per lo svolgimento di un compito particolarmente delicato e strategico nell'ottica di garantire elevati standard di sicurezza nello svolgimento delle attività in mare.

In particolare, Energean Italy Spa ha incaricato Rina Services di svolgere, nel ruolo di verificatore indipendente le seguenti attività di verifica:

- verifica che la lista degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) sia completa ed adeguata all'installazione off-shore in oggetto;
- verifica che il programma di esami e collaudi degli stessi SECE sia tale da garantire la funzionalità in ogni fase operativa e sia mantenuto aggiornato e in esercizio.

Per verificare che il programma su citato sia mantenuto aggiornato e in esercizio il Rina ha proposto una metodologia di monitoraggio dei SECE.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 18 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Tale metodologia prevede, al fine di verificare che la manutenzione dei SECE sia aggiornata ed operativa come stabilito dai relativi Performance Standards, l'esecuzione di audit periodici per ogni impianto e/o Distretto Operativo, per raccogliere ed esaminare la documentazione disponibile relativa alla manutenzione prevista e/o occorsa per i SECE individuati per ogni impianto, così come eventuale documentazione inerente controlli di terza parte previsti (ispezioni, test e rapporti di manutenzione, reports, certificati di componenti di impianto, eventuali certificati coperti da classe, etc.), con l'obiettivo primario di verificare che il programma di esami e collaudi svolto per i SECE sia adeguato a garantire la funzionalità in ogni fase operativa

4.6. Sistema di verifica

L'Operatore, ai sensi dell'art.17 comma 1 D.Lgs. del 18 Agosto 2015, n° 145, istituisce un sistema di verifica indipendente e ne presenta una descrizione al Comitato.

Tale documento è stato inviato al Comitato Offshore in data 17/06/2019 e al momento è in fase di revisione.

Con il sistema di verifica, l'Operatore garantisce che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) e la loro manutenzione sono o saranno adeguati. Sulla base di quanto suggerito dalle Linee Guida al D.Lgs. 145/2015 e della struttura organizzativa di Energean Italy Spa, sono state individuate le seguenti figure responsabili per ciascun elemento critico identificato:

- ✓ Titolare
- ✓ HSE Corporate
- ✓ Direttore Responsabile
- ✓ Controllore SECE:
 - Responsabile di Manutenzione
 - Responsabile Produzione
 - Responsabile HSE
 - Responsabile ICT
 - Responsabile Logistica
 - Responsabile Operazioni/Direttore Responsabile
 - Responsabile Infrastrutture Offshore

Le schede di verifica, di cui al precedente paragrafo, vengono gestite dai responsabili come nel template della seguente tabella e riportata compilata in allegato (Registro delle schede di verifica) al documento di sistema di verifica, assegnando ad ogni SECE un solo controllore.

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 19 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

Tabella 4 – Esempio registro delle schede di verifica

Rif.	Nome SECE	Controllore SECE – Resp. Manutenzione	Controllore SECE – Resp. Operazioni/DR	Controllore SECE – Resp. HSE	Controllore SECE - ICT	Controllore SECE - Logistica
Categoria P: Prevenzione dei pericoli						
P	Well Integrity					
P1	Integrità strutturale					
P2	Sistemi di sollevamento					
P3	Sistema per evitare collisioni					
P4	Integrità del sistema di contenimento del processo					
P5	Integrità delle condotte e riser					
P7	Blocco macchine rotanti					
P8	Ventilazione area di processo					
P9	Sistema di blocco del processo					
P10	Sistemi di sfianto					
P12	Sistemi e procedure di prevenzione innesco					
P15	Sistema BOP					
Categoria C: Individuazione e controllo dei pericoli						
C	Comunicazioni interne tra sale controllo Vega-Leonis					
C	Comunicazioni esterne					
C	Sistema di controllo del processo					
C1	Rilevamento presenza di gas infiammabili					
C2	Rilevamento presenza di fiamme e fumo					
C4	Sistema di blocco di emergenza					
C7	Valvole di isolamento sottomarine					
C9	Sistema di abbattimento sfiati - torcia (Blowdown e flare system)					
C10	Rilevamento presenza di gas tossici					
Categoria M: Mitigazione dei pericoli						
M	Integrità dei bacini di contenimento					

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 20 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

Rif.	Nome SECE	Controllore SECE – Resp. Manutenzione	Controllore SECE – Resp. Operazioni/DR	Controllore SECE – Resp. HSE	Controllore SECE - ICT	Controllore SECE - Logistica
M	OPEP/SOPEP					
M	Panne oleo assorbenti					
M3	Protezione passiva dal fuoco					
M7	Sistema antincendio					
M8	Sistema schiumogeno					
M10	Estintori portatili/mobili					
M11	Sistema di killing del pozzo					
Categoria E: Evacuazione, fuga e salvataggio						
E4	Ponte elicottero					
E7	Scialuppe di salvataggio					
E8	Zattere di salvataggio					
E9	Generatori elettrici di emergenza/UPS/gruppi di batterie autonome					
E11	Equipaggiamento protezione personale					

4.6.1. Survey/Audit per la verifica della gestione dei SECE

Le informazioni contenute nelle schede di verifica vengono verificate internamente tramite survey distribuite digitalmente tramite l'applicativo software denominato BowTie Server di CGE Risk Management Solutions®, con particolare ma non esclusivo riferimento alla disponibilità documentale ed alla completezza delle informazioni ivi riportate.

L'utilizzo del sistema, di tipo web-based, prevede la somministrazione di survey personalizzate da parte di HSE Corporate ai Controllori SECE. I Controllori SECE dovranno rispondere alla survey entro le scadenze temporali imposte da HSE Corporate. Il sistema sollecita in automatico il singolo Controllore SECE che, all'avvicinarsi della scadenza non ha ancora risposto alla survey.

Le risposte alle survey potranno essere fornite secondo un giudizio sintetico stabilito da HSE Corporate (a titolo di mero esempio: "Sì, soddisfa tutti i requisiti richiesti", "Sì, ma soddisfa solo alcuni requisiti richiesti", "No, non soddisfa alcun requisito richiesto"). Il giudizio sintetico sarà anche visualizzato sulla singola barriera auditata all'interno dei BowTie tramite istogrammi. La lunghezza dell'istogramma è proporzionale alla positività o negatività del giudizio sintetico dato. In questo modo viene offerto uno strumento per visualizzare graficamente i risultati delle survey ed apprendere immediatamente l'esito e l'impatto sulle singole barriere. Sarà comunque possibile esplicitare commenti o allegare file, allo scopo di dettagliare la risposta fornita.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 21 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Una volta risposto alla survey, i risultati verranno automaticamente inoltrati al Responsabile HSE Corporate. La creazione e la chiusura di una survey sono notificate anche al Direttore Responsabile, il quale verificherà l'appropriatezza delle risposte date dai Controllori SECE prima dell'inoltro dei risultati al Responsabile HSE Corporate.

La verifica del Modulo per la gestione dei SECE tramite survey avverrà su base periodica, da definirsi in relazione alla specificità del SECE e delle barriere in esso esplicitate. I risultati delle survey saranno visibili anche sotto forma di BowTie visualizzando degli indicatori di prestazione per ogni barriera i cui valori sono funzione delle risposte date alle survey. In tal modo viene resa ancor più evidente la necessità, o meno, di produrre delle azioni correttive per quelle barriere meno performanti.

4.6.2. Gestione delle non conformità (Action Plan)

In caso di anomalie, ovvero di non conformità con quanto dichiarato nelle schede di verifica, verranno prodotte delle azioni correttive allo scopo di ripristinare lo stato di conformità. La gestione di tali azioni avviene tramite la piattaforma web-based BowTie Server, di CGE Risk Management Solutions®. Tali azioni possono essere prodotte anche a valle di semplici osservazioni, non necessariamente connesse alla mancata conformità dei requisiti descritti nelle schede di verifica.

Ogni azione prodotta contiene almeno le seguenti informazioni:

- ✓ Nome: nome dell'azione;
- ✓ Priorità: priorità con cui deve essere gestita l'azione;
- ✓ Unità organizzativa: unità organizzativa (ad es. distretto, impianto) a cui l'azione fa riferimento;
- ✓ Due date: data di scadenza per il recepimento dell'azione;
- ✓ Owner: soggetto che riceve l'azione;
- ✓ Supervisor: soggetto che assegna l'azione
- ✓ Descrizione: descrizione completa dell'azione;
- ✓ Allegati: eventuali allegati

Tramite le funzioni di reportistica è possibile tenere traccia dello stato di avanzamento delle azioni, filtrandole per owner, unità organizzativa o ogni altro campo.

5. COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI

5.1. Premessa

Energean Italy Spa consulta i rappresentanti dei lavoratori (RLSA) attraverso riunioni periodiche; in tali riunioni vengono analizzate le problematiche inerenti a:

- sicurezza e salute dei lavoratori;
- attività / programmi di formazione e informazione;
- individuazione di eventuali aree di miglioramento;
- disamina e condivisione dei Documenti di Valutazione del Rischio.

In particolare:

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 22 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

- Ai sensi del D.Lgs. 81/08 viene convocata una riunione ex art. 35 del D.Lgs. 81/08, in cui si discutono in particolare gli aspetti relativi al DVR (documento di valutazione del rischio).
- ai sensi dell'art. 8 del D.Lgs. 624/96 viene convocata la riunione annuale di prevenzione e protezione dei rischi per ogni luogo di lavoro in ambito minerario e trasmessi ogni anno all'UNMIG di competenza. Almeno una volta all'anno, inoltre, viene svolto il Riesame della Direzione previsto per il Sistema di Gestione.

I verbali sottoscritti da ogni partecipante vengono archiviati a cura del Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione; rimangono disponibili per eventuali consultazioni da parte dei RLSA e, nei casi previsti, spediti all'Autorità di Vigilanza.

5.2. Coinvolgimento ai sensi del DLgs 145/15

Con riferimento al coinvolgimento dei lavoratori sul tema specifico dei grandi rischi per le operazioni a mare:

- ✚ Le RGR sono state redatte mediante il coinvolgimento diretto dei tecnici che operano sugli impianti oggetto delle specifiche RGR, in particolare per quanto concerne la fase di HAZID e quindi di individuazione dei pericoli.
- ✚ Per quanto concerne le FSO si sottolinea che anche *i tecnici/progettisti degli Armatori delle due navi sono stati coinvolti* e hanno partecipato alle attività di HAZID.
- ✚ gli *RLSA e/o altri lavoratori da loro indicati*, partecipano alla discussione sui contenuti delle RGR, fornendo prima dell'invio ufficiale del documento agli enti preposti, le proprie osservazioni. Sono attive le forme di coinvolgimento dei lavoratori di cui al **DM 05.07.2017**, recepite con l'accordo formale di consultazione tripartita firmato da Edison, Comitato e Rappresentanze sindacali in data 05.03.2018. (inserire nota con nuovo accordo); Tale accordo è stato recepito da Eneregean Italy spa.
- ✚ Per quanto riguarda il coinvolgimento dei *lavoratori delle ditte appaltatrici*, si rimanda ai contenuti dei DSSC specifici in merito alle attività di formazione/informazione del personale delle ditte terze in merito ai rischi/pericoli, che comprendono, tra l'altro, i briefing di sicurezza svolti prima dell'inizio dell'attività lavorativa sugli impianti.

Figure aziendali di riferimento per quanto concerne la Salute e Sicurezza dei lavoratori:

Titolare/Datore di Lavoro:

- D.O. Siracusa: Ing. P. Sarracco ;
- D.O. Sambuceto: Ing. P. Sarracco;

Direttori Responsabili

- D.O. Siracusa: Ing. D. Richiusa;
- D.O. Sambuceto: Ing. E. Saluci;

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 23 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

SorvegliantiResponsabili del Servizio Prevenzione e Protezione

- D.O. Siracusa : R. Randieri
- D.O. Sambuceto: R. Randieri

Medico Competente:

- D.O. Siracusa: Dott. A.Vasile
- D.O. Sambuceto: Dott.ssa V. Dragani

Rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza:

- D.O. Siracusa: Michele La Corte
- D.O. Sambuceto: Bruno Giulino

Rappresentanti dell'Operatore per la consultazione tripartita:Consultazione Ordinaria:

- Raffaele Buonaguro, Ettore Saluci;

Consultazione libera:

- D.O. Siracusa: Riccardo Randieri; Domenico Richiusa
- D.O. Sambuceto: Riccardo Randieri; Ettore Saluci

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 24 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6. GESTIONE DELLE EMERGENZE

6.1. Scopo della procedura per la gestione delle emergenze e delle crisi aziendali

Energean Italy ha adottato una procedura per la gestione delle emergenze e delle crisi aziendali “Procedura SGI-HSE-019-IT Gestione delle Crisi Aziendali “ che recepisce le linee guida definite dalla Procedura di Corporate COR-GEN-MA-HSE-350 ENOG- Crisis Management Plan Manual, relativa al coordinamento informativo, decisionale e di gestione operativa delle Crisi aziendali generate da emergenze.

Tale procedura ha lo scopo di definire le modalità e le responsabilità per il coordinamento informativo, decisionale e di gestione operativa delle Crisi aziendali. La procedura è quindi finalizzata alla gestione di tutti quei casi in cui avvengano eventi non pianificabili, di qualsiasi natura, che, per tipologia o ampiezza d’impatto, per gravità reale o percepita oppure durata, richiedano interventi a tutela delle persone che lavorano con Energean, delle comunità nelle quali siamo inseriti e più in generale del patrimonio materiale e immateriale dell’Azienda. In generale comprende il sistema di gestione degli eventi che effettivamente danneggiano o potrebbero potenzialmente danneggiare la capacità operativa, la reputazione e la continuità aziendale di Energean.

In particolare, la procedura intende regolamentare ruoli, responsabilità e modalità per assicurare che la raccolta e la gestione delle informazioni e il coordinamento delle decisioni e delle operazioni per valutare e affrontare le Crisi Aziendali siano rapidi ed efficaci. Inoltre, la procedura individua responsabilità e modalità per incorporare tutti gli Asset Energean nel corrispondente Piano di Gestione delle Crisi implementato da Energean a livello di Gruppo.

6.2. Gli obiettivi della gestione delle situazioni di Crisi

- Proteggere le vite umane;
- Proteggere l’ambiente da eventuali danni rilevanti che possono essere determinati da un incidente;
- Proteggere gli impianti e il patrimonio materiale e immateriale di Energean;
- Assicurare o ripristinare, nel più breve tempo possibile, la continuità delle attività dell’azienda;
- Salvaguardare la propria reputazione interna ed esterna assicurando che Energean sia considerata a tutti gli effetti un’organizzazione professionale, in grado di gestire le situazioni di crisi e di reagire rapidamente ed in modo efficace; dando prova di trasparenza e attenzione nei rapporti con i propri dipendenti e con tutti coloro che lavorano per l’azienda, con i clienti e con le comunità nelle quali opera.

Con particolare riferimento ai rischi rilevanti per le attività in mare, la gestione delle emergenze è coerente con l’analisi di rischi condotta ai sensi del **DLgs 145/15 del 18.08.2015** e con la modellazione dell’evoluzione degli scenari plausibili ipotizzabili e maggiormente impattanti.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 25 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Anche gli apprestamenti di sicurezza e di risposta alle emergenze garantiscono la coerenza con questi effetti e rispondono pienamente anche al **D.M. 23.01.2017** pubblicato in G.U. n.37 del 14.02.2017, che definisce le attrezzature e le 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. Alla luce di quanto disposto, la società Energean Italy Spa ha eseguito una specifica valutazione tecnica per identificare, su ciascuna infrastruttura, gli impatti sulla risposta alle emergenze in funzione di quanto previsto dallo stesso decreto. Al fine di garantire una adeguata risposta alle emergenze, soprattutto nei casi legati a incidenti rilevanti, tale verifica ha inteso individuare le problematiche di natura tecnico-logistica e le possibili soluzioni alternative migliorative.

6.3. Caratteristiche delle situazioni di Crisi

Le Crisi che possono coinvolgere, direttamente o indirettamente, l'azienda possono essere legate a fenomeni molto diversi tra loro.

Le caratteristiche principali di una Crisi sono le seguenti:

- Ci sono due tipi di crisi:
 - Improvvise e
 - Latenti
- C'è un punto cruciale o decisivo della situazione, un punto di svolta, una condizione instabile;
- Possono aumentare rapidamente di intensità;
- Hanno un certo grado di rischio e di incertezza;
- Sono o possono diventare rapidamente di dominio pubblico;
- Possono essere guidate dalla percezione piuttosto che dal fatto;
- Possono trascendere i confini aziendali, geografici e funzionali;
- Ci vorrà molto più tempo per risolverle che per svilupparsi;
- Danneggiano la reputazione aziendale se gestite male.

Una crisi improvvisa è definita come un'interruzione dell'attività dell'azienda che si verifica senza preavviso ed è probabile che generi una copertura giornalistica e possa impattare negativamente:

- i nostri dipendenti, investitori, clienti, fornitori o altre persone;
- i nostri uffici o altri beni aziendali;
- i nostri ricavi, reddito netto, il prezzo delle azioni, ecc.;
- la nostra reputazione.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 26 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Gli eventi di crisi improvvise possono essere in generale innescati da:

- Catastrofi naturali
- Esplosioni di impianti
- Attacchi terroristici
- Violenza sul posto di lavoro
- Sabotaggio
- Rapimento
- Presa di potere ostile
- Sversamento ambientale
- Manomissione del prodotto
- Distruzione della tecnologia

Si definisce crisi latente qualsiasi problema aziendale serio che non è generalmente noto all'interno o all'esterno dell'azienda, che può generare una copertura giornalistica negativa se o quando diventa "pubblico" e potrebbe comportare più di un importo predeterminato in multe, sanzioni, riconoscimenti di danni legali, spese non preventivate e altri costi.

Gli eventi di crisi latenti possono essere generalmente innescati da:

- Difetti di prodotto
- Rumors / scandali
- Sicurezza sul lavoro
- Corruzione
- Molestie sessuali
- Consumatori / attivisti
- Cattiva gestione
- Denuncia
- Class Actions legali
- Controversie lavorative

Ad ogni livello organizzativo, in caso di qualsiasi evento imprevisto che provochi danni valutati o misurati o stimati come gravi, ci troviamo in una situazione di CRISI.

Per Energean una Crisi è il verificarsi di un evento imprevisto o fumante - di seguito incidente - che presenta gravi conseguenze in termini di:

- Danni fisici alle persone
- Danni materiali
- Impatto ambientale
- Impatto economico e finanziario
- Impatto sulla reputazione dell'azienda

Non tutti gli incidenti sfociano in una situazione di crisi, mentre questo accade solo quando, secondo la valutazione fatta dal responsabile (Country Manager), le conseguenze sono considerate gravi.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	
		Rev.03 -01/04/2022

6.4. Gestione degli incidenti e livelli di escalation

Gli incidenti sono classificati in una delle tre categorie in base alle conseguenze: Interruzione, Significativo e Maggiore. I livelli di risposta di Energean evidenziano la priorità di coinvolgimento del livello Bronze, dove l'incidente viene controllato direttamente. Silver, Gold e Platinum forniscono risorse e supporto se e quando richiesto.

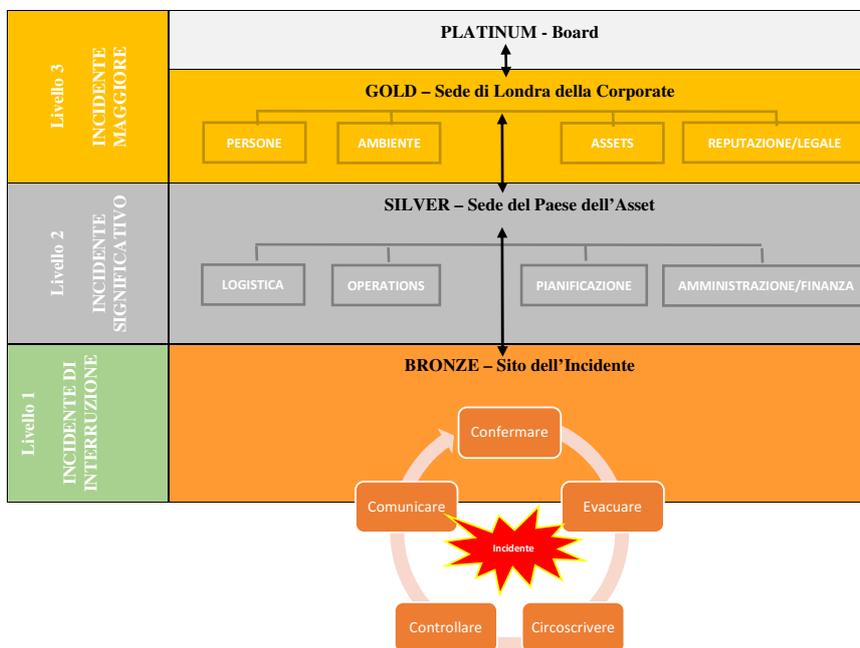


Figura 3 – Livelli di escalation

	ENERGIAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 2 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.4.1 Valutazione della gravità dell'incidente

Nella tabella di seguito vengono identificati i livelli di gravità di un incidente che determinano il percorso di escalation degli incidenti.

Livello 3 — INCIDENTE MAGGIORE	<ul style="list-style-type: none"> • Persone: ≥ Singola fatalità o invalidità totale permanente. • Ambiente: Perdita ≥ 1,000bbls, impatto di 1-2 anni. • Asset: Perdita finanziaria ≥US\$ 12,5MM. • Reputazione: Impatto a livello internazionale 	<ul style="list-style-type: none"> • Momento di decisione del Gold Crisis Management Team (CMT) Leader sull'attivazione o meno del Gold CMT (se il Gold è attivato, il livello Platinum è informato e si attiva ad un livello concordato dal Presidente e dal CEO). 	
		SI Gold Crisis Management Team attivato e supporta Silver. Decisione se informare il livello Platinum.	NO Silver, specifico per il paese, continua a gestire l'incidente.
Livello 2 — INCIDENTE SIGNIFICATIVO	<ul style="list-style-type: none"> • Persone: ≤ Infortunio (prognosi >3 giorni). • Ambiente: Perdita ≤ di 100bbls, impatto <1 anno • Asset: Perdita finanziaria ≤US\$ 12,5MM • Reputazione: Impatto a livello nazionale 	<ul style="list-style-type: none"> • Silver EMT (Emergency Management Team) Leader del Paese Specifico informato da Bronze dell'incidente. • Decisione di attivare l'EMT del paese. 	
		SI Silver EMT Leader attiva EMT e supporta Bronze IRT (Incident Response Team) Leader. Decide se è necessaria l'escalation al Gold CMT Leader	NO Bronze continua a controllare l'incidente
Livello 1 — INCIDENTE DI INTERRUZIONE	<ul style="list-style-type: none"> • Persone: ≤ Richiesto solo trattamento medico o limitazioni nel lavoro • Ambiente: Perdita ≤ di 10bbls • Asset: perdita finanziaria ≤ US\$ 6MM • Reputazione: Impatto a livello locale 	<ul style="list-style-type: none"> • Bronze IRT (Incident Response Team) Leader di Sito decide se assumere il controllo o se passare al livello Silver 	
		SI Bronze IRT Leader assume il controllo e decide se è necessaria l'escalation al Silver EMT Leader.	NO Si applicano le procedure normali

Figura 3 bis – Tabella di identificazione di gravità di un incidente

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 3 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.4.2 Flow chart del processo di attivazione del piano di gestione della crisi

Di seguito si riporta il flow chart che sintetizza l’iter di comunicazione/gestione dell’emergenza, partendo dal basso (distretto, Paese, sede, ...) fino ad arrivare all’attivazione del Comitato di Crisi.

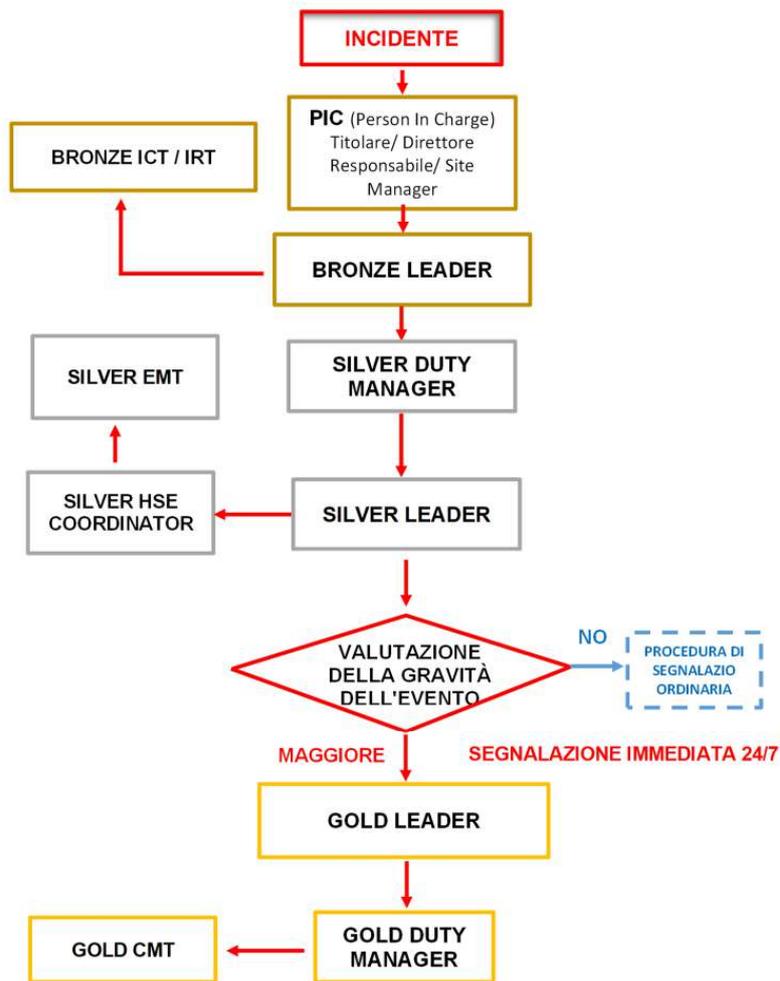


Figura 4 – Flow chart “processo di attivazione del piano di gestione della crisi”

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 4 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

All'avverarsi di un incidente è necessario innanzitutto gestire la criticità in modo tempestivo secondo **le procedure e i Piani di emergenza previsti.**

In ogni sito ove l'azienda opera:

- 1) Chiunque ne rilevi l'accadimento, direttamente (sia spettatore) o indirettamente (ne sia informato), ha la responsabilità di attivare i Piani di emergenza locali, avvisando il Titolare/ Direttore Responsabile/ Responsabile di sito (Person In Charge "PIC") per la gestione dell'emergenza che a sua volta contatta il Bronze IRT Leader (BL), (se è una persona diversa a seconda del personale locale) che decide l'attivazione del Bronze Incident Command Team (ICT) locale e dell'Incident Response Team (IRT).
- 2) Il BL a seguito di una valutazione dell'incidente, risolve l'incidente o avvisa il Silver Duty Manager (SDM) che è il punto di contatto iniziale per tutti gli incidenti nel paese. L'SDM, insieme al Silver Leader (SL), determinerà se è necessario attivare il Silver Emergency Management Team (SEMT) o se la normale gestione è sufficiente e informerà il Silver HSE Coordinator di conseguenza.
- 3) Nelle prime fasi di un incidente può essere richiesto all'SDM di funzionare sia come SDM che come SL, occupandosi delle comunicazioni iniziali dell'incidente, mobilitando il SEMT e allestendo il SEMT Incident Control Centre (ICC) entro 1 ora, finché il SL di turno non assume il comando. Le aree funzionali del SEMT devono essere definite in base al personale disponibile e alle richieste specifiche della situazione. Tutti i membri del SEMT devono essere idonei al servizio, rimanere contattabili 24 ore su 24, 7 giorni su 7 e devono essere in grado di arrivare in sicurezza all'ICC da 1 a 3 ore.
- 4) Il SL valuta la situazione e decide il livello di supporto richiesto dal Bronze e se far intervenire il SEMT contattando il Silver HSE Coordinator. Decide anche se il supporto del Gold CMT è richiesto e contatta il Gold Leader (GL) di conseguenza.
- 5) Il GL valuta la situazione e, se necessario, attiva il Gold CMT attraverso il Gold Duty Manager (GDM) che attiva immediatamente i membri del CMT tramite la stanza virtuale dedicata.

Se una delle persone coinvolte non è rintracciabile, il flusso di informazioni non può e non deve essere fermato.

Vale a dire: in caso di impossibilità di contattare il Bronze Leader, verrà contattato direttamente il Silver Leader. In caso di impossibilità di contattare il Silver Leader, verrà contattato direttamente il Gold Leader. In caso di impossibilità di contattare il Gold Leader, sarà contattato direttamente il Gold Duty Manager.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 5 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.5 Piani di emergenza dei distretti operativi - LIVELLO BRONZE

La procedura di gestione della crisi aziendale non sostituisce e non è in conflitto con i piani di gestione dell'emergenze dei siti operativi, ovvero:

- Piani di emergenza generale distretti operativi (PEG)
- Piano di risposta alle emergenze interne (PREI)
- Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP

6.5.1 Piani di emergenza dei generale distretti operativi (PEG) e Piano di risposta alle emergenze interne (PREI)

Individuano, a livello di distretto, l'organizzazione della risposta alle emergenze, definendo la struttura organizzativa, ruoli e responsabilità, gli scenari incidentali di riferimento, i contatti a vari livelli e tutte le altre informazioni indispensabili ad affrontare un evento incidentale di qualsiasi tipo.

A livello Distrettuale sono stati inoltre sviluppati i Piani Interni di Risposta all'emergenza così come richiesto dal DLgs 145/15. Per quanto concerne il Distretto Operativo di Sambuceto, l'OPEP (Oil Pollution Emergency Plan) è contenuto all'interno dello stesso PREI e costituisce anche la parte operativa della risposta all'emergenza del Piano stesso.

Per il Distretto operativo di Siracusa i due documenti sono invece separati.

6.5.2 Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP

A livello locale costituiscono i Piani di Emergenza che definiscono nell'immediato le modalità di risposta all'emergenze mediante l'utilizzo dei dispositivi individuati preventivamente e ritenuti idonei, procedure di intervento, di informazione/comunicazione con la linea gerarchica, etc..

In particolare gli "OPEP" (Oil Pollution Emergency Plan) costituiscono i Piani Specifici antinquinamento per i campi off-shore operati da Energean Italy Spa mentre i "SOPEP" - Shipboard Oil Pollution Emergency Plan sono specifici per le FSO in linea con quanto definito dalla convenzione internazionale di prevenzione dell'inquinamento da navi (MARPOL 73/78), convocata dall'International Maritime Organization (I.M.O).

6.5.3 Segnalazione degli incidenti rilevanti

In caso di incidente grave o di situazione che presenta un rischio immediato di incidente grave, Energean Italy Spa lo comunica tempestivamente alla *Capitaneria di Porto* e alla *Sezione UNMIG* competenti per il territorio.

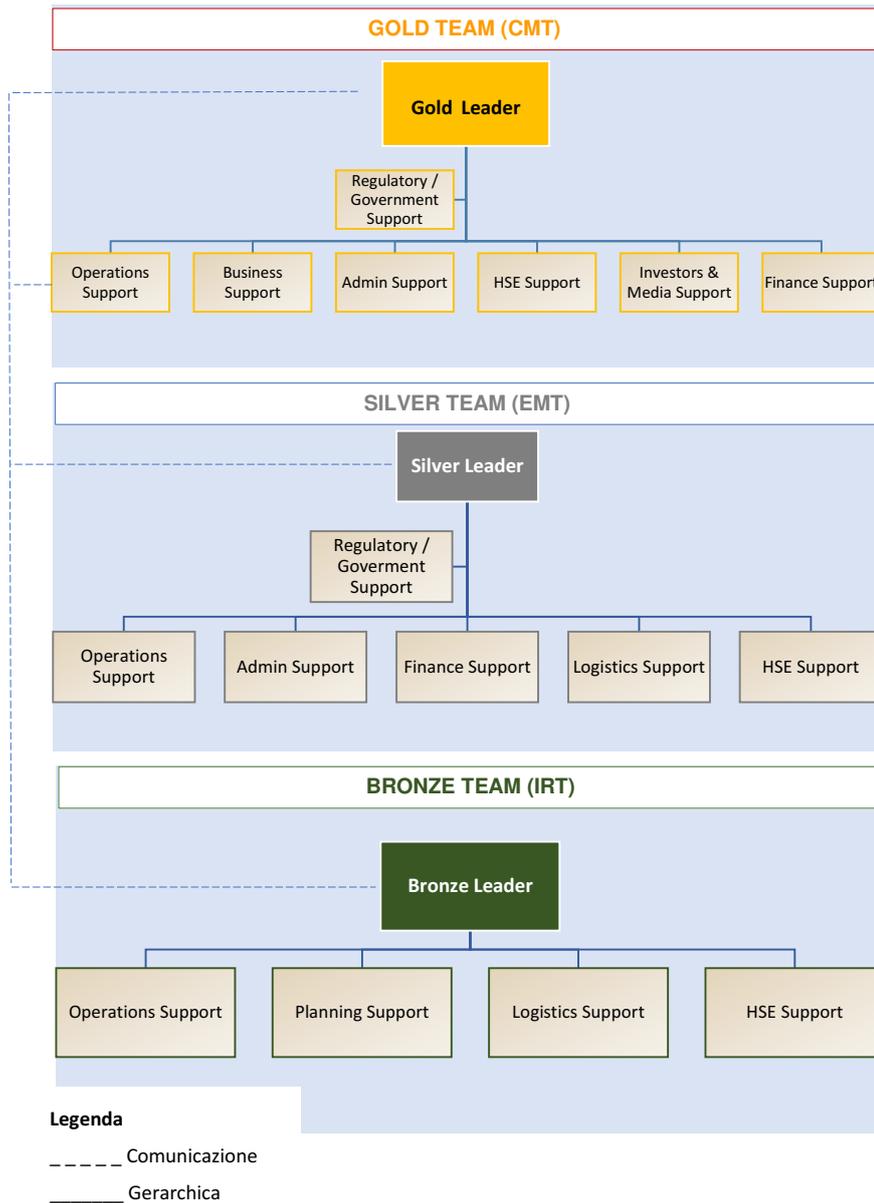
Per quanto concerne la segnalazione degli incidenti gravi, e in particolar modo per quanto concerne i contenuti della comunicazione, Energean Italy Spa si attiene a quanto disposto dal Regolamento

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 6 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

1112/14 di applicazione della Direttiva 2013/30/EU per la comunicazione degli incidenti rilevanti nell'off-shore.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 7 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.6 Struttura della squadra di risposta all'emergenze



	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 8 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.7 Apprestamenti di sicurezza in coerenza con il DM 23.01.2017

I titolari di permesso di ricerca o di concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, che effettuano la perforazione dei pozzi oppure la coltivazione di giacimenti di oli minerali nell'ambito del mare territoriale o della piattaforma continentale italiani, hanno l'obbligo di costituire depositi in luoghi idonei sulla terraferma la cui ubicazione, unitamente alla pianificazione logistica e operativa, garantisca comunque il trasferimento delle attrezzature alla nave appoggio, entro tre ore dalla pervenuta richiesta. In particolare il decreto prevede:

DOTAZIONE DEI DEPOSITI SULLA TERRAFERMA	
Art. 1, Decreto 23.01.2017	
a)	n. 2 sistemi meccanici di recupero e separazione olio/acqua (skimmers) aventi caratteristiche idonee con una capacità di recupero non inferiore ai 35 metri cubi/ora;
b)	1.000 metri di panne costiere ,
	800 metri di panne d'altura ,
	500 metri di panne rigide , con i relativi sistemi di ancoraggio;
c)	1.000 metri di panne assorbenti dichiarate impiegabili, 5 metri cubi di materiale oleoassorbente nelle sue varie configurazioni;
d)	8.000 litri di prodotti disperdenti di tipo riconosciuto idoneo unitamente alla relativa apparecchiatura per lo spandimento in mare;
e)	cisterne di raccolta di capacità complessiva non inferiore a 300 metri cubi;
DOTAZIONI DELLE NAVI APPOGGIO	
Art. 2, Decreto 23.01.2017	
a)	200 metri di panne d'altura ;
b)	un sistema meccanico di recupero e separazione olio/acqua con le caratteristiche di cui al precedente art. 1, nonché di casse di raccolta;
c)	200 metri di panne assorbenti , 1 metro cubo di materiale oleoassorbente
d)	600 litri di prodotti disperdenti con la relativa apparecchiatura di dispersione.
DOTAZIONE IMPIANTI DI PERFORAZIONE, DELLE PIATTAFORME DI PRODUZIONE E DELLE NAVI DI STOCCAGGIO	
Art. 3, Decreto 23.01.2017	
a)	un quantitativo di panne d'altura , non inferiore al perimetro esterno della piattaforma di produzione o della nave di stoccaggio maggiorato del 30%;
b)	un quantitativo di panne assorbenti di tipo riconosciuto impiegabile, non inferiore al doppio della somma del perimetro esterno della singola piattaforma - nave di stoccaggio;
c)	1.000 litri di prodotti disperdenti riconosciuti idonei, unitamente alla relativa apparecchiatura per il loro spandimento in mare.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 9 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.8 Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15)

6.8.1 Dispositivi antinquinamento in dotazione

Di seguito è riportato il riepilogo dei materiali antinquinamento in dotazione alle diverse installazioni:

Asset	Skimmer (>35 mc/h) [nr]	Panne costiere [m]	Panne d'altezza [m]	Panne rigide [m]	Panne assorbenti [m]	Materiale Oleoassorbente [m ³]	Disperdente [lt]	Cisterne di raccolta [m ³]
UBICAZIONE DISPOSITIVI (D.M. 23-01-2017)								
Piattaforma Rospo Mare A	---	---	1400 su FSO	---	300	---	1000	---
Piattaforma Rospo Mare B	---	---		---	400	---	1000	---
Piattaforma Rospo Mare C	---	---		---	300	---	1000	---
FSO Alba Marina	---	---	---	---	1114	---	1000	---
MED OTTO	1	---	400	---	200	1	500	---
Piattaforma Sarago Mare A	---	---	200	---	300	---	1000	---
Piattaforma Sarago Mare 1	---	---	30	---	50	---	1000	---
M/N FRANCESCO GUIDOTTI	1	---	200	---	200	1	500	---
Deposito Ortona	2	1000	500	500	1000	5	8000	300
Piattaforma Vega A	---	---	750 su	---	500	---	1000	---
FSO Leonis	---	---	FSO	---	1000	---	1000	---
NOS ARIES	1	---	200	---	200	1	500	259
Deposito Pozzallo	2	1000	500	500	1000	5	8000	300

Deposito Ortona	[nr]	1	Recupetatore meccanico di olio STOPOL 120		
	[nr]	2	Recupetatore meccanico di olio VORTEX VIM 25		
C/B SHARK	litri	200	Disperdente		
	metri	100	Panne assorbenti		
FSO Alba Marina	[nr]	1	Recupetatore meccanico di olio EGMOPOL		

Tabella 5 – Dispositivi antinquinamento e loro ubicazione

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 10 of 78
		Rev.03 –01/04/2022

6.8.2 Deposito materiali antinquinamento

Deposito di Pozzallo

A servizio del campo Vega vi è un deposito di attrezzature antinquinamento da utilizzare nel caso di sversamento accidentale in mare di idrocarburi.

Le dotazioni sono conservate all'interno di un immobile sito in Via della Tecnologia n.2 Marina di Modica (RG) – Zona ASI Pozzallo, ad una distanza (su strada) di circa 4 km dal Porto di Pozzallo, con un tempo di percorrenza medio di 10 minuti circa.

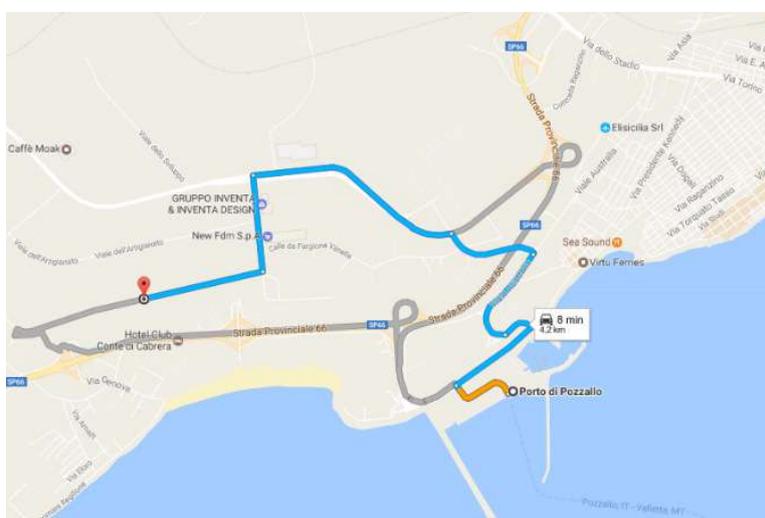


Figura 6 – Ubicazione Deposito materiale antinquinamento e percorso fino al Porto di Pozzallo

Per velocizzare ed ottimizzare i tempi di carico/scarico e di trasporto delle dotazioni, tutte le attrezzature sono state conservate all'interno di un container e le panne sono state installate all'interno di uno skid. Sia le panne che il container sono sempre ubicati al di sopra di due carrelli pronti per essere trasportati al porto con una motrice, a tal proposito Energean Italy Spa ha stipulato un contratto quadro con una ditta di trasporti locale.



Figura 7 – Container materiale e skid panne oceaniche

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 11 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Deposito di Ortona

Il deposito di Ortona è dedicato ai campi che fanno capo al Distretto Operativo di Sambuceto. Al suo interno sono presenti le attrezzature antinquinamento a servizio dei campi off-shore dell'Adriatico di pertinenza Energean Italy. Le dotazioni sono conservate all'interno del sito in Via Cervana, c/o il porto di Ortona.

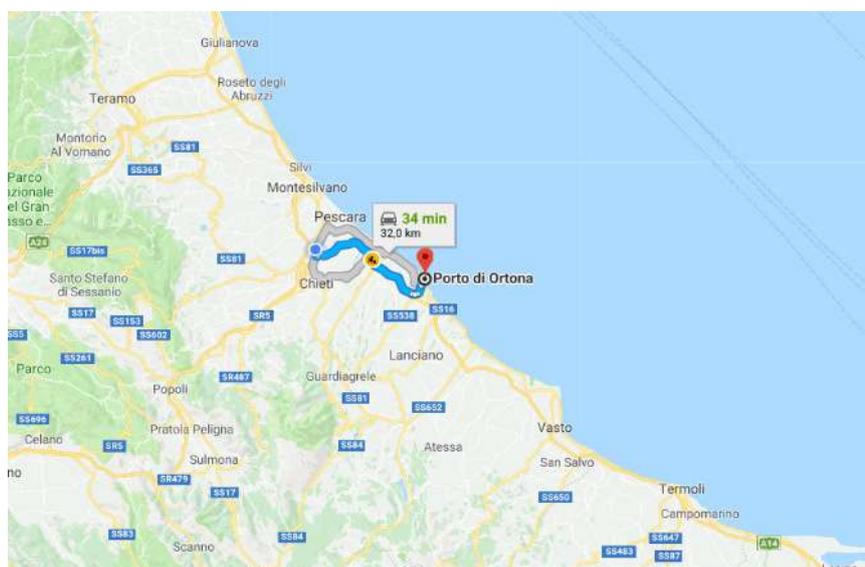


Figura 8 – Deposito di Ortona – Via Cervana 66028 Ortona (CH)

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 12 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.8.3 Mezzi navali d'appoggio

SUPPLY VESSEL NOS ARIES

E' il mezzo dedicato al campo Vega.

	
<p>Tempo di navigazione dal Porto di Pozzallo al Campo Vega: 1 h 10 min</p>	

In caso di emergenza ambientale in mare Energean Italy Spa si può avvalere del supporto di altri mezzi forniti dalla società Augustea ormeggiati nel Porto di Pozzallo. A tal fine è in vigore un contratto tra le parti.

SUPPLY VESSEL MED OTTO

E' il mezzo dedicato al campo Rospo Mare. All'occorrenza può essere inviato sul campo Sarago Mare.

	
<p>Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Rospo Mare: 1h 20 min</p> <p>Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Sarago Mare: 7 h</p>	

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 13 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

M/N FRANCESCO GUIDOTTI

E' un mezzo dedicato al campo Sarago Mare.

	
	<p>Tempo di navigazione: Partenza da Civitanova Marche – Sarago Mare: 15-20 min.</p>

M/N SHARK

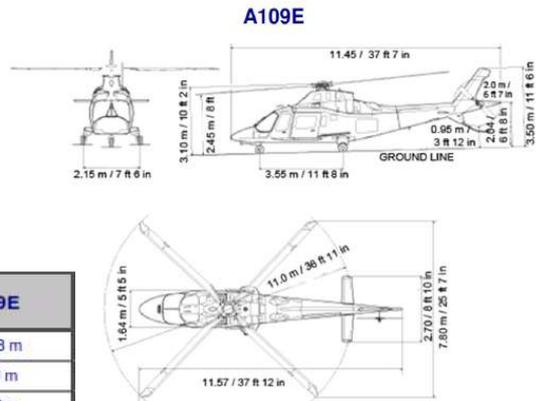
E' un mezzo dedicato al campo Rospo Mare.

	
	<p>Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Rospo Mare: 45 min</p>

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 14 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

6.8.4 MEZZI AEREI D'APPOGGIO

ELICOTTERO I-KERA A109 E e S



			A109E
Dimensions	Fuselage	Length	11,448 m
		Width	2,880 m
		Height	3,500m
	Main rotor	Diameter	10,830 m
	Tail rotor		2,000 m
Number of Main Rotor Blades			4
Minimum Flight Crew	VFR		1
	IFR		1
Seating Capacity	Including Pilot Seats		8
Engines	2 Pratt & Whitney PW206C or 2 Turbomeca Arrius 2K1		
Fuel tanks	Total		595 l
Air Speed	Power ON	Absolute VNE	168 kt
	Power OFF		128 kt
Rotor Speed	Power ON	AOE	102% 99%
	Power OFF		110% 90%
Maximum Operating	Pressure Altitude		20 000ft
MTOM with Internal load			2850 Kg
MTOM with External load			3000 Kg
Category A see RFM Supplement	Density Altitude	Clear Heliport	8.000 ft
		VTOL operations	8.000 ft

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 15 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

D.O. SIRACUSA

Tempo di volo: 25 min dalla base di Siracusa al Campo Vega; 8 min. dalla base di Pozzallo al Campo Vega.

In caso di emergenza ambientale in mare Energean Italy Spa si può avvalere del supporto di altri mezzi forniti dalla società Augustea ormeggiati nel Porto di Pozzallo. A tal fine è in vigore un contratto tra le parti.

D.O. SAMBUCETO

Tempo di volo: 25 min dall'aeroporto di Pescara al Campo Rospo Mare;

Tempo di volo: 35 min dall'aeroporto di Pescara al Campo Sarago Mare.

6.8.5 Caratteristiche dispositivi antinquinamento

Di seguito vengono descritte le caratteristiche tecniche dei vari dispositivi antinquinamento in dotazione alle diverse installazioni dei campi operati da Energean Italy.

PANNE D'ALTURA MODELLO VBGH 1800

Impiegate esclusivamente per il campo Vega, sono barriere pneumatiche galleggianti d'altura **modello VBGH 1800**, idonee al contenimento per il recupero di idrocarburi in mare aperto, progettate e costruite per soddisfare tutte quelle esigenze procurate dall'utilizzo di primo intervento in mare aperto.

 <p>VBGH 1800 d'altura barriera galleggiante gonfiabile in tessuto gommato</p> <p>SOFFIANTE e RULLO</p>	<p>BARRIERA GALLEGGIANTE GONFIABILE di tipo d'altura VBGH 1800</p> <p>VIRA SOLUTIONS</p> <p>altezza barriera sgonfia: 180cm parte emersa, tubolare gonfiabile: 50cm parte immersa, gonfiabilità zavorrata: 100cm spessori da 35m con tre camere di galleggiamento</p>  <p>barriera sgonfia</p> <p>caratteristiche principali</p> <ol style="list-style-type: none"> 1: terminale rinforzato anti-rottura in acciaio inox rivestito in tessuto gommato, compatibile con aggancio rapido tipo Pirelli-Mannesman 2: maniglia imbottita 3: tessuto gommato di poliolefine (neoprene) ad alta resistenza, carico di rottura a trazione 800kg/5cm 4: valvole di carica scatico 5: giunto di ancoramento in acciaio zincato a caldo resistente all'urto, dotato di fori per grigli e mochettoni 6: elettrovalvole 7: seconda linea di ancoramento in acciaio zincato 8: valvola di carica scatico ad ampio flusso tipo "manun XL" 9: intonaco premezzato, luno avvegiato nel tessuto gommato <p>note: è possibile incrementare lo zavorramento attraverso una catena zincata o calda da vincolare attraverso mochettoni o altri dispositivi di fori delle poche di ancoramento. A richiesta è inoltre possibile omologare una catena di zavorramento in una apposita fascia sul bordo inferiore del gommato.</p>
<p>Modello VBGH 1800</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Barriere galleggianti di tipo gonfiabile; ▪ tessuto gommato neoprene®-hypalon® ad elevata resistenza (carico di resistenza a trazione $CR \geq 7500N/5cm$, peso tessuto $2,1 kg/m^2$); ▪ colore nero; ▪ altezza totale sgonfia: 180 cm ca.; 	

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 16 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

- parte emersa (sopranatante) di forma cilindrica: diametro 50-55 cm ca. (gonfia); altezza 60 cm ca. (sgonfia);
- parte immersa (grebbiatura): 100 cm ca.;
- spezzoni modulari da 20 m (3 camere gonfiabili indipendenti per ogni spezzone);
- sistema di aggancio/sgancio rapido in acciaio inox;
- terminali a piattina forata in acciaio inox annegata nel dorso della barriera (rinchiusi tra due strati di tessuto, chiusi a risvolto; carico delle sollecitazioni di traino distribuito);
- zavorrata con coppie di piastre di acciaio zincato a caldo serrate con viteria inox;
- valvole di immissione e scarico d'aria ad ampio flusso di tipo "Monsun XII";
- rinforzata perimetralmente da cima anti intaglio.

PANNE D'ALTURA MODELLO KLEBER BALEAR 323

A disposizione del Distretto Operativo di Sambuceto, possono essere utilizzate in alto mare, in acque costiere aperte, estuari, fiumi e aree portuali. La diga di BALEAR è di tipo "tenda con riserva di galleggiamento".

La diga è realizzata in tessuto PVC, arancio brillante, questo materiale ha una forte resistenza agli agenti atmosferici (UV, alta igrometria, cattivo tempo, ecc.). Questo sistema ha molti vantaggi sia per la sua installazione che per il suo utilizzo. L'installazione non richiede grandi mezzi, il lancio è facile (da 1 a 2 m/s). La diga è auto-galleggiante e non richiede attrezzature di gonfiaggio. La sua struttura multicellulare gli conferisce un eccellente comportamento tra le onde.



Modello Kleber Balear 323

- Lunghezza di un elemento: 25 m;
- Altezza totale: 1,45 m;
- Parte emersa: 0,58 m;
- Parte sommersa: 0,87 m;

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 17 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

- Peso: 12 Kg/m;
- Diametro del filo della catena: 18 mm;
- Carico rottura della catena di zavorra: 32000 daN;
- Carico di rottura della cinghia di cresta: 4500 daN;
- Colore: Arancio.

BARRIERE GALLEGGIANTI - EXPANDI SYSTEM

Le barriere galleggianti mod. 4300 sono impiegate per il campo Rospo Mare e sono composte da sezioni singole di 15,2 m complete di adattatori di traino (coppia), cinghia per imbracamento gru, copertura di protezione, Roto Pac mod. 43-25 (lancio recupero e lavaggio delle barriere), motore idraulico atto a sollevare le barriere in oggetto, generatore di forza idraulica azionato a motore elettrico con protezione antideflagrante.



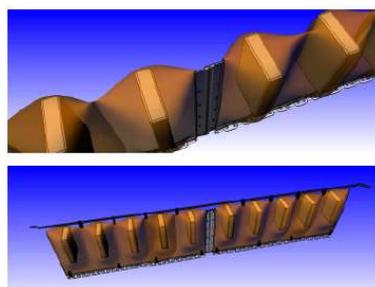
Modello EXPANDI SYSTEM 4300

- Panne d'altura;
- Lunghezza per sezione: 15.2 m;
- Materiali: PU/PVC;
- Volume di invio per sezione: 0.39 m3;
- sezione confezionata: 1100 x 870 x 400 mm;
- Peso: 90 kgs per sezione;
- Galleggiabilità: 142 kgs per metro;
- Resistenza alla trazione totale: 31000 kgs;
- Efficace in onde fino a: 3 m;
- Stabile in venti fino a: 25 m/s;
- Stabile in correnti fino a: Più di 5 nodi;
- Temperatura di lavoro: -40°C +74°C;
- colore arancio.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 18 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

BARRIERE GALLEGGIANTI - BE 130 ZENIT

Le barriere galleggianti BE-130 della Zenit Ambiente sono utilizzate per il campo Rospo Mare. Di facile installazione, risultano particolarmente adatte per contenere inquinamenti da oli, idrocarburi o altri liquidi pericolosi e non. La barriera è realizzata con un robusto tessuto poliestere spalmato in PVC tipo Poly Panama 900 ignifugo messo a doppio strato. Il sistema di spinta e di galleggiamento è garantito da sagome in schiuma di polietilene espanso a celle chiuse (PE) Stratocell® e sono compartite in modo da assicurare una uniforme galleggiabilità. Lungo la longitudinale superiore, a separazione delle camere di alloggio delle sagome galleggianti, vengono cucite delle fascette atte all'alloggio del nastro superiore per agevolare il tiro a bordo della barriera stessa. La zavorra (catene a maglia genovese, zincata) viene collegata ai connettori di giunzione dei moduli. Appositi dispositivi rinforzati vengono posti lungo la longitudinale inferiore al fine di garantire la corretta posizione di lavoro. La barriera BE-130 viene fornita in moduli standard da 50 m. e collegati l'uno all'altro tramite connettori tipo ASTM a "Z" in lega d'alluminio 60/63 e perno in acciaio INOX AISI 316.



Modello BE 130 ZENIT

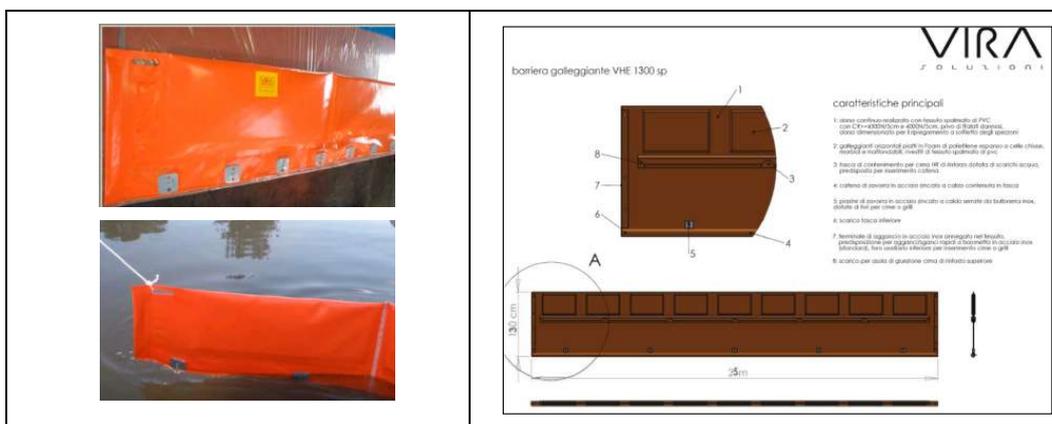
- Panne d'altura;
- Altezza: 1300 mm;
- Lunghezza per sezione: 50 m;
- Peso: 6,5 kg/m ca.;
- Resistenza alla trazione totale: 0,741 N/mm² longitudinale; 0,690 N/mm² trasversale;
- Temperatura di lavoro: -30°C +70°C;
- colore arancione;
- allungamento a rottura: longitudinale 80%; trasversale 75%;
- resistenza alla compressione: 25% 0,075 N/mm²; 50% 0,180 N/mm²; 75% 0,473 N/mm²;

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 19 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

PANNE RIGIDE – MODELLO VHE 1300

Stoccate c/o i Depositi di Pozzallo e di Ortona, le barriere galleggianti rigide **modello VHE 1300** idonee al contenimento per il recupero di idrocarburi in acqua, ed adatta per interventi veloci in acque non particolarmente mosse.

Questa barriera è pronta all'uso, può essere messa in acqua in brevissimo tempo anche da personale inesperto e può agevolmente essere stoccata a terra interamente armata ripiegata a soffietto o su appositi rulli motorizzati. Serve a contenere e a convogliare tutto ciò che galleggia o che si trova sotto il pelo libero dell'acqua. Questo tipo di barriera è anche adatta ad essere utilizzata come impianto fisso in acque non particolarmente agitate.



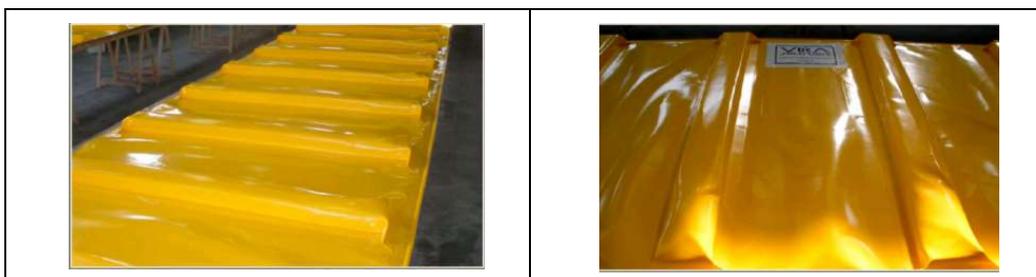
Modello VHE 1300;

- Barriere galleggianti di tipo rigido;
- tessuto spalmato di PVC ad alta resistenza (CR>=4200N/5cm, peso tessuto 1,3 kg/m², spessore tessuto 1,1-1,2 mm ca);
- altezza totale barriera 130 cm;
- parte emersa 50 cm ca.;
- parte immersa 80 cm ca.;
- realizzata con lastre di polietilene espanso (*) a celle chiuse inserite in tasche ricavate sul dorso della barriera;
- spezzoni modulari da 25 m, innesto tra spezzoni attraverso agganci/sganci in acciaio inox;
- Zavorrata con catena di acciaio zincato a caldo inserita in tasca inferiore (o piastre di zavorra);
- Dotata di maniglie rinforzate ricavate sul dorso della barriera;
- Predisposta per ancoraggio al fondo;
- Rinforzata perimetralmente;
- Ripiegabile a soffietto.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 20 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

PANNE COSTIERE – MODELLO VH 900

Sono presenti c/o i depositi di Pozzallo e di Ortona. Sono barriere pneumatiche galleggianti costiere, idonee al contenimento per il recupero di idrocarburi in mare progettate e costruite per soddisfare tutte quelle esigenze procurate dall'utilizzo di primo intervento in mare in prossimità della costa, all'interno di porti o insenature con mare protetto.



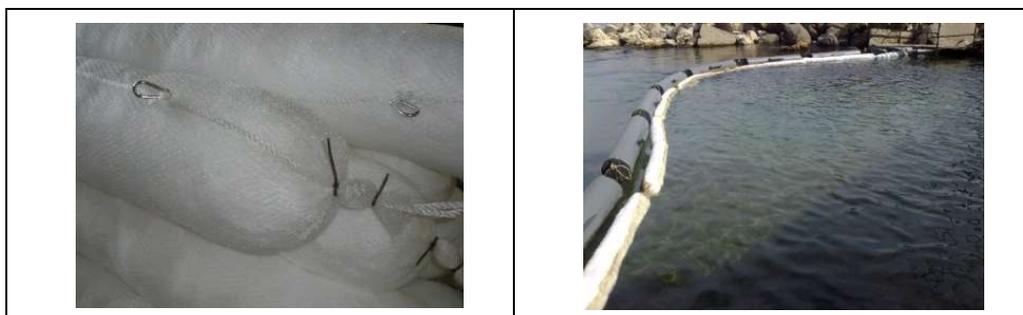
Modello VH 900

- Tipo rigido, in tessuto spalmato di PVC ad alta resistenza ($CR \geq 4200N/5cm$, peso tessuto 1,3 kg/m², spessore tessuto 1,1-1,2 mm ca.);
- Altezza barriera 90 cm;
- Parte emersa 28-30 ca.;
- Parte immersa 62-60 cm ca.;
- Realizzata con blocchi parallelepipedi di polietilene espanso a celle chiuse inseriti in tasche verticali ricavate sul dorso della barriera;
- Spezzone modulare da 25 m;
- Terminali in acciaio inox annegati nel tessuto;
- Innesto tra spezzoni attraverso agganci/sganci rapidi in acciaio inox;
- Zavorrata con catena di acciaio zincato a caldo inserita in tasca inferiore o piastre di zavorre;
- Predisposta per ancoraggio al fondo o laterale;
- Rinforzata perimetralmente con cima annegata nel bordo inferiore;
- Ripiegabile a soffietto;
- Colore del dorso: arancione.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 21 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

PANNE OLEOASSORBENTI – MODELLO VASG 20

Utilizzate per tutti i campi operati da Energean Italy Spa, le panne oleo assorbenti galleggianti, **modello VASG 20**, sono utilizzate per raccogliere eventuali piccoli spargimenti di idrocarburi o sostanze oleose galleggianti presenti sulla superficie dell'acqua. Devono essere usate per la raccolta delle sostanze, non per il contenimento, che viceversa deve essere fatto con opportune barriere galleggianti o altri sistemi. Le panne tendono a saturarsi e a perdere portata di raccolta riempiendosi di inquinanti. Le panne sature vengono opportunamente smaltite.



Modello VASG20

- realizzata in fiocco di polipropilene idrorepellente contenuto in sacca di TNT di polipropilene rivestita da rete tubolare monofilo (titolo (dtex): 2,30; tenacità (cN/tex): 25,1; allungamento (%): 392; coesione (g): 104; ensimaggio (%): 0,39; bagnabilità (s): 28.800);
- diametro 20 cm ca.;
- spezzoni modulari da 3 m di lunghezza (uniti fra loro per formare una catena da 4pz);
- 2 moschettoni per aggancio tra spezzoni;
- cima di rinforzo per trazione e traino lungo tutta la lunghezza dello spezzone;
- fornite in sacche contenenti 4 pezzi pre-uniti fra loro di panne oleoassorbenti con 25 m di cima di traino premontata;
- Capacità assorbente: in funzione degli inquinanti e della saturazione, per sostanze oleose circa 7-8 l/kg.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 22 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

MATERIALE OLEOASSORBENTE – MODELLO ECOSTAR E 100

Il materiale oleoassorbente è presente c/o i Depositi di Ortona e Pozzallo.

Gli assorbenti idrorepellenti sono adatti per la prevenzione e l'eliminazione di sversamenti e per l'assorbimento di olio, derivati e grassi. Possono essere utilizzati sia su specchi d'acqua che su suolo. Certificato ed omologato dal Ministero dell'Ambiente per la Tutela del Territorio e del Mare.



Modello Ecostar E 100

- Grammatatura: 400 gr/m²;
- Capacità di assorbimento: dim. 48x43;
- Quantità per confezione: pz 100;
- Capacità assorbimento al foglio: 1,66 lt;
- Tempo di saturazione: fino a 90 secondi - max 120;
- Materiale: PP Melt Blown;
- Colore: bianco.

SKIMMER

C/o i depositi di Pozzallo e di Ortona, sono presenti diverse tipologie di skimmer (recuperatori meccanici di idrocarburi) omologati per il recupero/contenimento di gasolio/blend degli idrocarburi prodotti nei vari siti offshore e conformi al D.M. 23/01/2017.

Sono di seguito riportate le differenti tipologie e con le relative caratteristiche tecniche.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 23 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

SKIMMER MODELLO ARON SK4-450/2-OL

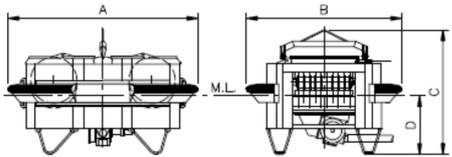
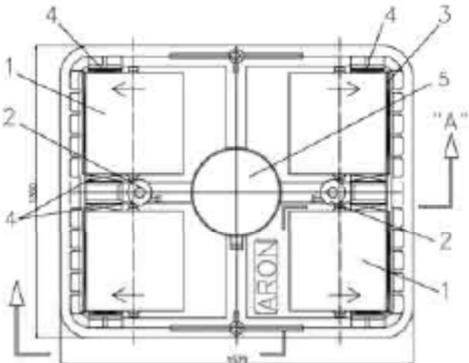
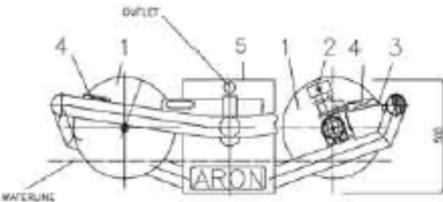
Skimmer galleggiante a rulli. Presente c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo.

	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">TECHNICAL DATA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Recovery rate</td> <td>40 m³/h</td> </tr> <tr> <td>Overall dimension</td> <td>1300x1570 mm</td> </tr> <tr> <td>Drum nr.</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Materials</td> <td>PP/HDPE</td> </tr> <tr> <td>Skimmer weight</td> <td>68 Kg</td> </tr> <tr> <td>Hydraulic Powered</td> <td>130-200 bar</td> </tr> <tr> <td>Consumption</td> <td>40 l/min</td> </tr> </tbody> </table>	TECHNICAL DATA		Recovery rate	40 m ³ /h	Overall dimension	1300x1570 mm	Drum nr.	4	Materials	PP/HDPE	Skimmer weight	68 Kg	Hydraulic Powered	130-200 bar	Consumption	40 l/min
TECHNICAL DATA																	
Recovery rate	40 m ³ /h																
Overall dimension	1300x1570 mm																
Drum nr.	4																
Materials	PP/HDPE																
Skimmer weight	68 Kg																
Hydraulic Powered	130-200 bar																
Consumption	40 l/min																
<p>IMAGE SHOWN FOR ILLUSTRATION ONLY</p>																	
<p>Modello ARON SK4-450/2-OL (per oli pesanti – viscosità a 50°C: 311,9m²/s);</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ portata di recupero olio 40 m³/h con efficienza olio/acqua >98%; ▪ dimensioni di ingombro 1300x1570mm H500 mm; ▪ Peso skimmer: 80 kg (inclusa pompa a bordo); ▪ Materiali di costruzione: PP e HDPE; ▪ Alimentazione oleodinamica; ▪ Skimmer marcato CE; ▪ Regolazione velocità rulli e pompa tramite power pack equipaggiato con pompa a bordo skimmer del tipo ad immersione da 3” con motore idraulico; ▪ Girante monocanale chiusa, materiali girante e corpo pompa Inox, connessione di uscita 3” femmina camlock, prevalenza in uscita 35m @ 40 m³/h; ▪ Equipaggiato con nr 2 motori per la rotazione dei rulli a coppia, portata motore 20 l/min ciascuno, rotazione dei rulli 0-40 rpm variabile e regolabile da power pack; <p>Centralina idraulica per alimentazione skimmer mod. ARON SK4-450/2-OL</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Motore Diesel da 10,5 HP - Pressure: 130-200 bar; ▪ Avviamento elettrico e a strappo; ▪ In allestimento speciale con tripla pompa per comandare i nr 2 motori dello skimmer e la pompa di trasferimento olio recuperato; ▪ Telaio in acciaio inox; ▪ Dimensioni di ingombro 850x600x650 mm, peso circa 90 kg. 																	

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 24 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

SKIMMER MODELLO DISCOIL FD 50 (per oli ad alta e media viscosità)

Presente c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo.

	
	 <p style="text-align: center;"> 1-DRUMS 2-HYDRAULIC MOTORS 3-FRONTAL OIL SCRAPERS 4-SIDE OIL SCRAPERS 5-TANK FOR HYDRAULIC PUMP </p>
<p>Struttura e protezioni:</p> <p>Struttura tubolare portante in acciaio inox AISI 316. Galleggianti, vasca di raccolta e canali convogliatori in lega leggera per impieghi marini.</p> <p>Dischi:</p> <p>20 dischi policentrici diam. 760 in acciaio inox con particolare trattamento superficiale.</p> <p>Velocità variabile da 0 a 35 giri al minuto a mezzo motoriduttore oleodinamico.</p> <p>La velocità è regolata da quadro di comando, posto sul generatore, in funzione del tipo e spessore del prodotto da raccogliere.</p> <p>Pattini raschiatori:</p> <p>40 pattini auto affilanti in elastomero ad alta resistenza meccanica e chimica vulcanizzati, montati su appositi supporti autocentranti e a pressione predeterminata e costante.</p> <p>Pompa di trasferimento:</p> <p>Volumetrica a disco cavo con recupero automatico dei giochi per consentire il passaggio di prodotti a medie e alte viscosità.</p> <p>Portata max 50 m³/h alla pressione max 3-4 bar.</p>	<p>Velocità variabile da 0 a 400 giri/min.</p> <p>La regolazione della velocità della pompa va effettuata, dal quadro di comando posto sul generatore, in funzione della viscosità e della quantità del prodotto recuperato.</p> <p>Costruita in bronzo e acciaio inox AISI 316 con tenuta doppia ad anello in VITON o tenuta meccanica per alte pressioni.</p> <p>Filtro a cesto in acciaio inox montato sulla vasca di raccolta prodotto a protezione della pompa di scarico.</p> <p>Tubazioni e raccordi:</p> <p>Tubazioni oleodinamiche rigide in acciaio inox.</p> <p>Tubazioni oleodinamiche flessibili tipo SAE 100 R1, lunghezza standard 20 m muniti di innesti rapidi.</p> <p>Tubo flessibile animato per scarico prodotto (diametro interno 100 mm) lunghezza standard 20 m con raccordo rapido.</p> <p>Generatore oleodinamico:</p> <p>Mod. GO 52+25/V-3D</p> <p>Azionato da motore Diesel 4 tempi raffreddato ad aria, avviamento elettrico.</p> <p>Potenza continua 30 kW a 2600 rpm</p>

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 25 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

MULTISKIMMER 1230/2 (ZENIT AMBIENTE)

In dotazione c/o il deposito Ortona dal 2019. Il Multi Skimmer 1230/2 della Zenit Ambiente è uno sgrassatore oleofilo altamente efficace per la rimozione dell'olio che galleggia in superficie.



Il Multi Skimmer 1230/2 si può usare ovunque ci sia da rimuovere olio dalla superficie dell'acqua. La tecnologia oleofila applicata rimuove approssimativamente il 98 % di olio puro; è progettato per operazioni di recupero in caso di sversamento accidentale di olio. Può essere usato con una vasta gamma di viscosità di olio, da oli leggeri a greggi pesanti.

Descrizione generale

- Modulo di skimming a disco standard con opzionali moduli spazzola e/o tamburo intercambiabili.
- Design modulare che minimizza i costi e permette un recupero ottimale per un'ampia varietà di prodotti inquinanti.
- Pompa a parte o a bordo (staccabile) per efficace pompaggio di fluidi viscosi e massima versatilità.
- Robusta struttura completamente in alluminio, rivestita con pittura a polvere per alta visibilità.
- Varie dimensioni e capacità disponibili.
- Trasmissione idraulica con scelta di batterie elettriche, motore diesel o benzina.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 26 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

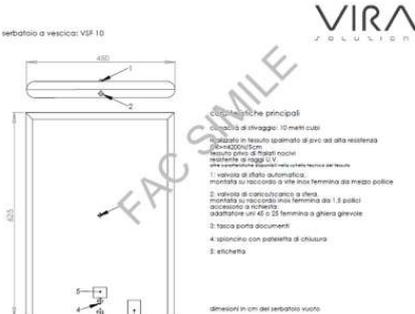
Caratteristiche tecniche

- Tipo di skimmer: Spazzola Tamburo Disco
- Tempo di recupero: >44 m³/h >32 m³/h >40 m³/h
- Recupero acqua purificata: Meno del 2%
- Gamma di viscosità: Variabile
- Lunghezza, larghezza, altezza: 970 x 1320 x 460 mm
- Peso totale, peso solo testata: 91 Kg – 41 Kg
- Finiture: Tutto realizzato in Alluminio “marinizzato” ed acciaio INOX, rivestimento con pittura in polvere color arancione
- Dimensioni spazzola: 300x760 mm
- Numero di ripiani: 1spazzola (inter cambiabile con disco o tamburo)
- Fissaggio ripiani: Valvola per rilascio rapido a scatto in acciaio inox
- Scorrimento olio: Nessun angolo di 90 gradi per le pompe o necessità di ripulitura in porto
- Maniglie: 4, montate lateralmente
- Trasmissione / alimentazione: Motore idraulico (a bordo), alimentazione idraulica a diesel
- Raccordi: In bronzo a distacco rapido per ogni estremità del tubo
- Tubi idraulici: 125 x 15000 mm. coppia cavi compatibili con tappi e spine
- Quantità: 2 set (1 per motore, uno per pompa di trasferimento)
- Modulo pompa di centrifuga: 2 pollici a bordo, pompe esterne di trasferimento
- Trasmissione pompa: Idraulica
- Attacco pompa: Staccabile, tramite Camlock
- Tubo di trasferimento: 50 x 10000 mm Tubo di scarico compatibile
- Tipo di motore: Diesel, Yanmar
- Potenza: 15 HP
- Accensione: Elettrica a batteria
- Pompa: Idraulica, coppia diretta
- Indicatori: Pressione idraulica, livello dell’olio e della temperatura
- Serbatoio idraulico: Capienza 20 lt
- Controlli: Doppio (velocità/direzione) per ripiano spazzola e pompa di trasferimento
- Telaio: Tubolare quadrato in Alluminio
- Carrello: Robuste gomme, impugnatura Acciaio INOX

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 27 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

CISTERNE DI RACCOLTA MODELLO VSF 25 E MODELLO VSF 100

Cisterne omologate per il recupero/contenimento di gasolio/blend/greggio prodotti nelle varie installazioni offshore. Le cisterne sono presenti c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo secondo quanto riportato nella scheda descrittiva delle specifiche tecniche.

	
<p>Serbatoio flessibile a vescica Modello VSF 25;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cisterne da 25 mc (12 pezzi c/o deposito Pozzallo; 8 pezzi c/o deposito Ortona); ▪ Dimensioni (carico): 6x5x1m; ▪ Forma: a vescica con base rettangolare; ▪ Impronta a terra (base): rettangolo da 6x5m, con angoli arrotondati; ▪ Indicato per stivaggio temporaneo di 25 m³ ca di acqua sporca di idrocarburi; ▪ Realizzato in tessuto spalmato di pvc ad alta resistenza (CR>= 4200 N/5cm, peso 900 g/m²); ▪ Dotato di valvola superiore per sfiato aria; ▪ Dotato di codolo filettato in acciaio inox da 1,5”; ▪ Dotato di valvola a sfera; ▪ Dotato di 6 ganci a D per fissaggio di sicurezza; ▪ Dotato di placca in velcro per etichettatura cliente; ▪ Peso stimato: 50-55 kg ca; ▪ Ingombro ripiegato: circa 0,5mc. 	
<p>Modello VSF 100;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cisterne da 100 mc x 1 pezzi (c/o deposito di Ortona); ▪ Dimensioni (carico): 12x9x1,4 m; ▪ Forma: a vescica con base rettangolare; ▪ Impronta a terra (base): rettangolo da 12x9m, con angoli arrotondati; ▪ Indicato per stivaggio temporaneo di 100 m³ ca di acqua sporca di idrocarburi; 	

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 28 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

- Realizzato in tessuto spalmato di pvc ad alta resistenza ($CR \geq 4200$ N/5cm, peso 900 g/m²);
- Dotato di valvola superiore per sfiato aria;
- Dotato di codolo filettato in acciaio inox da 4”;
- Dotato di valvola a sfera;
- Dotato di 12 ganci a D per fissaggio di sicurezza;
- Dotato di placca in velcro per etichettatura cliente;
- Peso stimato: 250 kg ca;
- Ingombro ripiegato: circa 2 mc.

DISPERDENTE – CHIMSPERSE 4000

Prodotto disperdente designato per la bonifica di idrocarburi in mare, omologato dal MATTM e testato sui prodotti petroliferi dell’Operatore Energean Italy. E’ presente su tutti gli impianti/depositi.


<p>Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 è un prodotto specificatamente designato per la bonifica di idrocarburi in mare. Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 agisce come disperdente, riduce le dimensioni delle gocce di olio in acqua a livello microscopico grazie all'azione di riduzione della tensione interfacciale. L'aumento della superficie di contatto, quindi, favorisce la degradazione dell'olio da parte dei microrganismi naturalmente presenti nelle acque di mare. Tra le sostanze costituenti il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 e i contaminanti non avviene alcuna reazione chimica. Non si ha, infatti, formazione di prodotti intermedi potenzialmente pericolosi. Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 è approvato dal Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ed è omologato per l'utilizzo in condizioni di mare calmo e mosso.</p> <p>APPLICAZIONE</p> <p>Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 è efficace in acque di mare, in condizioni di mare calmo e mosso. Il prodotto deve essere nebulizzato sulla superficie d'acqua inquinata attraverso pompe dotate di dispersore del getto. Il dosaggio varia in funzione della quantità e della qualità dell'idrocarburo inquinante. I tecnici CHIMEC forniranno tutta l'assistenza tecnica necessaria per ottenere risultati ottimali.</p>

	ENERGEAN ITALY SPA	Page 29 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

Proprietà fisiche e chimiche	
Colore.....	da incolore a giallo-ambra
Colore.....	la variabilità di colore del prodotto non ne influenza l'efficacia.
Punto di congelamento (°C).....	< - 10
Densità a 20°C (gr/cm3).....	1.00 ± 0.02
Solubilità in acqua (% peso).....	completa
pH (prodotto puro).....	4.8 - 7.8
Punto di infiammabilità (ASTM D93)(°C).....	> 100
Temperatura di autoaccensione (°C).....	> 150
9.2. Altre informazioni.....	Le proprietà fisiche e chimiche riportate in questo documento non debbono essere considerate Specifiche Tecniche di prodotto, e quindi non costituiscono un obbligo contrattuale.

EGMOPOL

Le unità EGMOL sono attrezzature specializzate per la lotta all'inquinamento galleggiante nei porti, negli estuari costieri, nei fiumi e nei corpi idrici in genere. Sono il supporto flottante dello skimmer meccanico e allo stesso tempo garantiscono un'importante stoccaggio intermedio dei prodotti recuperati che trasportano in modo autonomo. L'unità EGMOPOL è in genere presente sulla FSO Alba Marina o c/o il deposito di Ortona per attività di verifica/manutenzione.



EGMOPOL

- Dimensioni (configurazione trasporto): 10,50x4,05 m;
- Peso: 8000 kg;
- Altezza totale scafo: 2,40 m;
- Parte sommersa: 0,35 m;
- Parte sommersa a pieno carico: 0,65 m;
- Capacità serbatoio: 15 m3;
- Velocità massima: 6,5 nds;
- Diametro dell'evoluzione: 16 m;
- Autonomia: 12 ore.

	<p style="text-align: center;">ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA</p>	Page 30 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

STOPOL 120

Lo STOPOL è un'attrezzatura di recupero, presente presso la FSO Alba Marina, degli idrocarburi sversati accidentalmente nei corpi idrici in genere. Gli idrocarburi sono deviati da una diga galleggiante la cui apertura è controllata da un tangone divaricatore. Sono recuperati nella vasca inferiore da un catamarano equipaggiato con rulli oleofili.



	ENERGEAN ITALY SPA	Page 31 of 78
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.03 -01/04/2022

<p>II.1 e) Pompa di ripresa dell'olio</p> <p>Pompa a vite epicicloideale per liquidi viscosi ed acqua di mare</p> <p>Portata: 40 m³/ora d'olio a 10.000 op</p> <p>Pressione di mandata 4 bar</p> <p>La pompa è azionata da un motore idraulico.</p> <p>II.1 f) Pitture e rivestimento</p> <p>Le parti metalliche sono rivestite per resistere in ambiente marino.</p> <p>Dopo sabbiatura SA 2,5</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2 strati di spessore primario 35 u - 1 strato intermedio al subacido di piombo - 1 strato di finitura a salta oleoepossidico 35 u <p>II.1 g) Dimensioni generali del Carol</p> <p>Lunghezza : 3,9 m Larghezza : 2,3 m Altezza : 1,1 m Peso totale : 950 Kg</p> <p>II.2 - Barriera DUV-PCU (2 elementi)</p> <p>Ogni elemento è lungo 12,50 metri e comprende:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 camera cilindrica gonfiabile - 1 barriera alta 0,6 m - 1 sistema a vite di contrappeso nella parte inferiore - 1 cinghia di rinforzo al livello della linea di flottaggio <p>La barriera è fissata lungo il recuperatore Carol che automaticamente passa in funzione per mezzo di gonfiaggio.</p>	<p>Caratteristiche della barriera</p> <p>Lunghezza di un elemento 12,5 m Tirante d'acqua 0,7 m Tirante d'aria 0,8 m Contrappeso (catena) 4 Kg/s Resistenza alla rottura 10.000 daN</p> <p>Caratteristiche di spiegamento</p> <p>Peso totale 9 Kg/s Maniglia di manutenzione 4 per ogni elemento Pressione di gonfiaggio 50 a 100 mbar Collegamento tra gli elementi per mezzo di chiave in alluminio</p> <p>II.4 - Generatore di potenza (imbarcato)</p> <p>Il generatore di potenza serve a mettere in moto lo Stopol e tutti i suoi elementi:</p> <p>Lunghezza 2,0 m Larghezza 0,9 m Altezza 1,5 m Peso 1.000 Kg circa</p> <p>II.4 a) Generatore</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 motore diesel - 1 quadro di controllo - 1 presa di potenza per la pompa idraulica aziona la pompa di ripresa di idrocarburi - 1 presa di potenza supplementare per le pompe idrauliche aziona i tamburi, le viti d'Archimede ed il compressore d'aria. <p>II.4 b) Gruppi idraulici</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 pompa idraulica aziona la pompa di ripresa dell'olio - 4 pompe idrauliche azionano i tamburi e le viti di Archimede.
<p>Caratteristiche della barriera</p> <p>Lunghezza di un elemento 12,5 m Tirante d'acqua 0,7 m Tirante d'aria 0,8 m Contrappeso (catena) 4 Kg/s Resistenza alla rottura 10.000 daN</p> <p>Caratteristiche di spiegamento</p> <p>Peso totale 9 Kg/s Maniglia di manutenzione 4 per ogni elemento Pressione di gonfiaggio 50 a 100 mbar Collegamento tra gli elementi per mezzo di chiave in alluminio</p> <p>II.4 - Generatore di potenza (imbarcato)</p> <p>Il generatore di potenza serve a mettere in moto lo Stopol e tutti i suoi elementi:</p> <p>Lunghezza 2,0 m Larghezza 0,9 m Altezza 1,5 m Peso 1.000 Kg circa</p> <p>II.4 a) Generatore</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 motore diesel - 1 quadro di controllo - 1 presa di potenza per la pompa idraulica aziona la pompa di ripresa di idrocarburi - 1 presa di potenza supplementare per le pompe idrauliche aziona i tamburi, le viti d'Archimede ed il compressore d'aria. <p>II.4 b) Gruppi idraulici</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 pompa idraulica aziona la pompa di ripresa dell'olio - 4 pompe idrauliche azionano i tamburi e le viti di Archimede. 	<p>II.6 - Gru per messa in acqua (facoltativa)</p> <p>Se la nave è dotata di gru di ponte questa potrà essere utilizzata per mettere in acqua il Carol.</p> <p>Nel caso contrario proponiamo una gru, facoltativa, per messa in acqua, alto larga (9 Tm, braccia telescopiche da 5 m) a comando idraulico, azionata da un power pack.</p> <p>III - Limiti della fornitura</p> <p>La consegna dello Stopol viene fatta in "package" pronto per essere installato (saldato o bullonato) sul ponte della nave.</p> <p>Sono esclusi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - i lavori di installazione - lo stoccaggio degli idrocarburi. <p>Restano a Vo disposizione per aiutarvi a risolvere i problemi di installazione e specialmente di stoccaggio.</p>

	ENERGEOAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 32 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

7 SVILUPPO BUONE PRASSI

7.1 Registrazione dati pertinenti perforazione (art. 19 comma 11-DLgs 145-15)

Durante le attività di perforazione, così come previsto dall'art. 19 comma 11 del DLgs 145/15, Energean Italy Spa provvede alla registrazione dei dati maggiormente significativi, in modo condiviso con l'ufficio UNMIG di pertinenza.

I parametri di perforazione e le informazioni attinenti la geologia provenienti dai pozzi vengono trasmessi e vanno a popolare un database che viene aggiornato in tempo reale. Tale archivio è ospitato in due Server (Black Box 1 – Black Box 2) ubicati fisicamente nel locale CED situato presso il Distretto Operativo di Sambuceto. La soluzione tecnica adottata è strutturata per garantire gli steps di: Processo, Acquisizione, Trasmissione e Archiviazione dei dati.

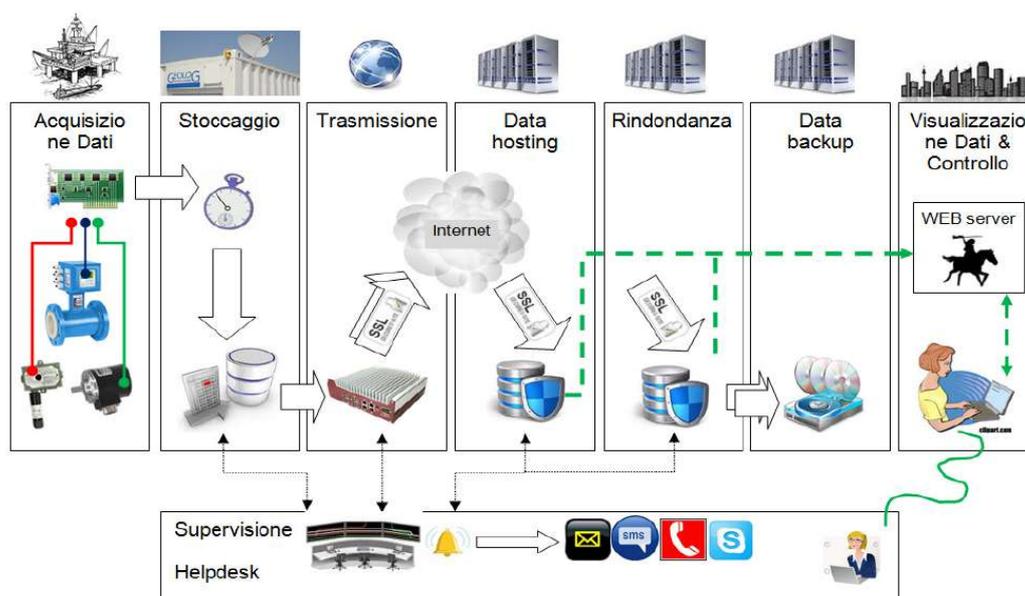


Fig. 9 – Registrazione dati attività di perforazione

L'Acquisizione dati è affidata a un contrattista qualificato che ha in appalto il servizio H24 di Mudlogging; I parametri vengono acquisiti in tempo reale e salvati nel database con frequenza di campionamento di 5 secondi con trasmissione simultanea a:

- Server primario Black Box 1 (D.O. Energean Italy)
- Server secondario Black Box 2 (D.O. Energean Italy)
- Wellcoms Web Farm (Contrattista)

I parametri acquisiti vengono elencati nel tabulato in calce:

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 33 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

ITEM	DRILLING	MUD SYSTEM	GAS COMPOSITION
1	Time	Mud density in – kg/m3	Total Gas – ppm
2	Date	Mud density out – kg/m3	Methane – ppm
3	24 hours Clock Time	Mud Flow in – l/min	Ethane – ppm
4	Depth bit (meas) - m	Mud Flow Out - %	Propane – ppm
5	Depth Bit (vert) – m	Pump stroke rate 1 – nr	I Butane – ppm
6	Depth Hole (meas) - m	Pump stroke rate 2 – nr	N Butane – ppm
7	Depth Hole (vert) - m	Pump stroke rate 3 – nr	I Pentane – ppm
8	Block position – m	Pump stroke Count (cum) –nr	N Pentane – ppm
9	Rate penetration -	Stand pipe Pressure – kg/cm2	
10	Hookload (max) – Ton	Tank Volume (active) – m3	
11	Hook load (avg) – Ton	Trip Tank volume – m3	
12	Weight on bit (max) – Ton		
13	Weight on bit (avg) – Ton		
14	Rotary Speed – rpm		
15	Bit revolution (down hole) – rpm		
16	Rotary torque – kgm		

Tabella 5 – Registrazione dati attività di perforazione

La modalità di invio dati dalla Unit, ubicata sul mezzo o comunque sul luogo dove è presente il mezzo di perforazione, è “solo invio” (outgoing connection). I dispositivi di replica dei dati non hanno IP pubblici e non sono quindi rintracciabili. In particolare, la modalità di protezione software è distinta per Sito di Acquisizione Mudlink (lato Rig dove i dati vengono acquisiti), di Transito e quella dei dati Stoccati nell’infrastruttura collocata nel CED situato presso il Distretto Operativo di Sambuceto di Energean Italy:

- **Protezione di Acquisizione Mudlink** : è posizionato dentro una LAN protetta, da un Router e Firewall, gestita dal contrattista e comunque non raggiungibile dall’esterno visto che non accetta “incoming connections”;
- **Protezione di Transito**: i dati sono criptati a 1024 SSL (Secure Socket Layer) RSA (stessa tipologia usata per le transazioni bancarie);
- **Protezione di Stoccaggio**: tutte le porte TCP sui due Server BB1 - BB2 sono chiuse ad eccezione della TCP 22 e 80 usate dal WEB Server, e delle TCP 49542 e 49554 per la ricezione dei dati. Non sono ammessi login ad eccezione dell’utenza administrator. Tutti gli accessi e le attività svolte con qualsiasi utenza, vengono comunque salvate nell’Event Viewer su Server e come BackUp nel dispositivo di memorizzazione NAS (Network Attached Storage).

Ogni pacchetto inviato viene verificato e confermato dal Server ricevente. In aggiunta vengono inviati informazioni di supervisione, riguardo a:

- Up time (da quanto tempo le machine sono funzionanti);

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 34 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

- Stato della trasmissione;
- Origine e destinazione dei dati;
- Watchdogs (per controllare i databases);
- Contatori (pacchetti trasmessi ed eventuali errori).

7.2 Simulatore antinquinamento: PISCES II E NTPRO

7.2.1 Genesi del progetto

Nell'ottica di rendere sempre più rapida ed efficace la risposta alle emergenze in qualsiasi condizione operativa, Energean Italy Spa ha sviluppato un progetto, in cooperazione con l'Istituto Tecnico Tecnologico Statale "G. e M. Montani", allestendo un laboratorio di simulazione navale integrato ambiente e sicurezza, orientato alla didattica e alla formazione professionale dei marittimi, dotato di un sistema di simulazione navale con caratteristiche di completezza e semplicità di utilizzo che, mediante un'interfaccia grafica, consente di creare, eseguire ed analizzare esercizi di simulazione di navigazione e manovra di navi, in differenti scenari di navigazione.

Il sistema di simulazione di navigazione comprende un modulo per la gestione delle crisi ambientali generate dall'attività antropica, quali ipotetici sversamenti in mare, con ricostruzione del percorso atteso del prodotto eventualmente immesso, in funzione sia degli eventi meteorici, sia delle correnti marine presenti.

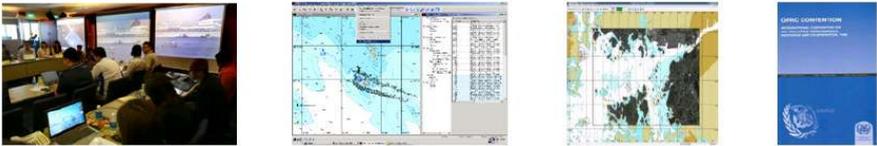
La piattaforma di simulazione può essere utilizzata sia da Energean Italy Spa, per implementare il Piano Antinquinamento predisposto per le concessioni minerarie, sia dall'Autorità Marittima per la formazione e la preparazione del personale marittimo, sia dall'Istituto Tecnico al fine di predisporre per i propri studenti un'offerta didattica innovativa, mirata alla creazione di professionalità in campo navale e ambientale.

7.2.2 Aspetti rilevanti rispetto al DLgs 145/15

In coerenza con l'art.14 del DLgs 145/15, che richiede che il Piano di Risposta alle Emergenze includa un'analisi dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi, Energean Italy Spa prevede di utilizzare il simulatore per "creare" scenari "plausibili" sulla base dei risultati dell'analisi del rischio secondo le differenti condizioni meteo/marine.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 35 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

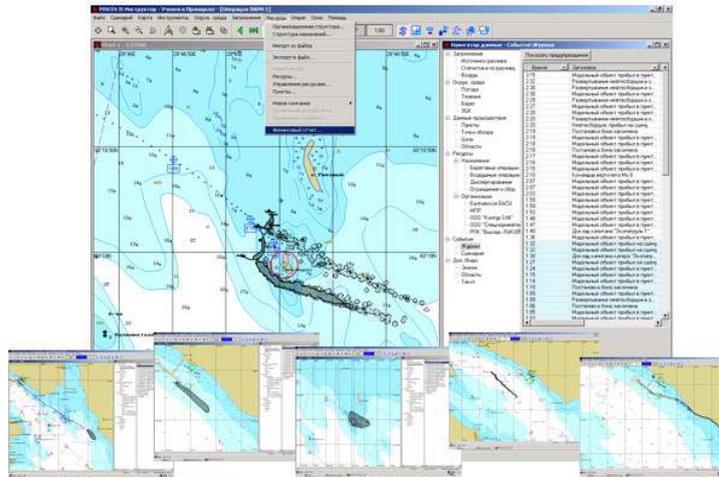
7.2.3 Caratteristiche del simulatore

CARATTERISTICHE	
<p>PISCES</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ E' stato progettato per supportare il Piano di Risposta alle Emergenze da parte della guardia costiera degli Stati Uniti con l'obiettivo di fornire un ambiente di formazione ottimale per i responsabili delle operazioni. ▪ E' un simulatore progettato per la gestione delle emergenze a seguito di incidenti ambientali e per preparare e condurre esercitazioni specifiche. ▪ Progettato in conformità con i requisiti della Convenzione OPRC 1990*. <p>* è una convenzione marittima internazionale che stabilisce misure per affrontare gli incidenti dovuti all'inquinamento da idrocarburi a livello nazionale e in cooperazione con altri paesi. Fino ad aprile 2016, risultano aderenti 109 Stati.</p>	
<p>OIL SPILL RESPONSE</p> <p>PISCES II</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gestione risorse per l'organizzazione della Risposta alle Emergenze; ▪ Oil spill investigations. <p>NTPRO</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vessel e gestione degli equipments. 	
<p>PRINCIPALI VANTAGGI PISCES II</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gestione e ottimizzazione delle risorse; ▪ Riduzione dei costi attraverso efficiente comunicazione e appropriata gestione degli equipments; ▪ Possibilità di simulazione di specifici scenari (es. cattive condizioni meteo) 	

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 36 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

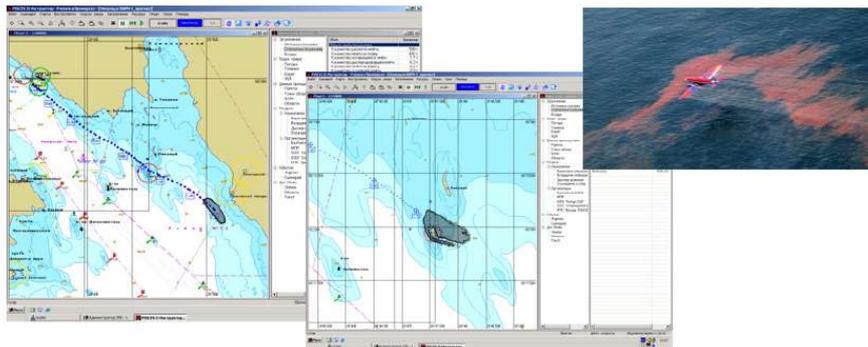
AMBIENTE PISCES II

PISCES II fornisce agli utenti un ambiente informativo interattivo basato sulla modellizzazione di una fuoriuscita di petrolio.



ELEMENTI PER LA SIMULAZIONE OIL SPILL

- Trasporto: correnti e venti;
- Diffusione, evaporazione, dispersione, emulsificazione, variazione di viscosità, burning;
- Interazione con panne, skimmers, linea di costa



	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 37 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

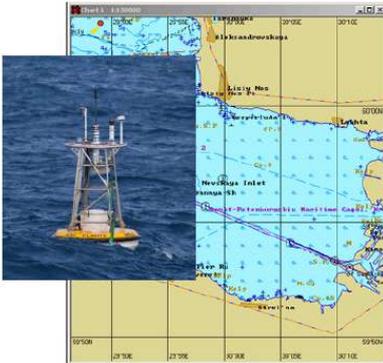
DATI AMBIENTALI

Correnti:

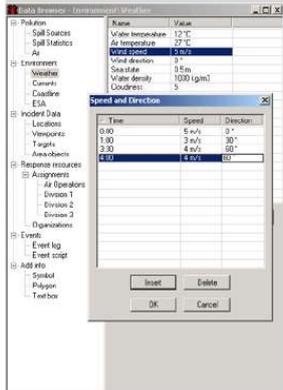
- Correnti marine inserite manualmente;
- Correnti marine importate da databases (*.xml)

Condizioni meteo:

- Direzione e velocità del vento;
- Temperatura aria e acqua;
- Altezza onde;
- Salinità dell'acqua.

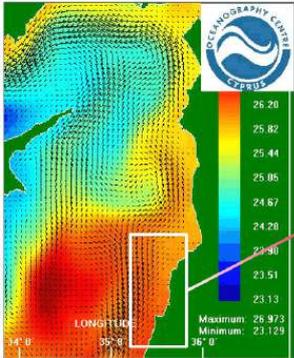






MAPPE TEMPORIZZATE DELLE CORRENTI

- External HD model data
- Importato nel PISCES
- Immagine Satellite



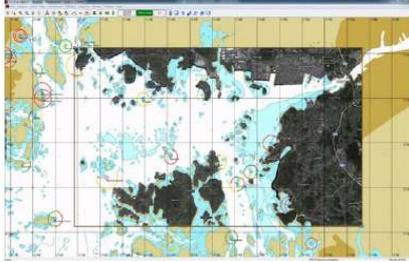




	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 38 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

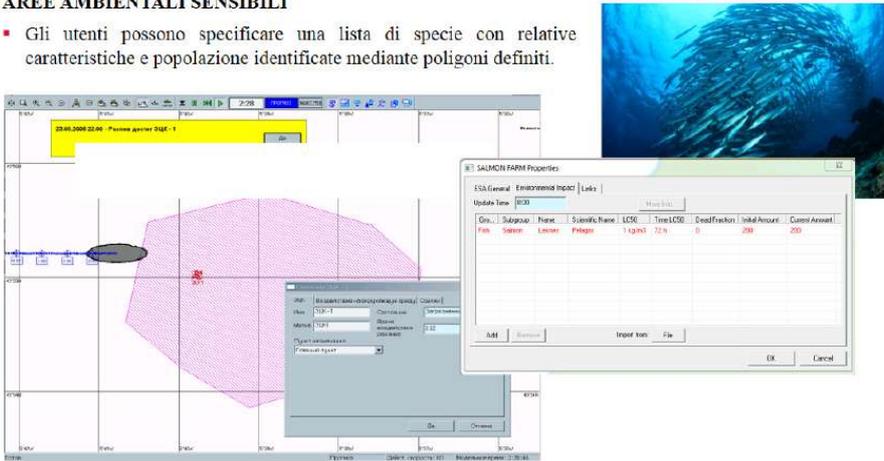
INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

- Infrastrutture;
- Informazioni topografiche;
- Immagini raster importate e visualizzate come layers sovrapponibili.



AREE AMBIENTALI SENSIBILI

- Gli utenti possono specificare una lista di specie con relative caratteristiche e popolazione identificate mediante poligoni definiti.



Gen.	Subgroup	Name	Scientific Name	LC50	Time LC50	Dread Fraction	Initial Amount	Current Amount
File	Station	Location	Priority	1.0000	12h	0	200	200

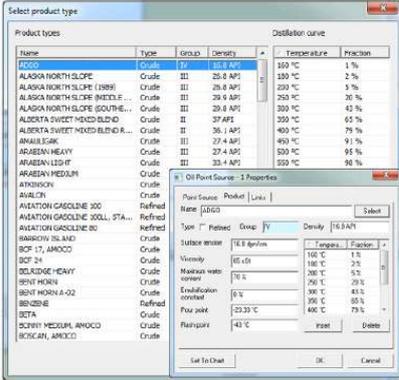
ANALISI SVERSAMENTI

Tipi di sorgenti:

- Puntiforme – posizione puntuale definite;
- 2D – poligono definite;
- Sversamento continuo – Perdita costante da un oggetto (es. Vessel or Blow-out).

Idrocarburi e sversamento:

- Ampio database di potenziali prodotti per oil spill;
- L'utente può editare/aggiungere ulteriori prodotti per l'oil spill.



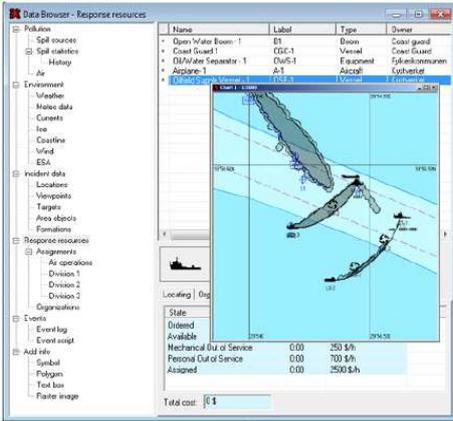
Name	Type	Group	Density	Temperature	Fraction
ALASKA NORTH SLOPE	Crude	III	25.8 API	160 °C	1 %
ALASKA NORTH SLOPE (2009)	Crude	III	25.8 API	180 °C	2 %
ALASKA NORTH SLOPE (MIDDLE)	Crude	III	25.8 API	200 °C	3 %
ALASKA NORTH SLOPE (SOUTHERN)	Crude	III	25.8 API	250 °C	30 %
ALBERTA SWEETHEART BLEND	Crude	II	37 API	200 °C	45 %
ALBERTA SWEETHEART BLEND R	Crude	II	36.1 API	400 °C	79 %
ANADILUKE	Crude	III	27.4 API	400 °C	91 %
ARABIAN HEAVY	Crude	III	27.4 API	500 °C	95 %
ARABIAN LIGHT	Crude	III	33.4 API	500 °C	96 %
ARABIAN MEDIUM	Crude				
ATKINSON	Crude				
AVALON	Crude				
AVIATION GASOLINE 500	Refined				
AVIATION GASOLINE 500L STA	Refined				
AVIATION GASOLINE 80	Refined				
BANNOCK 35 AND	Crude				
BCP 17, AMOCO	Crude				
BCP 24	Crude				
BOKSING HEAVY	Crude				
BONET HORN	Crude				
BONET HORN A-02	Crude				
BRZENE	Refined				
BUTA	Crude				
BROWN MEDIUM AMOCO	Crude				
BUCCAN, AMOCO	Crude				

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 39 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

RISPOSTA ALLE EMERGENZE: RISORSE

- Piattaforme;
- Vessels;
- Elicotteri;
- Altri velivoli;
- Personale;
- Panne, skimmers, disperdenti.

Le risorse possono essere editate dall'utente.



REPORT RISORSE E COSTI

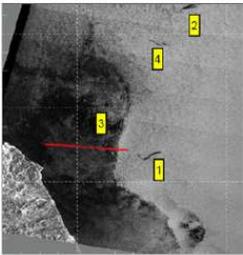
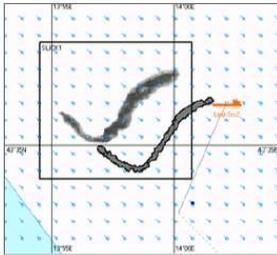
Il costo di ogni risorsa è definito dai seguenti stati:

- Ordinato;
- Disponibile;
- Assegnato;
- Fuori servizio.

Owner	Resource name	Amount	Cost
Kystverket	Vidar Viking	48	\$ 22 000
Kystverket	UT-722	72	\$ 16 000
Kystverket	Ocean Buster	60	\$ 950
Kystverket	Ro-Boom 1	0	\$ -
Kystverket	Ro-Boom 2	0	\$ -
Kystverket	NOR1200L	60	\$ 1 800
Kystverket	Airplane	72	\$ 32 000
Kystverket	KV Herstad	72	\$ 9 500
DOF ASA	Skandi Mongstad	60	\$ 35 000
Total			\$ 117 250

INVESTIGAZIONE SU SVERSAMENTI ILLECITI

- La combinazione di immagini satellitali, AIS history Data and Backtracking model consentono di indicare la potenziale fonte di fuoriuscita di petrolio da una nave.

NTPRO

Azioni congiunte degli equipaggi:

- Manovra, comunicazione;
- Controllo di argani, linee, panne, skimmers, busters e oil bargers;
- Recupero acqua/olio.

TIPOLOGIE DI MEZZI

OSV 3 (AHTS):

- Configurazione completa di aggancio;
- Argano.

Imbarcazione recupero olio:

- Tre verricelli (sinistra, dritta, poppa);
- Tre possibili colori (rosso/blu/verde);

Altre tipologie vessels disponibili su richiesta.





	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 40 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

<p><u>NOFI Busters</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Per Oceano, Correnti e Porto; 600 mm, 900 m and 1200 mm; <p><u>Vani panne con briglie per operazioni di un singolo mezzo:</u></p> <p><u>Oil skimmer</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Capacità e intasamento impostato manualmente; Indicato il quantitativo di olio collettato; <p><i>La cattiva gestione di panne e busters può causare un'inefficiente recupero del prodotto sversato.</i></p> <p><i>La modellazione delle apparecchiature di risposta si basa su un generatore di dati (velocità, dati marini e stati limite).</i></p>  	<p><u>Due tipi di oil spill</u></p> <p><u>Oil slick</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Flusso calcolato fisicamente; Interagisce con panne, busters, skimmers, barges, strutture e vessels; <p><u>Target oils slick:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Visualizzazione per creazione dello scenario; Non interagisce con l'oggetto; Differenti modi di visualizzazione.  <p style="text-align: center;">Windrow Iridescenza Filamenti Metallico</p>
<p><u>Panne ancorate</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Disporre le panne in qualunque posizione (es. Lungo la linea di costa). <p><u>Rifiuti galleggianti</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Fuoriuscita di olio in caso di sgonfiamento delle panne e di mancata sospensione delle operazioni di traino <p>Il dissuasore dinamico può essere posizionato in qualsiasi zona della scena:</p> <ul style="list-style-type: none"> Operazioni da riva a riva; Operazioni da vessel a riva.  	

7.2.4 Implementazione del progetto

A supporto del simulatore sono installati due software che comunicano con NTPRO:

- Virtual Ship Yard: ideato per la modellazione delle navi (progettazione completa anche a partire da dati preesistenti);
- Model Editor: ideato per la generazione di modelli spaziali (3D) di aree geografiche (scenari) contenenti oggetti (anch'essi progettabili a partire da prototipi o modelli).

Questi software permettono di implementare tutti gli elementi necessari alla creazione degli scenari da simulare. La valenza di questo supporto informatico è anche quella di consentire un'organizzazione temporale della risposta alle emergenze in quanto, in caso di scenari multipli, è possibile sapere

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 41 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

anticipatamente le priorità di intervento per evitare/ridurre gli impatti sui comparti ritenuti sensibili a seconda dell'evoluzione prevista dalla simulazione degli stessi scenari paralleli.

Allo stato attuale, partendo dalle carte nautiche informatizzate (info minime di navigazione), si stanno elaborando/creando le infrastrutture presenti sull'Adriatico.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 42 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

TERZA PARTE

	ENERGEEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 43 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

8 SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE

8.1 Generalità

La società Energean ha fatto propria la politica aziendale di Edison E&P in ambito ambiente e sicurezza, mantenendo le procedure, i piani e relative disposizioni relative alla gestione della sicurezza, salute e protezione ambientale. In particolare, la politica HSE e quella relativa ai Grandi Rischi sono già state integrate nella nuova società ed emesse ufficialmente; Inoltre, ha mantenuto in essere il Sistema di Gestione Integrato Sicurezza Ambiente della società Edison E&P Spa, facendo proprie le procedure già in essere.

Il Sistema di Gestione Ambientale e della Sicurezza ai sensi dell'Allegato I par. 9 del D.Lgs 145/2015, è integrato nel Sistema di Gestione Generale "Energean Italy S.p.A." e comprende una struttura organizzativa, responsabilità, pratiche, procedure, prassi e risorse per la determinazione e l'attuazione della Politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi. Nei paragrafi successivi verrà fatto specifico riferimento alla rispondenza del Sistema di Gestione ai contenuti dell'**allegato I paragrafo 9 del DLgs 145/15**. Il sistema di gestione HSE, conforme agli standard internazionali ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 nasce dalla volontà di integrare e armonizzare le attività già da diversi anni in essere presso le unità organizzative della Società (direzioni e siti) in tema di tutela della salute e sicurezza delle persone e protezione ambientale, allo scopo di migliorare ulteriormente l'efficacia della prevenzione e protezione da incidenti ed infortuni. Per rispondere alla duplice esigenza di centralizzare l'implementazione del sistema di gestione a livello aziendale, e di mantenerne nel contempo un'operatività locale specifica per ciascun contesto territoriale sia Italia che estero, il sistema di gestione è strutturato su due differenti livelli:

- ✚ Centrale, contenente le procedure HSE comuni ed applicabili a tutta l'Organizzazione;
- ✚ Di **sito/processo**, contenente le specificità HSE dei processi principali e/o degli ambiti territoriali.

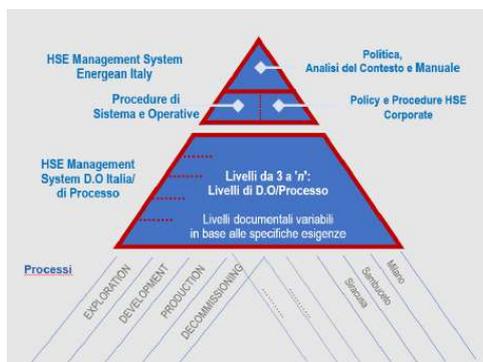


Fig. 10 – Sistema di Gestione Ambientale e Sicurezza (controllo dei siti e dei processi)

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 44 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Inoltre, nell'ambito dei Distretti Operativi Italia, Energean Italy Spa dispone di contratti specifici con Armatori per la gestione ed armamento dei galleggianti "FSO" utilizzati per lo stoccaggio degli idrocarburi e ubicati all'interno delle concessioni OFF-SHORE. Considerata l'importanza delle attività a bordo dei galleggianti, Energean Italy Spa verifica che l'operato dell'Armatore sia coerente con le proprie Politiche Ambientali e della Sicurezza, affiancando ad un adeguato sistema di audit un continuo e costruttivo confronto con l'Armatore, e applicando, quando possibile, in toto e nel rispetto delle normative vigenti, il proprio sistema di gestione a bordo di tali installazioni.

Di seguito si riporta un elenco sintetico delle principali procedure di sistema:

Procedure SG HSE Energean Italy	
1	SGI-HSE-000-IT Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE
2	SGI-HSE-001-IT Gestione dei Pericoli e Rischi Salute e Sicurezza e Aspetti e Impatti Ambientali
3	SGI-HSE-002-IT Gestione delle prescrizioni legali e degli obblighi di conformità
4	SGI-HSE-003-IT Gestione delle Risorse Umane, Competenza, Formazione e Consultazione
5	SGI-HSE-004-IT Gestione delle Non Conformità e delle Azioni Correttive
6	SGI-HSE-005-IT Gestione della documentazione del Sistema di Gestione HSE
7	SGI-HSE-006-IT Audit del Sistema di Gestione HSE
8	SGI-HSE-007-IT Monitoraggio KPI HSE
9	SGI-HSE-008-IT Riesame di Direzione
10	SGI-HSE-009-IT Comunicazioni HSE e flussi informativi
11	SGI-HSE-010-IT Permesso di lavoro
12	SGI-HSE-011-IT Costi Sicurezza
13	SGI-HSE-012-IT HSE per le Imprese e Lavoratori autonomi
14	SGI-HSE-013-IT Gestione dei cantieri e delle imprese appaltatrici
15	SGI-HSE-014-IT Linee guida per la protezione dell'ambiente e la salvaguardia della salute e della sicurezza delle persone

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 45 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

16	SGI-HSE-015-IT Affidamento di attività/servizi a terzi: ambiti legislativi e principali adempimenti relativi a salute e a sicurezza
17	SGI-HSE-016-IT "Accesso a Impianti, Siti e Uffici della Società"
18	SGI-HSE-018-IT Procedura Elaborazione DUVRI
19	SGI-HSE-019-IT Gestione delle Crisi Aziendali
20	SGI-HSE-020-IT Gestione dei rifiuti
21	SGI-HSE-021-IT Gestione delle TRS
22	SGI-HSE-022-IT Lavori in spazi confinati
23	SGI-HSE-023-IT Comunicazione degli incidenti
24	SGI-HSE-024-IT Gestione emergenze HSE e Security del personale in espatrio o in trasferta internazionale
25	SGI-HSE-025-IT Attività di radiografia industriale
26	SGI-HSE-026-IT Gestione dei DPI
Procedure SG HSE Distretti Operativi e Piani d'emergenza	
1	SGI RGI 001 MTS MANUALE AMBIENTE E SICUREZZA
2	SGI-RGI-002-MTS IDENTIFICAZIONE E VALUTAZIONE ASP. AMB&SIC
3	SGI-RGI-004-MTS FORMAZIONE DEL PERSONALE
4	SGI-RGI-005-MTS GESTIONE DOCUM. E REGISTR.AMB&SIC
5	SGI-RGI-006-MTS TARATURA DELLE APPARECCHIATURE
6	SGI-RGI-007-MTS GESTIONE DELLE EMERGENZE
7	SGI-RGI-008-MTS CONTROLLO OPERATIVO
8	SGI-RGI-009-MTS MISURAZIONE E CONTROLLO PARAMETRI OPERATIVI
9	SGI-RGI-010-MTS GESTIONE DELLE NC -AC-AP
10	SGI-RGI-011-MTS AUDIT DEL SGI
11	SGI-RGI-012-MTS CONTROLLO E VALUTAZIONE DEI FORNITORI

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 46 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

12	SGI-RGI-013-MTS GESTIONE COMUNICAZIONI E SEGNALAZIONI
13	DSI RGI 002 MTS CRITERIO VALUTAZ. ASPETTI AMB & SIC
14	DSI RGI 003 MTS LISTA NORME E REGOLAMENTI
15	PTG-RGI-001-MTS MODIFICHE IMPIANTI
16	PTG-RGI-007-MTS ADEMPIMENTI GESTIONE IMPRESE
17	PTG-RGI-014-MTS GESTIONE MANUTENZIONE
18	PdE Distretto Sambuceto
19	PdE Distretto Siracusa
20	SOPEP Fsp Alba Marina
21	PdE Fso Alba Marina
22	PdE Santo Stefano
23	PdE Rospo Mare
24	PdE San Giorgio Mare
25	PdE Maria a Mare
26	Opep Vega
27	PdE Vega
28	SOPEP Fso Leonis
29	PdE Fso Leonis
Well Operations Management System	
1	001_WOMS_ Well Operations Management Standards
2	002_WOMS_Processes and Interfaces
3	003_WOMS_Well Delivery Standards
4	004_WOMS_Drilling Design Manual

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 47 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

5	005_WOMS_Compl. Interv. Design Manual
6	006_WOMS_Drilling Operations Manual
7	007_WOMS_Comp. Int. Operations Manual
8	008_WOMS_WellOps HSE Standards
9	009_WOMS_Well Control Standards
10	010_WOMS_Well Op's MoC and NC Procedures
11	011_WOMS_Rig Inspection Acceptance
12	012_WOMS_Standard Reporting Forms
13	013_WOMS_Emergency Response Plan
14	014_WOMS_Document format and coding
15	015-WOPMS_Rig Intake Procedure

Requisiti Allegato I paragrafo 9 Dlgs 145-15

8.2.1 Struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale

Si faccia riferimento al Capitolo 3 figura 1 per la struttura organizzativa.

8.2.2 Descrizione delle procedure per l'individuazione e valutazione dei grandi rischi

Si faccia riferimento al Capitolo 4 del presente documento.

8.2.3 Descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale

Si faccia riferimento al Capitolo 4 del presente documento.

8.2.4 I controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali

Si faccia riferimento al Capitolo 4 del presente documento.

8.2.5 Gestione dei cambiamenti

Il sistema di Gestione della Energean Italy Spa applica un approccio strutturato al cambiamento, inteso come elemento relativo all'organizzazione, ai processi, agli impianti e ai singoli individui, analizzando la transizione da un assetto corrente ad un futuro assetto desiderato o consequenziale a eventi/avvenimenti imprevisti.

Oltre a specifiche indicazioni contenute nelle procedure di sistema, è lo stesso sistema di gestione che applicando il classico "ciclo di Deming" (figura 11), approccia il "management of change" monitorando

	ENERGEEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 48 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

i risultati del sistema di gestione e/o eventuali “cambiamenti” che richiedano una riflessione e eventualmente anche un nuovo processo di “risk assessment” per determinare eventuali azioni correttive all’organizzazione, ai processi, alle procedure o a qualsiasi altro elemento del SGI.



Fig. 11 – Sistema di Gestione: ciclo di Deming

8.2.6 Preparazione e risposte alle emergenze e mitigazione dei danni ambientali

Si faccia riferimento al Capitolo 8 del presente documento.

8.2.7 Monitoraggio delle prestazioni

Per quanto riguarda la misura delle prestazioni sono stati individuati degli indicatori atti a mantenere traccia dei progressi ottenuti. Tali indicatori sono esaminati in occasione del Riesame di Direzione per la valutazione delle prestazioni complessive di Energean Italy Spa.

Di seguito è riportato un elenco degli indici investigati periodicamente.

Indicatore	Periodicità monitoraggio	Strumento di comunicazione
Eventi fatali	mensile	Report mensile – Synergi Life
Tasso di assenza per infortuni o malattia	mensile	Report mensile – Synergi Life
Numero di malattie professionali	mensile	Report mensile – Synergi Life
Indice frequenza personale Energean	mensile	Report mensile – Synergi Life
Indice di gravità personale Energean	mensile	Report mensile – Synergi Life
Ore lavorate personale Energean	mensile	Report mensile – Synergi Life
Indice frequenza imprese terze operanti presso sedi e siti di pertinenza Energean	mensile	Report mensile – Synergi Life
Indice di gravità terze operanti presso sedi e siti di pertinenza Energean	mensile	Report mensile – Synergi Life
Audit effettuati vs audit programmati	annuale	Riesame di direzione – Synergi Life
Ore totale di formazione effettuata dal personale Energean	annuale	Riesame di direzione– Synergi Life
Numero di visite mediche effettuate	mensile	Riesame di direzione– Synergi Life

Fig. 12 – Indici Salute & Sicurezza

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 49 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

Sia per gli indici di salute e sicurezza che per quelli ambientali, lo strumento gestionale individuato per la raccolta di tali indicatori è il software Synergi Life. Tutti gli indicatori (emissioni, scarichi, rifiuti, utilizzo dell'acqua, aspetti energetici etc.) sono definiti e aggiornati periodicamente all'interno del software indicato. La periodicità di monitoraggio può variare da trimestrale ad annuale.

8.2.8 Modalità di audit e di riesame

L'attività di audit interno è svolta in conformità con quanto previsto a livello aziendale nella procedura SGI-HSE-006-IT "Audit SGI HSE".

La pianificazione degli audit interni è effettuata sulla base degli obiettivi dell'organizzazione, di potenziali criticità emerse (impiantistiche o gestionali), in funzione di eventuali eventi straordinari accorsi (incidenti, non conformità, reclami ecc.) e degli esiti del riesame della direzione.

Il Riesame della Direzione costituisce il momento in cui la Direzione di Energean Italy Spa verifica e valuta l'efficacia e l'efficienza dei propri Sistemi di Gestione in termini di raggiungimento di obiettivi, prestazioni ambientali e della sicurezza, soddisfazione degli stakeholders, opportunità di miglioramento, necessità di modifiche al sistema, adeguatezza della propria Politica per l'ambiente e la sicurezza.

Il Riesame della Direzione è svolto indicativamente nei primi mesi dell'anno per riesaminare i dati dell'anno precedente, e prevede la partecipazione dei rappresentanti direzionali del sistema di gestione aziendale, i responsabili e gli addetti al servizio di prevenzione e protezione, il Medico Competente e se svolto in concomitanza con la riunione di cui all'art. 35 del DLgs 81/08 anche gli RLSA. Tale Riesame è basato sullo scambio di buone pratiche e sul riesame delle iniziative principali avvenute durante l'anno in ogni singola Organizzazione. I principali elementi in ingresso che vengono considerati e valutati nel corso del Riesame della Direzione sono:

- Stato e Analisi delle Non Conformità, raccomandazioni/osservazioni e delle Azioni Correttive;
- Risultati degli Audit di I^a, II^a e III^a Parte;
- Stato avanzamento del Piano degli Audit;
- Eventuali risultati delle Ispezioni e Prescrizioni degli Enti;
- Segnalazioni/Comunicazioni da parte del territorio, compresi i reclami;
- Eventuali nuove informazioni sui fornitori (Qualifica e Valutazione delle prestazioni);
- Analisi e risultati delle indagini su eventuali Incidenti (infortuni, mancati infortuni, incidenti ambientali, mancati incidenti ambientali, ecc.);
- Eventuali indicazioni emerse dalle normali attività di sorveglianza sanitaria;
- Verifica della conformità rispetto agli adempimenti e alle prescrizioni di legge;
- Grado di raggiungimento degli obiettivi e dei traguardi e stato di avanzamento delle azioni definite nei precedenti Riesami;

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 50 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

- Andamento degli indicatori di prestazione ambientale e della sicurezza (KPI HSE);
- Eventuali modifiche organizzative significative;
- Eventuali cambiamenti della situazione ambientale e della sicurezza ed eventuali modifiche alla relativa documentazione (Analisi Ambientale e della Sicurezza e salute dei lavoratori, Documento di Sicurezza e Salute, ecc.);
- Esame sull'applicazione delle procedure del SGI e loro efficacia/validità ed individuazione delle aree del SGI da migliorare;
- Valutazione dell'efficacia del piano di formazione e addestramento e presentazione dei piani di formazione specifici di sito/branch;
- Eventuali proposte per obiettivi, traguardi e programmi di miglioramento per l'ambiente e la salute e sicurezza;
- Esame delle variazioni legislative eventualmente intervenute;

Gli elementi in uscita del riesame e le decisioni prese vengono registrati sul verbale di riesame indicando responsabilità e tempi per eventuali azioni da intraprendere.

I risultati dell'attività di Riesame possono riguardare:

- Eventuali modifiche da apportare al SGI e potenziali necessità di risorse;
- Azioni a seguito del mancato o non completo raggiungimento degli obiettivi HSE;
- Programmi, traguardi e obiettivi di miglioramento per l'ambiente e per la sicurezza e salute;
- Nuovi KPI per il monitoraggio delle prestazioni del SGI;
- Il Piano della formazione annuale;
- Il Piano degli Audit;
- Eventuali attività di comunicazione verso gli stakeholder e/o verso l'esterno;
- Eventuali interventi specifici sui fornitori;

8.2.9 Comunicazione e Formazione

L'attività formativa è svolta in conformità con quanto previsto a livello aziendale nella procedura SGI-HSE-003-IT "Gestione delle risorse umane, competenza, formazione e consultazione", in cui vengono definite le modalità di pianificazione, attuazione, registrazione e verifica della formazione, addestramento, sensibilizzazione e qualifica per tutto il personale di Energean Italy spa in riferimento alle tematiche ambientali e della salute e sicurezza. Le attività formative mirano all'accrescimento delle competenze e del coinvolgimento del personale, in riferimento alle attività svolte, alle mansioni ed alle posizioni occupate, e alla sensibilizzazione verso gli obiettivi di miglioramento continuo. In particolare, sono state intensificate le attività formative, di sensibilizzazione e di addestramento del personale sociale e contrattista, soprattutto dedicate al personale gruiista, non solo per quanto riguarda la formazione obbligatoria di legge ai sensi del

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 51 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

D.Lgs 81/08 e degli Accordi Stato-Regioni, ma anche per tematiche relative alla valutazione dei rischi e sulle procedure di sicurezza e coordinamento per le attività di utilizzo dei mezzi di sollevamento.

In merito ai processi di comunicazione e condivisione, tutto il personale sociale e contrattista viene sensibilizzato sulle procedure del sistema di gestione, disposizioni di sicurezza e direttive specifiche del titolare.

8.2.10 Misure per la partecipazione a consultazioni tripartite

Si faccia riferimento al Capitolo 5.

8.3 Aspetti relativi alla salute dei lavoratori

Il processo di sorveglianza sanitaria, realizzato in conformità con la normativa vigente, è dettagliato nella procedura SGI-HSE-003-IT “Gestione delle Risorse Umane”.

La sorveglianza sanitaria prevede l’effettuazione di visite mediche e di esami clinici o biologici o indagini diagnostiche mirati al rischio cui è esposto il soggetto.

Dal punto di vista dei tempi di effettuazione la norma prevede:

- visita medica preventiva: intesa a constatare l’assenza di controindicazioni al lavoro cui il lavoratore è destinato al fine di valutare la sua idoneità alla mansione specifica. Va effettuata dopo l’assunzione e prima di adibire il lavoratore alla mansione.
- visita medica periodica: è diretta a controllare lo stato di salute dei lavoratori e ad esprimere il giudizio di idoneità alla mansione specifica. La periodicità degli accertamenti viene stabilita in funzione dell’attività svolta dal lavoratore e dei rischi ai quali è esposto;
- visita medica in occasione del cambio della mansione: è diretta a verificare l’idoneità della mansione specifica. In questo caso sarà onere del datore di lavoro comunicare tempestivamente al medico aziendale l’eventuale cambiamento di mansioni assegnate, affinché il medico competente possa procedere alla visita preventiva di idoneità obbligatoria;
- visita medica precedente alla ripresa del lavoro: a seguito di assenza per motivi di salute di durata superiore ai sessanta (60) giorni continuativi, al fine di verificare l’idoneità alla mansione.

Per quanto riguarda gli esiti del controllo sanitario, il medico esprime, informandone per iscritto datore di lavoro e lavoratore, i seguenti giudizi relativi alla mansione:

- idoneità;
- idoneità parziale, temporanea (con indicazione dei tempi) o permanente, con prescrizioni o limitazioni;
- inidoneità temporanea;
- inidoneità permanente.

	ENERGEAN ITALY SPA DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 52 of 78
		Rev.03 -01/04/2022

La sorveglianza sanitaria viene effettuata dal “medico competente” (in possesso dei requisiti e titoli previsti dalla legge come, per esempio, una specializzazione in medicina del lavoro o in medicina preventiva dei lavoratori e psicotecnica e iscritto in apposito elenco istituito presso il Ministero della Salute).



192060033690