ATTI PARLAMENTARI

XVIII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CCXLVIII**
n. **4**

RELAZIONE

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

(Anno 2020)

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

Presentata dal presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(MESINI)

Trasmessa alla Presidenza il 12 febbraio 2022

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Il Presidente

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

a norma
dell'art. 8 (comma 10)
del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145

Anno 2020

Roma, febbraio 2022

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma
Tel: (+39) 06 5722 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Componenti del Comitato

Ezio Mesini (Presidente)

Marco Cavriani (Vigili del Fuoco)

Aurelio De Carolis (Marina Militare)

Giuseppe Italiano (MATTM)

Gilberto Dialuce (MISE)

Giovanni Pettorino (CP-Guardia Costiera)

Sito web del Comitato:

https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 **2020** 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.

Dopo avere descritto il quadro generale entro cui opera il Comitato, la Relazione riporta l'attività svolta, descrivendo: (1) gli impianti esistenti; (2) le ispezioni effettuate anche congiuntamente dalle amministrazioni componenti il Comitato; (3) 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:

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Sommario

PARTE I QUADRO GENERALE 7

1.1 Premessa 7
1.2 Il Comitato: funzioni e struttura 12
1.3 Profili di organizzazione e di gestione 16

PARTE II ATTIVITA' 19

2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2020 19
2.1.1 Impianti, ore lavorate e produzioni 19
2.1.2 Ispezioni 31
2.1.3 Dati relativi agli incidenti 32
2.1.4 Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014) 33
2.1.5 Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE) 34
2.1.6 Cause dirette e alla radice di incidenti gravi 35
2.1.7 Innovazioni normative 36

2.2 Attività del Comitato 49
2.3 Attività dei Comitati periferici 54
2.4 Attività in collaborazione con la Commissione europea e 55
2.5 Ulteriori attività 57

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

2.6 Prospettive future 58

PARTE III DOCUMENTI 61

3.1 Documenti originati dal Comitato 61
3.1.1 La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali 61
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 64
3.1.3 Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui Grandi Rischi 64
3.1.4 Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi 64
3.1.5 Documenti di consultazione TRIPARTITA 65

❖ **CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI** 66

❖ **ELENCO DEGLI ALLEGATI** 72

❖ **ELENCO ACRONIMI** 73

❖ **ELENCO DELLE PRINCIPALI NORME MENZIONATE** 75

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 mar*e, 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

convenzioni marittime internazionali (SOLAS, MARPOL, codice MODU) e al diritto dell'Unione in materia di controllo dello Stato di approdo e rispetto degli obblighi dello Stato di bandiera.

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

Nel caso in cui si verifichi o possa essere imminente un incidente grave, l'operatore deve darne immediata comunicazione allo Stato membro, fornendo informazioni dettagliate riguardo al luogo, all'intensità e alla natura dell'evento, alle misure di contenimento adottate e all'ipotesi peggiore di aggravamento ipotizzabile, compreso il potenziale coinvolgimento transfrontaliero.

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

comunicazione elettronica e consentendo la presentazione di osservazioni e pareri, con successiva comunicazione delle decisioni adottate.

Gli Stati membri sono tenuti a designare un'Autorità competente responsabile per le funzioni di regolamentazione, provvedendo affinché agisca indipendentemente da politiche, decisioni di natura regolatoria o altre ragioni non correlate ai compiti assegnati, proceda allo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con altre Autorità competenti, tra l'altro attraverso il Gruppo EUOAG di Autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (*European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group*), e svolga consultazioni sull'applicazione del pertinente diritto nazionale e dell'Unione con operatori del settore, altre parti interessate e la Commissione.

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

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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*".

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

1.2 Il Comitato: funzioni e struttura

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

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

a. valutare e accettare le relazioni sui grandi rischi, valutare le comunicazioni di nuovo progetto e le operazioni di pozzo o combinate e altri documenti di questo tipo ad esso sottoposti, attraverso la verifica dell'attività svolta dalla divisione VII-UNMIG afferente, oggi, alla Direzione Generale Infrastrutture e sicurezza del Ministero della Transizione Ecologica;

b. vigilare sul rispetto da parte degli operatori dei dettami del D.Lgs. 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di prevenzione;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

c. fornire consulenza ad altre Autorità o Organismi, compresa l'Autorità preposta al rilascio delle licenze (oggi la DGIS – Direzione Generale infrastrutture sicurezza del Ministero della Transizione Ecologica);

d. elaborare piani annuali;

e. assicurare la trasparenza e la condivisione delle informazioni verso la Commissione europea, presentando ex art. 25, comma 1, una relazione annuale contenente le informazioni di cui all'allegato IX, punto 3, della Direttiva, e verso il pubblico, mettendo a disposizione ex art. 24, comma 1, le informazioni di cui al predetto allegato IX con l'ausilio del formato comune stabilito dalla Commissione europea di cui al Regolamento di esecuzione n.1112/2014;

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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 della transizione ecologica, mentre in precedenza aveva sede presso il Ministero dello sviluppo economico, in forza del recente Regolamento di organizzazione del Ministero della transizione ecologica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128), e consta anche di articolazioni sul territorio allocate presso le sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli che forniscono il necessario supporto logistico e amministrativo.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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

- Presidente, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, quale esperto scelto nell'ambito di professionalità provenienti dal settore privato o pubblico, compresi università, istituti scientifici e di ricerca, con comprovata esperienza in materia di sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, attestata in base a specifici titoli ed esperienze professionali, e in posizione di indipendenza dalle funzioni relative allo sviluppo economico delle risorse naturali in mare;
- Direttore della Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche – UNMIG del Ministero dello sviluppo economico che, in caso di assenza o impedimento del Presidente ne assume le relative funzioni (DPCM 27 settembre 2016);
- Direttore della Direzione generale Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco;
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto - Guardia Costiera;
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Le articolazioni sul territorio del Comitato sono composte da:

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

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

1.3 Profili di organizzazione e di gestione

Le fasi successive alla pubblicazione del D.Lgs. 145/2015 hanno visto l'emanazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016 (Allegato 1), con il quale sono state stabilite le modalità di funzionamento del Comitato, nonché le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle relative funzioni e la nomina del Presidente, nella persona del Prof. Ezio Mesini, formalizzata con DPCM 20 marzo 2017 (Allegato 2). Trascorsi i tre anni previsti per il mandato, è seguito un periodo

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

di vacanza sino alla riconferma del prof. Ezio Mesini formalizzata con DPCM 25 agosto 2021 (Allegato 3).

In osservanza alla prescrizione di cui all'art. 3, comma 1, del DPCM 27 settembre 2016, è stata costituita la segreteria del Comitato inizialmente con sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico e con avvalimento di risorse della DGS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera e, successivamente, con sede presso il Ministero della transizione ecologica (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 MISE una sezione dedicata e liberamente consultabile all'indirizzo: http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/com

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

itato-offshore (dal dicembre 2021 il sito è migrato al MITE ed è liberamente consultabile all'indirizzo:

https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare
).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 2019

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 2020), con specifica del tipo (ossia fisso con personale, fisso di norma senza personale, galleggiante destinato alla produzione, fisso non destinato alla produzione), dell'anno di installazione e dell'ubicazione.

Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 1°gennaio dell'anno 2020 [✓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**;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- **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	12,590910	45,183561
4	Agostino A	NUI	-	1970	gas	19	12,495518	44,54018
5	Agostino A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,496197	44,540685
6	Agostino B	NUI	-	1971	gas	19	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	19	12,660836	44,405716
10	Amelia B	NUI	-	1991	gas	19	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	25	12,343127	44,391172
16	Angela Cluster	NUI	-	1975	gas	0	12,344848	44,392973

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

17	Annabella	NUI	-	1991	gas	24	13,078865	44,228781
18	Annalisa	NUI	-	1999	gas	0	13,113554	44,171042
19	Annamaria B	FMI	-	2009	gas	19	13,407327	44,322576
20	Antares 1	NUI	-	1982	gas	0	12,444429	44,393988
21	Antares A	NUI	-	1985	gas	0	12,453493	44,390057
22	Antonella	NUI	-	1976	gas	17	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	17	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	18	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

38	Barbara E	FMI	-	1987	gas	27	13,757562	44,086474
39	Barbara F	NUI	-	1988	gas	42	13,817099	44,050183
40	Barbara G	NUI	-	1992	gas	12	13,79153	44,063905
41	Barbara H	NUI	-	1992	gas	0	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	18	13,001086	44,131649
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	18	12,639005	44,294608
58	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

59	Cervia B	NUI	-	1984	gas	17	12,645428	44,288823
60	Cervia C	NUI	-	1992	gas	12	12,640079	44,30165
61	Cervia K	NUI	STCR	2000	gas	0	12,639076	44,295474
62	Clara Est	NUI	-	2000	gas	0	14,071618	43,779617
63	Clara Nord	NUI	-	2000	gas	0	13,976674	43,939355
64	Clara NW	NUI	-	2015	gas	0	14,023295	43,802145
65	Clara Ovest	NUI	-	1987	gas	0	13,711516	43,828681
66	Daria A	NUI	-	1994	gas	0	13,249138	44,067586
67	Daria B	NUI	STCR	1995	gas	12	13,249706	44,066931
68	Davide	NUI	-	1980	gas	0	14,017133	43,095985
69	Davide 7	NUI	-	2002	gas	0	14,016886	43,095755
70	Diana	NUI	-	1971	gas	0	12,425718	44,441373
71	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689
72	Eleonora	NUI	-	1987	gas	17	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	34	12,51528	44,531601
86	Garibaldi D	NUI	-	1993	gas	16	12,546062	44,478183
87	Garibaldi K	NUI	STCR	1998	gas	0	12,516137	44,532077
88	Garibaldi T	NUI	STCR	1998	gas	0	12,511376	44,523311
89	Gela 1	NUI	-	1960	petrolio	19	14,26955	37,032157
90	Gela Cluster	NUI	-	1986	petrolio	0	14,269454	37,032449
91	Giovanna	NUI	-	1992	gas	39	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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
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	19	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

122	Rospo Mare A	NUI	-	1981	petrolio	2	14,970746	42,203712
123	Rospo Mare B	NUI	-	1986	petrolio	4	14,946579	42,213157
124	Rospo Mare C	NUI	-	1991	petrolio	2	14,931856	42,235657
125	San Giorgio Mare 3	NUI	-	1972	gas	0	13,923748	43,197901
126	San Giorgio Mare 6	NUI	-	1981	gas	0	13,920136	43,206235
127	San Giorgio Mare C	NUI	STCR	1972	gas	0	13,901802	43,202624
128	Santo Stefano Mare 101	NUI	-	1987	gas	0	14,607395	42,22899
129	Santo Stefano Mare 1-9	NUI	-	1968	gas	0	14,59295	42,231768
130	Santo Stefano Mare 3-7	NUI	-	1968	gas	0	14,610729	42,219268
131	Santo Stefano Mare 4	NUI	-	1975	gas	0	14,675454	42,207323
132	Santo Stefano Mare 8 bis	NUI	-	1991	gas	0	14,636563	42,21649
133	Sarago Mare 1	NUI	-	1981	petrolio	0	13,785407	43,32096
134	Sarago Mare A	NUI	-	1981	petrolio	0	13,788738	43,288851
135	Simonetta 1	NUI	-	1997	gas	0	14,183769	42,559691
136	Squalo	NUI	-	1980	gas	0	14,244378	42,715657
137	Tea	NUI	-	2007	gas	0	13,018813	44,501557
138	Vega A	FMI	-	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638
139	Viviana 1	NUI	-	1998	gas	0	14,155051	42,656403
140	Vongola Mare 1	NUI	-	1985	gas	0	13,811731	43,253892

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

NOTE:

NOTA [✓a] Nella tabella 2.1 vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 1° gennaio dell'anno 2020, anche se non più produttive.

NOTA [✓b] Dettaglio tipo impianto

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 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 2020, 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 2020, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS); non è presente alcuna *Floating Production Storage and Offloading unit* nei mari italiani dopo che, nel 2018 la FIRENZE FPSO è stata disconnessa e temporaneamente rimossa.

3. Le piattaforme di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate con l'acronimo STCR [Supporto: Trattamento /Compressione /Raccordo]; al 1° gennaio dell'anno 2019, 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.

[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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 metodologiche in accompagnamento alla *Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi Italia - Anno 2020*[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 2020)

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 2020.								

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2020)

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

[2] https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/comitatoOffshore/relazioni/1_IT_Italy_R1112_14_21_20_DEF.pdf

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Osservazione: **nessuna istallazione** *offshore* è stata dismessa durante l'anno 2020.

Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2020) [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 2020). Informazioni a fini della normalizzazione dei dati [✓e].

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

1.947.435 h (per confronto anno 2019 2.710.426 h, anno 2018: 3.669.101 h, anno 2017: 3.045.243 h);

b. Produzione totale: **2,42 MTEP** (per confronto anno 2019 2.85 MTEP, anno 2018: 3,311 MTEP, anno 2017: 4,217 MTEP);

Produzione di petrolio a mare: **0,44 MTEP** (per confronto anno 2019 0.45 MTEP, anno 2018: 0,54 MTEP, anno 2018, 2017: 0,72 MTEP);

Produzione di gas a mare: **2,42 GSMC** (per confronto anno 2019 2,93 GSMC, anno 2018: 3,38 GSMC, anno 2017: 4,27 GSMC).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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:

- il database UNMIG della DGISSEG (Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari) del Ministero dello Sviluppo Economico;
- l'UNMIG *databook* 2021 (attività 2020) pubblicato dalla DGISSEG del Ministero dello Sviluppo Economico.

  https://unmig.mise.gov.it/images/stat/databook-2021.pdf

3. Il valore della produzione di idrocarburi in megatonnellate 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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

5. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono stati trasmessi dagli operatori alla Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari del Ministero dello Sviluppo Economico.

2.1.2 - Ispezioni [✓f]

I dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019) son riportati in Tabella :

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
164	156	69

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 2020, 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 2020.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

2.1.3- Dati relativi agli incidenti [✓g]

Nel corso del 2020 non si sono verificati eventi[3] 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	N. eventi / ktep
a) Rilasci accidentali	**0**	**0**	**0**
Rilasci di petrolio/gas infiammati - Incendi	-	-	-
Rilasci di petrolio/gas infiammati - Esplosioni	-	-	-
Rilasci di gas non infiammato	-	-	-
Rilasci di petrolio non infiammato	-	-	-
Rilasci di sostanze pericolose	-	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	**0**	**0**	**0**
Eruzioni	-	-	-
Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso	-	-	-
Guasto di una barriera del pozzo	-	-	-
c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	**0**	**0**	**0**
d) Perdita di integrità strutturale	**0**	**0**	**0**

[3]Per evento s'intende "*an incident that requires to be reported under Annex I of the Implementing Regulation*" (EUOAG, Guidance Document on Commission Implementing *Regulation (EU) N.1112/2014, Part 2-Definitions*, pag.5 [https://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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Perdita di integrità strutturale	-	-	-
Perdita di stabilità/galleggiamento	-	-	-
Perdita di stazionarietà	-	-	-
e) Collisione di una nave	**0**	**0**	**0**
f) Incidenti di elicottero	**0**	**0**	**0**
g) Incidenti mortali (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" è stato assegnato il valore 1 ad ogni categoria che descrive un singolo evento[4]; per questo motivo, se durante l'anno di riferimento si sono registrati eventi multi-categoria, è normale che la somma dei valori della colonna numero di eventi (per categoria) nella tabella soprastante sia maggiore del valore del numero di eventi accaduti.

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

[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 C_1, C_2...

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

	Numero	Valore normalizzato
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi	4	2,05 *10^{-6}
Numero totale di infortuni	7	3,59 *10^{-6}

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

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

1. Nella relazione, con il termine "infortunio" s'intende un infortunio rilevato a fini statistici ovvero un accadimento che ha determinato un'assenza dal posto di lavoro superiore a 3 giorni oppure che ha avuto un esito fatale. Sono considerati lievi gli infortuni con assenza fino a 30 giorni; gravi gli infortuni con assenza superiore a 30 giorni.
2. Per "numero totale di infortuni" si intende la somma degli infortuni fatali, degli infortuni gravi e degli infortuni lievi che si sono verificati nel 2020.
3. Nel 2020 sono stati registrati 11 infortuni verificati nel corso di attività tipiche del settore *O&G* (4 gravi e 3 lievi

2.1.5- 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

j) Attrezzature di evacuazione e salvataggio	0
k) Sistemi di comunicazione	0
l) Altri	0

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

2.1.6- 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**	**/**
Guasto per difetto di progettazione	/	*Valutazione/percezione del rischio inadeguata*	/
Corrosione interna	/	*Istruzioni/procedure inadeguate*	/
Corrosione esterna	/	*Mancata conformità alla procedura*	/
Guasto meccanico da fatica	/	*Mancata conformità al permesso di lavoro*	/
Guasto meccanico da usura	/	*Comunicazione inadeguata*	/
Guasto meccanico da materiale difettoso	/	*Competenze personali inadeguate*	/
Guasto meccanico (nave/elicottero)	/	*Supervisione inadeguata*	/
Guasto strumentazione	/	*Organizzazione della sicurezza inadeguata*	/
Guasto del sistema di controllo	/	*Altro*	/
Altro	/		

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

b) Errore umano – Errore operativo	/	d) Cause meteorologiche	/
Errore operativo	/	*Vento superiore alle specifiche di progettazione*	/
Errore di manutenzione	/	*Moto ondoso superiore alle specifiche di progettazione*	/
Errore di collaudo	/	*Visibilità estremamente ridotta inferiore alle specifiche di progettazione*	/
Errore di ispezione	/	*Presenza di ghiaccio/iceberg*	/
Errore di progettazione	/	*Altro*	/
Altro	/		

2.1.7 Innovazioni normative

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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

Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104. *Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.*

In attuazione della Direttiva europea 2014/52/UE, il decreto legislativo interviene sulla disciplina delle procedure di valutazione di impatto ambientale dei progetti relativi alle attività *upstream*. In particolare, sono state apportate modifiche agli allegati della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 specificando le opere o le attività da sottoporre a VIA statale, introducendo tra queste anche i rilievi geofisici attraverso l'uso della tecnica *airgun* o di esplosivo. L'art. 25, comma 6, affida al Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 *Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi (Allegato 5).*

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico è stato adottato in attuazione del D.Lgs. 145/2015 che, in recepimento della Direttiva, prevede sia applicato il meccanismo della consultazione tripartita tra il Comitato per la sicurezza offshore, gli operatori del settore e le rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative per le seguenti attività: (i) partecipazione alla formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi; (ii) definizione di linee programmatiche e di azione relative al sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente. Detto decreto stabilisce: (1) le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori; (2) i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'art.2, comma 1, lett. h), del D.Lgs. 145/2015 e per la consultazione periodica.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico ha modificato il DM del 7 dicembre 2016 di disciplina delle procedure di rilascio e di gestione dei titoli minerari, ivi compreso il titolo unico ex art. 38 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164 (c.d. "Decreto Sblocca Italia"). Diverse Regioni italiane (Abruzzo, Marche, Puglia, Lombardia, Veneto, Campania e Calabria) hanno promosso ricorso di legittimità costituzionale avverso l'art. 38, comma 7, dello Sblocca Italia dinanzi la Corte Costituzionale che, con sentenza n. 170 del 2017, ne ha dichiarato l'incostituzionalità nella parte in cui non ha previsto l'intesa regionale nel procedimento finalizzato all'adozione del disciplinare tipo sul titolo concessorio unico. Al fine di tener conto dei principi enunciati dalla Corte, il DM del 9 agosto 2017 ha quindi stralciato dal DM 7 dicembre 2016 ogni riferimento al titolo concessorio unico ed ha conferito mandato alla DGS-UNMIG ed alla DGSAIE di adottare il disciplinare tipo ex art. 38, comma 7, dello Sblocca Italia, tenendo conto della decisione della Corte e quindi garantendo la piena partecipazione regionale nella predisposizione della normativa tecnica.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017 *Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la*

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.

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

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

Con l'art. 11-ter (Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee) della legge 12/2019 è stata introdotta la pianificazione delle aree idonee, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, per lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse siano compatibili con l'assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. Con particolare riferimento alle aree marine, il piano (c.d. PiTESAI), oltre a tener conto di eventuali pianificazioni già in essere, deve considerare anche i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste. Nel PiTESAI devono altresì essere indicati i tempi e i modi per la dismissione delle installazioni che abbiano cessato le loro attività e per il ripristino dei relativi luoghi. Il PiTESAI deve essere adottato entro febbraio 2021, previa valutazione ambientale strategica; fino a febbraio 2021: (1) proseguono i

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

procedimenti in corso per il conferimento di nuove concessioni di coltivazione; (2) non è consentita la presentazione di nuove istanze di concessioni di coltivazione; (3) sono sospesi i procedimenti amministrativi in corso per il conferimento di nuovi permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi; (4) sono sospese le attività in essere di prospezione e ricerca di idrocarburi, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività. Alla data di adozione del PiTESAI, nelle aree in cui le attività legate agli idrocarburi risultino compatibili con le previsioni del Piano, i titoli minerari sospesi riprendono efficacia. Nelle aree non compatibili saranno invece rigettate le istanze presentate e revocati i permessi in essere, con l'obbligo per il titolare del ripristino dei siti; le attività di coltivazione proseguono invece fino alla scadenza del titolo e non sono ammesse nuove istanze di proroga. La stessa norma prevede infine l'aumento dei canoni minerari, a decorrere dal 1° giugno 2019.

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

Le Linee guida sono state adottate in applicazione dell'art. 25, comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante «Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114». Il provvedimento definisce le procedure di *decommissioning* delle piattaforme e delle infrastrutture connesse, a

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

servizio di impianti minerari, situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nell'ambito di concessioni di coltivazione di giacimenti di idrocarburi ormai esauriti o non più utilizzabili. L'obiettivo delle Linee guida è quello di identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria delle piattaforme offshore, affinché l'intero processo sia compatibile sotto il profilo ambientale e sociale, nel rispetto della Strategia Marina, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibile. Tra le disposizioni, l'obbligo per le società titolari di concessioni minerarie di comunicare, entro il 31 marzo di ogni anno, al Ministero dello Sviluppo Economico l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, allegando una relazione tecnica descrittiva sullo stato degli impianti. Il MiSE, acquisiti i pareri del Ministero dell'Ambiente e il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali, pubblica entro il 30 giugno di ogni anno la lista delle piattaforme in dismissione e in particolar modo quelle che possono essere riutilizzate. Possono essere quindi valutati e promossi anche eventuali usi alternativi innovativi delle piattaforme, in un'ottica di economia circolare e crescita blu. Le società e gli enti interessati al riutilizzo di una piattaforma in dismissione per scopi diversi dall'attività mineraria possono presentare il proprio progetto entro 12 mesi dalla pubblicazione dell'elenco. Le istanze presentate saranno valutate dall'Amministrazione competente, sulla base di specifici criteri quali l'innovazione, le ricadute socio-economiche, la sostenibilità e i tempi di esecuzione.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

unicamente alle concessioni di coltivazione con una produzione annua inferiore o pari a 10 milioni di metri cubi standard di gas in terraferma e con una produzione inferiore o pari a 30 milioni di metri cubi standard di gas in mare. Il versamento dell'aliquota di prodotto precedentemente oggetto di esenzione è effettuato in forma cumulativa, per tutte le concessioni delle quali il soggetto passivo d'imposta è titolare, presso la Tesoreria centrale dello Stato.

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

Con l'art. 12, comma 4-bis, del citato D.L. 162/2019, convertito nella Legge 8/2020, sono state apportate modifiche all'articolo 11-ter del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12. Il citato art. 11-ter ha introdotto il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse possano risultare compatibili con l'assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. L'intervento normativo di cui alla Legge 8/2020 ha soltanto prorogato il termini di approvazione del citato PiTESAI, da 18 mesi - dalla data di entrata

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

in vigore della Legge n. 12/2019 - a 24 mesi, e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso, portandolo da 24 a 36 mesi; è stata inoltre introdotta la possibilità di installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree che saranno indicate come non compatibili con le attività *upstream*.

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

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

E' stato pertanto modificato l'art. 7, comma 3, del D.Lgs. 162/2011 prevedendo che, nelle more dell'adozione del piano delle aree idonee allo svolgimento di dette attività, previsto dallo stesso D.Lgs., possano essere comunque rilasciate, in via provvisoria, eventuali licenze di esplorazione ed autorizzazioni allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio. Sono comunque considerati quali

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

siti idonei i giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale, per i quali il Ministero dello Sviluppo Economico (oggi, Ministero della Transizione Ecologica) può autorizzare i titolari delle relative concessioni di coltivazione a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO2. Con l'art. 62-ter dello stesso D.L. 76/2020 è stata inoltre introdotta una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

In materia di tassazione del settore *upstream*, l'art. 18 del D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625, di recepimento della direttiva europea 94/22/CEE, prevede infatti che i titolari di permessi di prospezione e ricerca di idrocarburi, nonché di concessioni di coltivazione e di stoccaggio sono tenuti a versare allo Stato un c.d. "canone demaniale" in funzione dell'estensione della superficie geografica del titolo minerario in essere, con cadenza annuale e secondo un importo fisso e predeterminato dal legislatore. Tale corrispettivo è dovuto per il godimento di un bene demaniale di proprietà dello Stato, sia come superficie, sia soprattutto come sottosuolo. Detti canoni sono stati rideterminati dall'art. 11-ter, commi 9 e 10, del D.L. n. 135/2018, convertito in Legge n. 12/2019, disponendone, a decorrere dal 1° giugno 2019, l'aumento di 25 volte rispetto agli importi precedentemente stabiliti dal legislatore del 1996.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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

2.2 Attività del Comitato

Il Comitato 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 e 2 sedute nel 2020, sedute per le quali si riassumono i punti fondamentali dei lavori svolti e le determinazioni assunte.

29 GENNAIO 2020

Si è riunita la Commissione di Consultazione Tripartita che ha visto la partecipazione del Comitato, delle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative FILCTEM CGIL, FEMCA CISL e UILTEC e degli

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

operatori Eni S.p.A., Edison E.&P. S.p.A. ed EniMed S.p.A.. 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. I nuovi Documenti di Consultazione Tripartita sono stati redatti a valle delle problematiche emerse a seguito dell'incidente grave occorso nella primavera passata sulla Piattaforma "Barbara F", consentendo un aggiornamento delle norme e delle linee guida sulle migliori pratiche ai fini della prevenzione degli incidenti gravi. Come è noto sono oggetto di Consultazione Tripartita i seguenti punti: a) La formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione di 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 par. 9 del D.lgs. 145/2015. I Documenti si riferiscono, inoltre, al CCNL vigente nel settore Energia e Petrolio e, in particolare, alla sezione Salute Sicurezza e Ambiente dello stesso. Essi sono stati aggiornati a valle delle indicazioni emerse nella riunione preliminare di Consultazione Tripartita del 27 settembre 2019. Fra le varie modifiche apportate alcune hanno riguardato l'aggiornamento della classificazione dei livelli di emergenza e l'avvenuto adeguamento alla norma ISO 45001.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

18 FEBBRAIO 2020

(1) Presentazione al Comitato da parte della Marina Militare sul tema *cyber security* secondo la prospettiva della Difesa e le applicazioni alle infrastrutture critiche; ruolo della nell'ambito del binomio 'sicurezza cibernetica – sicurezza energetica'; le eventuali professionalità che la FA può mettere a supporto della sicurezza offshore;

(2) Comunicazioni su esito riunione di Consultazione Tripartita tenutasi il 29 gennaio 2020 nel corso della quale sono stati approvati i nuovi "Documenti di Consultazione" siglati fra rappresentanze sindacali e gli Operatori (Eni, EniMed ed Edison E&P)

(3) Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori e richiesta a MEF/MISE/RGGS; viene riproposto all'Ufficio Legislativo MiSE un emendamento mirato alla modifica all'art 8, del D.Lgs. 145/2015 che consenta il rimborso spese per i membri del Comitato centrale e periferici per le attività ispettive e di controllo in accordo alle sue "Strategie di azione e priorità programmatiche annuali".

(4).Aggiornamento sullo stato valutazioni Relazioni Grandi Rischi (RGR): depositate complessivamente 69 RGR; accettate 51; in valutazione 18 .

5) Aggiornamento su Memorandum su ispezioni; vengono proposte le linee guida di indirizzo procedurale per la gestione delle ispezioni, indagini e misure

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

di esecuzione ai sensi dell'art. 4 del DPCM del 27/09/2016 e dell'art. 9 del D.Lgs. n. 145 del 18 agosto 2015

6) Aggiornamento su Caso EUP n. 2019/9396 ENER – recepimento della direttiva 2013/30/UE, ove la Commissione Europea chiede di conoscere quali siano le procedure atte ad assicurare una gestione tempestiva e adeguata alle domande di risarcimento, comprese quelle a stati transfrontalieri.

9 APRILE 2020

Emergenza sanitaria COVID-19: Riunione congiunta con la Direzione Generale DGISSEG-MISE e gli operatori del settore *O&G upstream* per verificare la situazione del settore in termini di sicurezza alla luce dell'emergenza sanitaria CoViD-19. Il settore si è organizzato per gestire l'emergenza sanitaria, anche con l'emissione di documenti appositi. Inoltre si è intervenuti, in ragione della natura affine del settore e della sua specificità nell'operare in continuo, ad inserire i codici ATECO riferiti all'estrazione di idrocarburi ed i relativi servizi tra le aziende senza obbligo di chiusura. In particolare, per l'attività *offshore* è stato ridotto il numero di piattaforme presidiate di alcune unità; allungamento dei turni e procedure di definizioni di criteri per il cambio turno; cabine singole; definizione di procedure in caso di eventuale positività al coronavirus per personale in piattaforma e modalità e tempistiche di isolamento ed evacuazione; coordinamento con le autorità (UNMIG, Prefetto e Capitaneria di Porto);

Tra le criticità, le seguenti sono quelle emerse in maniera ricorsiva, esse riguardano sia il periodo contingente sia il medio periodo, se le sospensioni

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

delle attività dovessero protrarsi: 1- Approvvigionamento DPI. 2- Possibile crisi nella programmazione controlli/verifiche periodiche richieste per legge; 3- Rapporti interrotti o più complessi con le ditte della filiera chiuse ed in alcuni casi *shortage* di materiali; 4- Viene inoltre espressa preoccupazione per l'intersecarsi della crisi CoViD-19 con quella concomitante del prezzo del greggio che acuisce sostanzialmente la crisi che ha investito il settore. In particolare, i piccoli operatori sottolineano l'alto rischio che l'economicità della coltivazione venga a meno. Specificatamente, per quanto concerne il settore dell'*offshore upsteam.* Il Presidente del Comitato ha riferito sulle misure conseguenti alla emergenza CoViD-19 portando all'attenzione due punti fondamentali: (1) la situazione venutasi a creare per il settore offshore nel nostro Paese, (2) il confronto sul tema in ambito comunitario. Relativamente alla situazione italiana, i tre operatori (Edison, Eni ed EniMed) hanno tutti pienamente aderito con tempestività al Protocollo condiviso di regolazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus CoViD-19 negli ambienti di lavoro del 14 marzo 2020, sottoscritto tra le parti sociali, su invito del Presidente del Consiglio dei Ministri, del Ministro dell'Economia, del Ministro del Lavoro e delle Politiche Sociali, del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro della Salute, in attuazione del DPCM dell'11 marzo 2020. Il Protocollo, in particolare, ha qualificato il CoViD-19 per gli ambienti di lavoro non sanitari quali rischio biologico generico andando a definirne le misure di precauzione, di gestione e di contrasto in linea con le previsioni legislative e le indicazioni governative a tutela della popolazione. In questo senso, i tre operatori hanno applicato quanto prescritto dal Protocollo

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

attraverso ordini di servizio e addendum vari al Piano di Emergenza Generale. Su iniziativa della Segreteria del Comitato, è stato richiesto alle tre principali organizzazioni sindacali (FILCTEM CGIL, FEMCA CISL e UILTEC) di fornire riscontri/indicazioni in ordine all'applicazione dei provvedimenti governativi in materia di emergenza epidemiologica CoViD-19. Le OO.SS. hanno risposto osservando come, rispetto a tutti e tre gli Operatori: (1) la situazione è costantemente monitorata con incontri giornalieri tra il Direttore delle unità operative e RLS/RLSU; (2) è stato ridotto il personale al minimo (come squadre di emergenza); (3) è stato applicato il Protocollo e le indicazioni dei vari enti preposti; (4) le squadre rimangono in piattaforma 14 giorni, non si incontrano al cambio turno; (5) viene sanificato tutto ad ogni cambio turno da ditte specializzate; (6) sono stati realizzati specifici addendum al Piano di Emergenza Generale; (7) regole nuove per mensa, spazi comuni, ecc. (8) regole specifiche anche per i trasporti su terraferma per arrivare alla partenza per la piattaforma.

Relativamente alla discussione in atto a livello europeo, si sono aperti 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.

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

afferenti le relazioni grandi rischi (RGR), trasmettendo le valutazioni di 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 9, 9 e 7 volte, valutando rispettivamente 29, 30 e 10 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 1 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 ed accettate 16 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

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 2018 e 2019. 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 2019*)" di cui si riferisce al par. 3.1.4.

In relazione alla emergenza sanitaria COVID-19 manifestatasi a partire dal febbraio 2020, si sono aperti 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Infine, nel riferire sulle attività in collaborazione con la Commissione Europea, si evidenzia come si stia lavorando congiuntamente alle autorità competenti europee i necessari approfondimenti ed aggiornamenti ai Piani di Risposta Esterne all'Emergenze, che fanno seguito un 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). Da parte italiana è stato data risposta al Questionario "*Italy - National EERPs - Questionnaire to Member State*", che viene ripotato in Allegato 5.

2.5 Ulteriori attività

Continua il lavoro del Comitato - attraverso la *partnership* del *Network* CLYPEA per la sicurezza offshore della DG ISSEG del MISE. 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 MISE, per assicurare il pieno svolgimento delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare. La DG ISSEG ha finanziato 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Attraverso il *Network* CLYPEA è stato organizzato un *Workshop* "*Clypea progetti e sfide per l'energia del futuro*" a Roma (presso INGV) nel gennaio 2020. In allegato 6 vengono riportati i temi affrontati durante il *Workshop.* Una rassegna dei progetti condotti dal *Network* nell'anno 2019 è consultabile agli indirizzi:

https://unmig.mise.gov.it/images/notizie/programma-eventi-dgsunmig-omc-2019.pdf

https://unmig.mise.gov.it/images/omc2019/Programma_LIGHTNING_TALKS_ON_CLYPEAS_PROJECTS.pdf

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 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' appena 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,

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 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; 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.

- Rimane aperta nel Comitato una 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,

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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, che riveste particolare rilevanza tenuto conto della necessità di controlli ispettivi di sicurezza sulle installazioni da parte del Comitato, è stata posta all'attenzione deli Uffici legislativi sia del Ministero dell'Economia e Finanza, sia di quello dello Sviluppo Economico ed è tuttora in attesa di chiarimenti (Allegato 7).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.);

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

c. trattazione prioritaria degli impianti di produzione olio per il loro maggior impatto ambientale in caso di sversamenti;

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

Ispezioni

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

- **Ispezioni per il Comitato periferico**:

a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, secondo quanto indicato nel DPCM:

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

b. per gli impianti di produzione, successivamente con cadenza biennale dalla data di accettazione della RGR da effettuarsi unitamente alle eventuali verifiche periodiche effettuate dalle commissioni ex art. 40 DPR 886/79 e ex art. 90 – 93 DPR 624/96 eventualmente anche ex art. 49 codice navigazione;

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

- **Ispezioni per il Comitato Centrale**:

a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, sia su propria iniziativa in caso di particolari tipologie e complessità delle attività, sia su richiesta dei Comitati periferici;

b. per gli impianti di produzione ad olio, una visita annuale; per gli impianti di produzione a gas, che presentino situazioni particolari, una visita annuale. Per gli impianti di produzione a gas è prevista, inoltre una visita ispettiva a campione annuale;

c. per gli impianti non destinati alla produzione, compatibilmente con l'operatività, ispezioni ordinarie in caso di particolari tipologie e complessità delle attività.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

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

3.1.4 Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (Allegato 8), a norma degli artt. 24, commi 1 e 2, e 25, commi 1 e 2, del D.Lgs 145/2015 inviata alla Commissione europea ad Ottobre 2020. Tale relazione (per l'anno 2019) 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

3.1.5 Documenti di consultazione TRIPARTITA

Nella riunione del 29 gennaio 2020 si è riunita la Commissione di Consultazione Tripartita (Autorità Competente, Operatori, Sindacati) secondo le modalità previste dall'art. 5 del D.M. 5 luglio 2016 e dell'art. 3 degli accordi tripartiti sottoscritti, pervenendo alla firma dei Documenti di Consultazione tripartita.

I documenti affrontano le questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, sia alla tutela dell'ambiente. In particolare, i Documenti sono stati aggiornati anche alla luce delle problematiche emerse a seguito dell'incidente grave occorso nella primavera 2019 passata sulla Piattaforma "Barbara F", e all'incidente occorso tra il *Jack-up Key Manhattan* e la piattaforma "Annabella", allo scopo di pervenire a un efficace aggiornamento delle norme e delle linee guida sulle migliori pratiche ai fini della prevenzione degli incidenti gravi.

I Documenti di Consultazione tripartita firmati sono riportati per EniMed in allegato 9, per Eni negli allegati 10 e 11, per Edison E&P in allegato 12.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Carte titoli vigenti e relativi impianti

PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 1

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

Zona soggetta all'accertamento della non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza

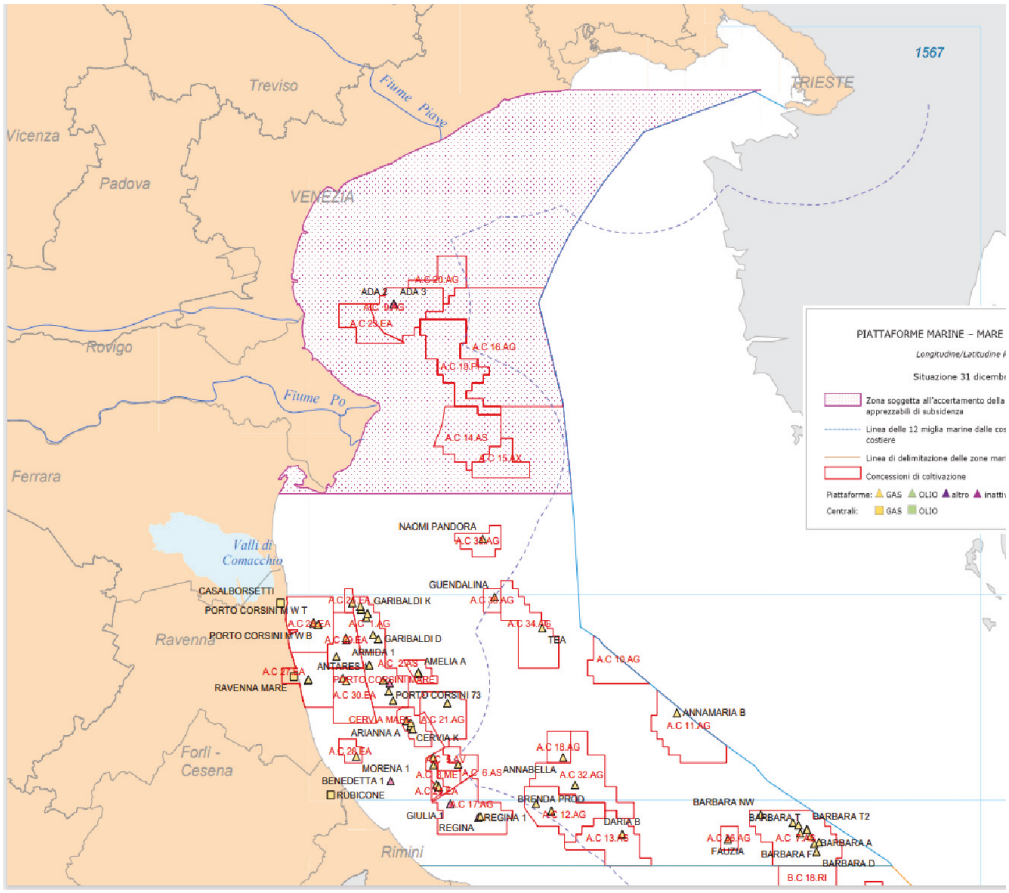
Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere

Linea di delimitazione delle zone marine

Concessioni di coltivazione

Piattaforme: GAS OLIO altro inattive

Centrali: GAS OLIO



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

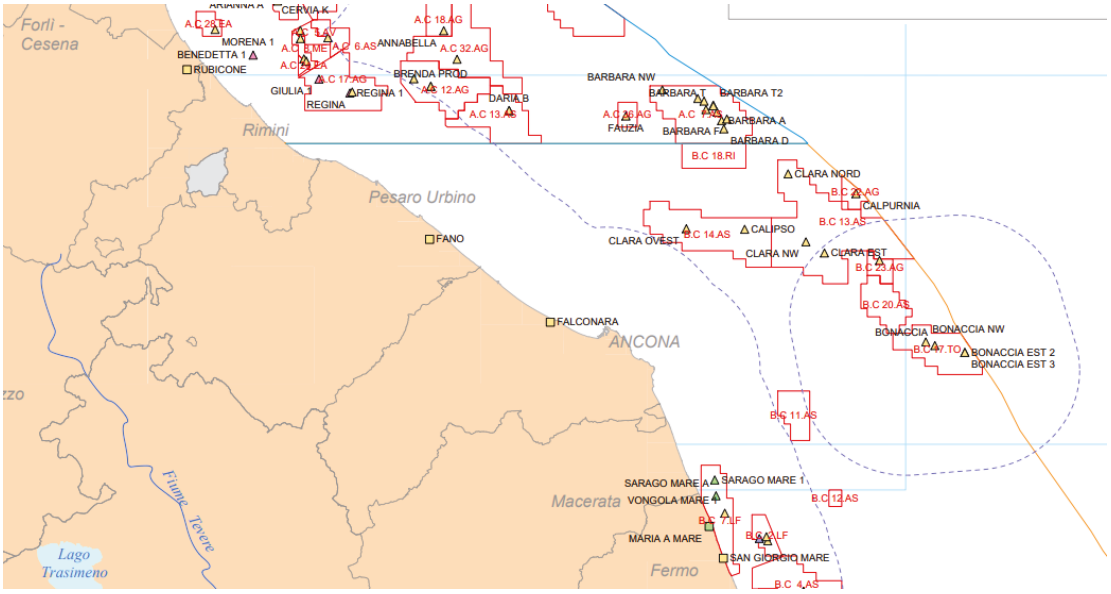
Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere

Linea di delimitazione delle zone marine

Concessioni di coltivazione

Piattaforme: GAS OLIO altro inattive

Centrali: GAS OLIO



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

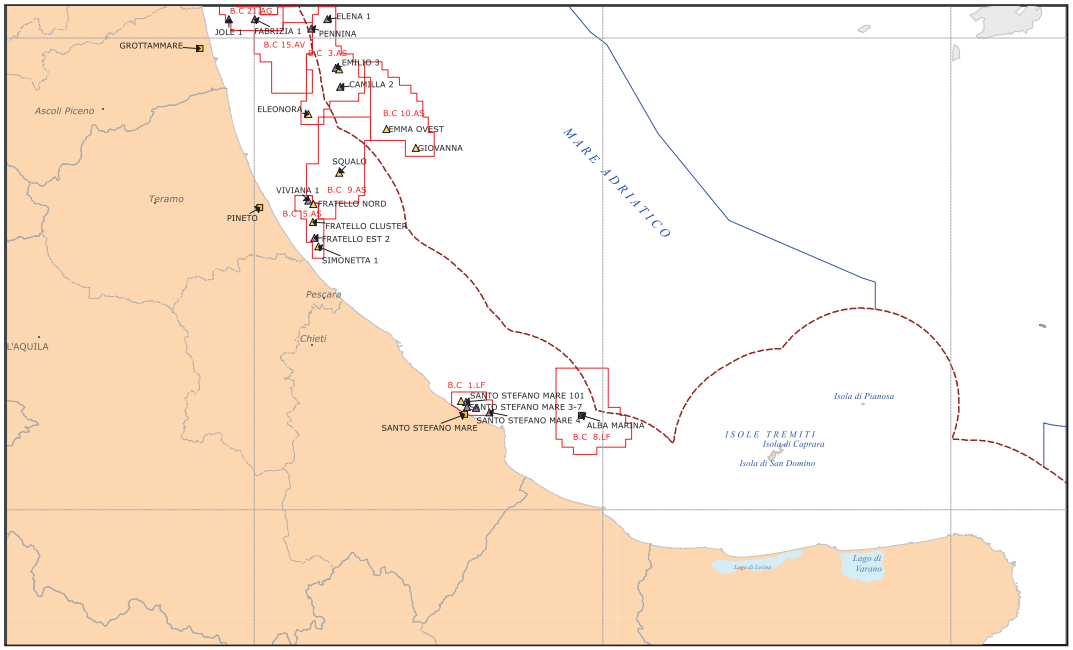
Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere

Linea di delimitazione delle zone marine

Concessioni di coltivazione

Piattaforme: GAS OLIO altro inattive

Centrali: GAS OLIO



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

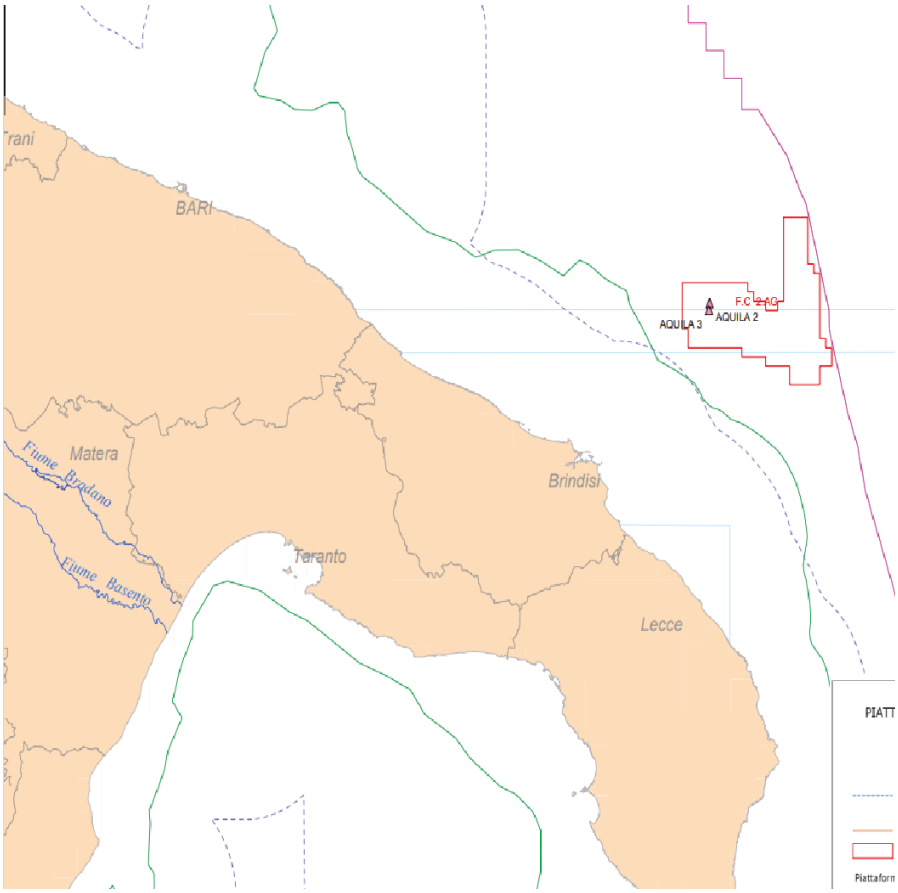
Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere

Linea di delimitazione delle zone marine

Concessioni di coltivazione

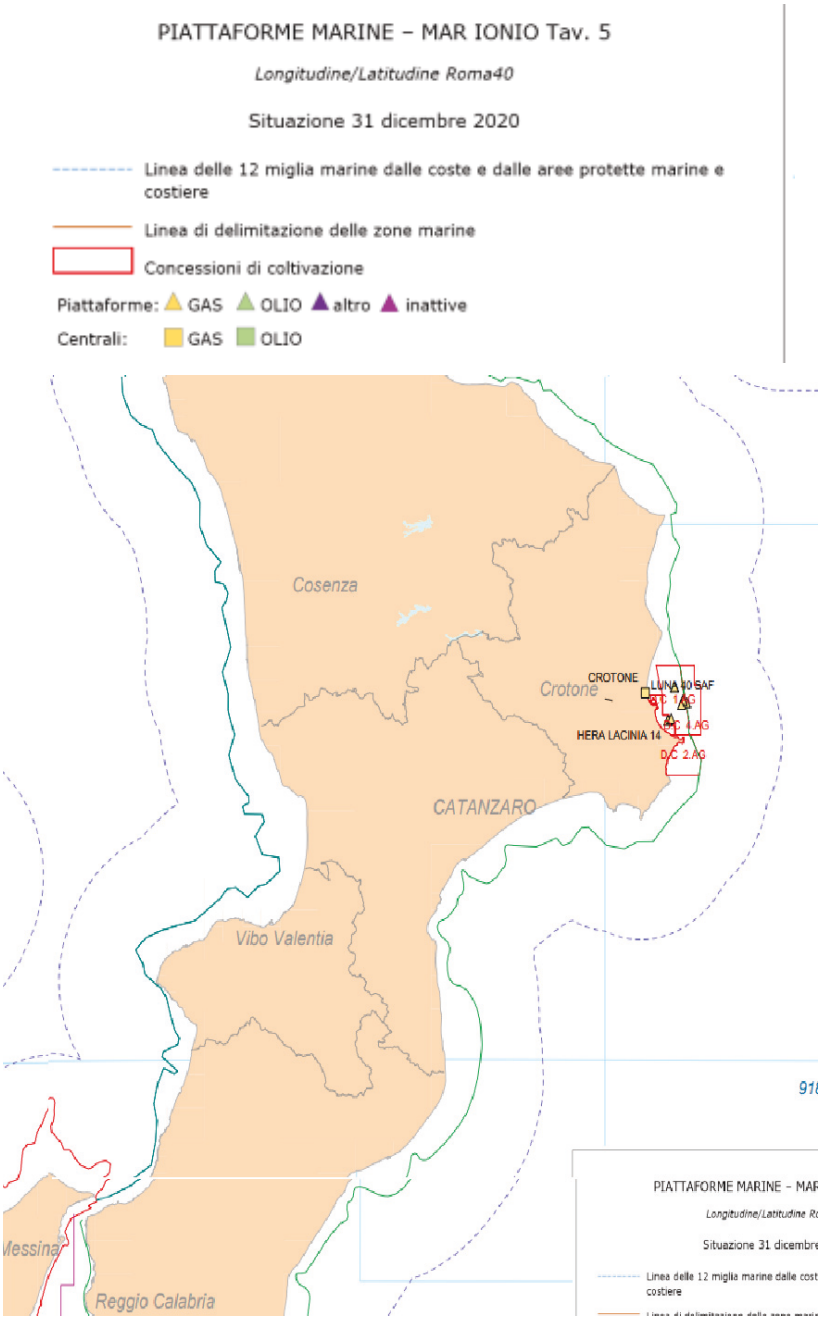
Piattaforme: GAS OLIO altro inattive

Centrali: GAS OLIO



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

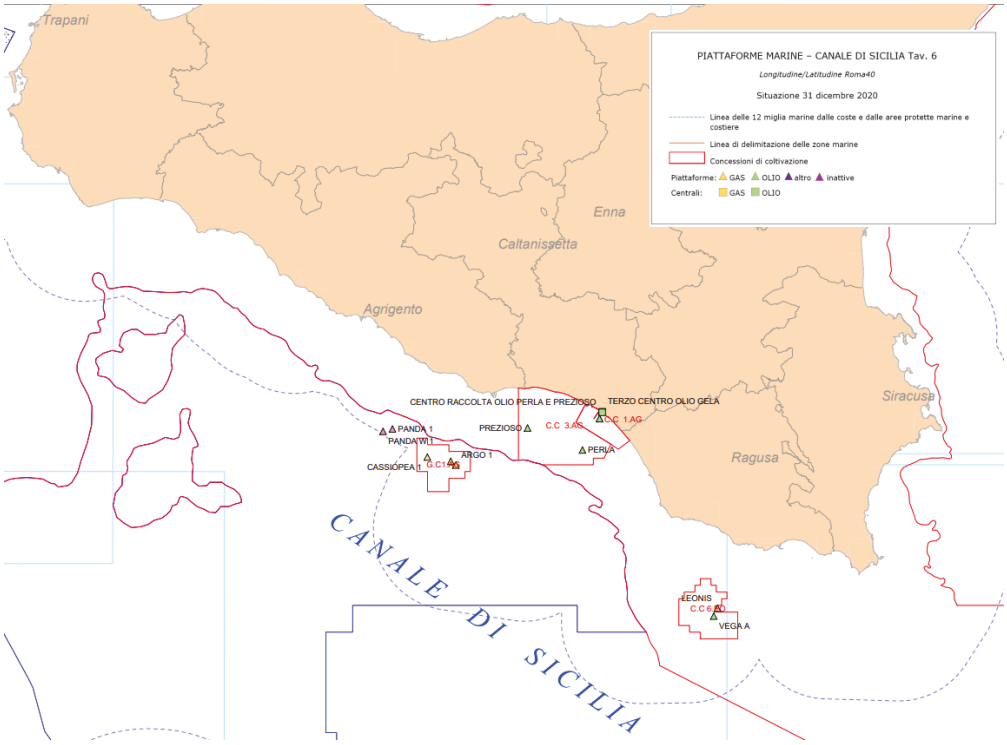
Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere

Linea di delimitazione delle zone marine

Concessioni di coltivazione

Piattaforme: GAS OLIO altro inattive

Centrali: GAS OLIO



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 20 marzo 2017 "Decreto di nomina del Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare";
- Allegato 3 DPCM 25 agosto 2021"Decreto di nomina del Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare";
- Allegato 4: DM 5 luglio 2017, "Modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori, e rappresentanti dei lavoratori";
- Allegato 5: Questionario "*Italy - National EERPs - Questionnaire to Member State*"
- Allegato 6: Programma *Workshop* "*Clypea progetti e sfide per l'energia del futuro*", *Network* CLYPEA, Roma 29 gennaio 2020.
- Allegato 7: Chiarimenti richiesti al Mise e Mef per spese inerenti ad attività ispettive e di controllo effettuate dal Comitato;
- Allegato 8: Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2019) inviata a ottobre 2020.
- Allegato 9: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione 29 gennaio 2020.
- Allegato 10: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione 29 gennaio 2020.
- Allegato 11: Addendum ai Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione 29 gennaio 2020
- Allegato 12: Documenti di consultazione tripartita di Edison approvato nella riunione 29 gennaio 2020.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Elenco acronimi

Acronimo	*Descrizione*
FSO e FPSO	*unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi (FSO: Floating Storage and Offloading Unit, FPSO: Floating Production and Offloading Unit)*
DG SAIE	*Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche*
DGS UNMIG	*Direzione generale per la sicurezza anche ambientale – Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse*
EMSA	*European Maritime Safety Agency (Agenzia europea per la sicurezza marittima)*
EUOAG	*European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group*
FMI	*impianto fisso con personale*
FNP	*impianto fisso non destinato alla produzione*
FPI	*impianto galleggiante destinato alla produzione*
ISPRA	*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*
JRC	*Joint Research center – Centro comune di ricerca – Commissione Europea*
MITE	*Ministero della Transizione Ecologica*
MARPOL	*International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi)*

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Elenco delle principali norme menzionate

➢ **Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128** "Norme in materia di polizia delle miniere e delle cave";
➢ **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";
➢ **Decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435** "Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare";
➢ **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".
➢ **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";
➢ **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";
➢ **Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195,** "Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale";
➢ **Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152,** "Norme in materia ambientale";
➢ **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";
➢ **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".

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

➢ **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
➢ **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
➢ **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
➢ **Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.** Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.
➢ **Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.** Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.
➢ **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.
➢ **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.
➢ ***Decreto Ministeriale 5 luglio 2017*** relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi.
➢ **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017** Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.
➢ **Legge 11 febbraio 2019, n. 12** *Conversione in legge, con modificazioni,*

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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
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*
Legge 27 dicembre 2019 n. 160 *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.*
Legge 28 febbraio 2020 n. 8 "*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*"
Legge 11 settembre 2020, n. 120 *"Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale"**.***

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

email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it

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

https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

FUNZIONAMENTO COMITATO

CORTE DEI CONTI
0036013-22/11/2016-SCCLA-PCGEPRE-A

MOD. 247

3480

Il 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

MODULARIO P.C.M. 194

MOD. 247

Il 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: *"DGSAIE"):* autorità preposta al rilascio delle licenze di cui all'articolo 2, comma 1, lettera *e)*, del decreto legislativo 18 n. 145 del 2015;

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

MODULARIO P.C.M. 194

MOD. 247

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

e. *Comunicazione di cui al decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145* (di seguito: *"Comunicazione"*): la comunicazione di cui agli articoli 11, comma 3, e comma 1, lettera *c)*; agli articoli 11, comma 1, lettera *h)*, e 15, comma 1; agli articoli 11, comma 1, lettera *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 *q)*, 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;

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot. 0022000000TN

MODULARIO P.C.M. 194

MOD. 247

Il 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

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot. 2022/0000200/TN

MODULARIO P.C.M. 194

MOD. 247

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

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

ART. 5
(Pareri)

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

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

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

ART. 7
(Modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'articolo 2, comma 1, lettera bb) del decreto legislativo n. 145 del 2015)

1. Il Comitato, su proposta della Direzione e con il supporto della segreteria del Comitato, definisce le tipologie di attività da considerare quali modifiche non sostanziali per le operazioni riguardanti gli impianti di produzione, quelle non destinate alla produzione, le operazioni di pozzo e combinate.
2. Le modifiche non sostanziali di cui al comma 1 sono elencate in apposite guide tecniche operative emanate dal Comitato, da aggiornarsi periodicamente, e pubblicate sul sito del

PRESIDENZA DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2023 Prot. 0009000000TN

MODULARIO P.C.M. 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

MODULARIO P.C.M. 194

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;

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

MODULARIO P.C.M. 194

MOD. 247

Il 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/000200/TN

MODULARIO 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

SEGRETARIATO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCONTRO
DI REGOLARITA' AMMINISTRATIVO-CONTABILE
VISTO E ANNOTATO AL N. 2463/2016
Roma, 16.11.2016
IL REVISORE

IL DIRIGENTE

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

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

- 6 DIC. 2016
IL MAGISTRATO

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

PER COPIA CONFORME

m_amte.AOO_ENE.REGISTRO UFFICIALE.I.0011107.09-05-2017

Ministero dello Sviluppo Economico

GABINETTO DEL MINISTRO

Ministero dello Sviluppo Economico
Uffici diretta collaborazione del Ministro
Struttura: **UDCM_GAB**
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. **0010867 - 05/05/2017** - USCITA
titolario: **31.**

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: D.P.C.M. 20 marzo 2017 relativo alla nomina del prof. Ezio Mesini a Presidente del Comitato sicurezza operazioni in mare offshore.

Si trasmette per i seguiti di competenza il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri indicato in oggetto.

IL DIRETTORE DI GABINETTO
(Barbara Luisi)

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CORTE DEI CONTI
0008986-23/03/2017-SCCLA-PCGEPRE-A

MOD. 247

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

VISTO il decreto legislativo 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 l'articolo 8, comma 7, 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 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;

RITENUTO quindi, che occorre procedere alla nomina di un esperto con funzioni di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, come previsto dall'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n.145;

VISTO il *curriculum vitae* del professor Ezio Mesini;

RITENUTO che il professor Ezio Mesini sia in possesso di capacità adeguate alle funzioni da svolgere, avuto riguardo ai titoli professionali ed alle esperienze maturate;

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;

ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - S.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

MOD. 247

MODULARIO P. C. M. 194

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 16 dicembre 2016, con il quale alla Sottosegretaria di Stato alla Presidenza del Consiglio dei ministri, on. avv. Maria Elena Boschi, è stata conferita la delega per la firma dei decreti, atti e provvedimenti di competenza del Presidente del Consiglio dei ministri;

VISTI i pareri favorevoli resi dalle competenti Commissioni parlamentari,

DECRETA

Articolo 1

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

Il presente decreto sarà trasmesso ai competenti organi di controllo.

Roma, 20 MAR. 2017

p. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
LA SOTTOSEGRETARIA DI STATO
(Maria Elena Boschi)

PRESIDENZA DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI

PER COPIA CONFORME
Il Segretario Generale della
Presidenza del Consiglio dei Ministri
P. Squillace

PRESIDENZA DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
SEGRETARIATO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCONTRO
DI REGOLARITA' AMMINISTRATIVO-CONTABILE
VISTO E ANNOTATO AL N. 905/2017
Roma, 23.3.2017
IL REVISORE
IL DIRIGENTE

CORTE DEI CONTI
UFFICIO CONTROLLO ATTI P.C.M.
MINISTERI GIUSTIZIA E AFFARI ESTERNI
Reg.ne - Prev. n. 749
05 APR 2017
IL MAGISTRATO

ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - S.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Presidenza del Consiglio dei Ministri

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

Presidenza del Consiglio dei Ministri
DICA 0027532 P-4.8.1.1
del 01/10/2021
36165223

Al Ministero dello sviluppo economico
Ufficio di Gabinetto
Via Molise, 2
00187 ROMA
gabinetto@pec.mise.gov.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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

MOD. 247

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

2803

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

VISTO il decreto legislativo 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;

ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - S

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

MODULARIO P. C. M. 194

MOD. 247

2.07

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

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

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

VISTO il *curriculum vitae* del professor Ezio Mesini;

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

VISTI i pareri favorevoli resi dalle competenti Commissioni parlamentari;

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

DECRETA

Articolo 1

1. Il professor Ezio Mesini è confermato nell'incarico di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la durata di tre anni.

Il presente decreto è trasmesso ai competenti organi di controllo.

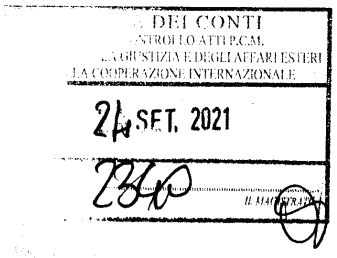
Roma, 25 NOV 2021

PRESIDENZA DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
SEGRETARIATO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCONTRO
DI REGOLARITÀ AMMINISTRATIVO CONTABILE
VISTO E ANNOTATO AL N. 3456
ROMA 3/12/2021
IL REVISORE

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - S



Camera dei Deputati **ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN**

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

Ministero dello Sviluppo Economico

GABINETTO DEL MINISTRO

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)

Via Veneto, 33- 00187 Roma
tel. +39 06 42043 4582 – fax +39 06 47887796
e-mail segreteria.capogabinetto@mise.gov.it
www.sviluppoeconomico.gov.it

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Ministero dello Sviluppo Economico

Il MINISTRO

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

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

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

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

SENTITE le associazioni sindacali di settore maggiormente rappresentative

Articolo 1

(Finalità)

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 I 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, predispone uno schema di accordo da sottoporre alla discussione con i rappresentanti dell'operatore e dei lavoratori in una apposita riunione preliminare.
2. Lo schema di accordo da stipularsi per ogni operatore:
    a. definisce le modalità e la cadenza per la consultazione tripartita, tenendo conto dei criteri espressi dal presente decreto;
    b. fa riferimento al complesso di tutte le attività svolte nell'off-shore italiano dall'operatore;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

I National EERPs - Questionnaire to Member States

ITALY

The purpose of this questionnaire is as a basis upon which to provide support and guidance to Member States to help improve their EERPs. This information will remain confidential and will not be shared with other Member States or any other party. Your clearest and most open responses are sought in order to enable us to provide you with the best possible support. Please offer as much detail in your answers as you can. Thank you for your time in completing this questionnaire.

Question	YES / NO	Please Give Details If you answered "No" please explain your answer If you answered "yes" please indicate where information can be found, or any other useful information
(1) About your EERP		
(a) Does your Member State have a national EERP?	**YES**	The external emergency response plans are those referred to in law no. 979 of 1982. They develop on a three tiers system of response: the Antipollution Local Contingency Plans of the local Maritime Compartments; the Antipollution Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree 29 January 2013; the National emergency response plan of Civil Protection Plan for pollution at sea, issued with DPCM 4 November 2010,
Only if you answered 'yes' to (a):		
(b) Does the EERP cover all offshore oil and gas installations or connected infrastructure? If not, which areas are not covered?	**YES**	The Plans cover all offshore plants in the hydrocarbon sector and related infrastructures and all areas potentially affected by serious accidents.
(c) Does the EERP specify roles and financial obligations of licensees and operators? If not, is this information contained elsewhere?	**YES**	The reference is the Law 979/82. The Local and National Plans do not specify the roles and financial obligations of licensees and operators but they take into account the economic and financial support measures to support the interventions sustained in the local area (debt recognition, compensation for damages, etc.), in line with the principle of "*polluter pays*". Other measures for financial obligations are the payment of state property fees, proportionate to the area granted, and the payment of royalties, proportionate to the quantities of hydrocarbons produced (oil and gas); part of these sums is paid to the Ministry of Environment to be reinvested in environmental protection activities.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Camera dei Deputati — 101 — Senato della Repubblica
XVIII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI — DOC. CCXLVIII N. 4

Question	YES / NO	Please Give Details If you answered "No" please explain your answer If you answered "yes" please indicate where information can be found, or any other useful information
(d) Was the EERP prepared in cooperation with operators and owners, licensees and the competent authority? If not, which organisations were involved in preparing it?	**NO**	Ministry of Environment, Italian Coast Guard and Civil Protection Department were primarily involved in the preparation of the Plans. Operators and owners are secondarily involved by competent local maritime authorities for the cooperation and the conjunction with internal emergency plans, which must be coordinated with to EERPs.
(e) Does the EERP take into account the most up to date versions of the emergency response plans of installations and infrastructure in the area covered? If not, how often do version updates occur?	**YES**	According to Italian Law Decree n. 145/2015 of transposition of the "*Offshore Directive*", these versions are part of Local Contingency Plan that each Coast Guard office has at level of Maritime Compartment.
(f) Has your Member State previously made the EERP available to: the Commission, other Member States, the public?	**YES**	National Plans are shared with EMSA, REMPEC and European Civil Protection in order to make them available to other Member States and the public. They are also published in the respective web site of the Ministry of Environment and the Civil Protection (the links to the web site pages with the national plans were communicated to the Joint Research Center of Commission and they are mentioned on page 96 of Zhovtyak E., Besozzi M., Tarantola S., Contini, S. *Overview of Member States compliance with the requirements of Directive 2013/30/EU concerning External Offshore Emergency Response Plans*, EUR 29295 EN, Publication Office of the European Union, Luxembourg, 2018) Other information about the dissemination of Single Local Contingency Plans could be found in the single plans and they are managed by the Italian Coast Guard.
(g) Does your EERP contain names and positions of persons authorised to initiate emergency procedures, and of persons authorised to direct the external emergency response?	**YES**	Local and National Contingency Plans specify the role of involved authorities, the procedures for initiating an emergency response and coordinating the interventions.
(h) Does your EERP contain details of arrangements for receiving early warning of major accidents, and alert and emergency response procedures?	**YES**	The Local and National Contingency Plans present the emergency numbers of competent authorities and refer to standard POLREP international format for the communication of details.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Question	YES / NO	Please Give Details If you answered "No" please explain your answer If you answered "yes" please indicate where information can be found, or any other useful information
(i) Does your EERP contain details of arrangements for coordinating resources for response?	**YES**	This information is included in the Local and National Contingency Plans.
(j) Does your EERP contain details of arrangements for providing assistance to the internal emergency response?	**YES**	This information is included in the Local and National Contingency Plans, which the Internal Plans should refer.
(k) Does your EERP contain details of arrangements for providing persons and organizations that may be affected by the major accident with suitable information and advice?	**YES**	Most of this information is in the annex of the National Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree 29 January 2013, and in the National emergency response plan of Civil Protection Plan for pollution at sea, issued with DPCM 4 November 2010;
(l) Does your EERP contain details of arrangements for the provision of information to the emergency services of other Member States and the Commission in the event of a transboundary major accident?	**YES**	In the National Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree 29 January 2013, it is adopted the POLREP format for standard communications, which could be sent to EMSA or REMPEC for dissemination to other neighboring States in case of transboundary major accident. Also the National emergency response plan of Civil Protection Plan for pollution at sea, issued with DPCM 4 November 2010, refer to EMSA REMPEC and the mechanism of European Civil Protection through the use of CECIS.
(m) Does your EERP contain details of arrangements for the mitigation of the negative impacts on wildlife both onshore and offshore including the situations where oiled animals reach shore earlier than the actual spill?	**YES**	The Plans task the Head of Maritime Compartment to trigger the intervention of Institutions in charge of the coastal defense and wildlife protection, by using the proper communication forms.
(n) Does your EERP clearly explain the role of the authorities, emergency responders, coordinators and other subjects active in emergency response, so that cooperation is ensured in responding to major accidents?	**YES**	This information is included in the Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree 29 January 2013, and in the National emergency response plan of Civil Protection Plan for pollution at sea, issued with DPCM 4 November 2010
(o) Does your EERP contain provisions for responding to a major accident that potentially overwhelms the Member State or exceeds its boundaries?	**YES**	This information is included in the Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree 29 January 2013, and in the

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Question	YES / NO	Please Give Details If you answered "No" please explain your answer If you answered "yes" please indicate where information can be found, or any other useful information
		National emergency response plan of Civil Protection Plan for pollution at sea, issued with DPCM 4 November 2010
(p) Does your EERP contain provisions for sharing external emergency response plans with adjacent Member States and the Commission?	**YES**	The Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree 29 January 2013, and in the National emergency response plan of Civil Protection Plan for pollution at sea, issued with DPCM 4 November 2010, were shared with EMSA, REMPEC and European Commission only once was issued and approved.
(q) Does your EERP contain provisions for compiling at cross-border level the inventories of response assets, both industry and publicly owned and all necessary adaptations to make equipment and procedures compatible between neighbouring countries and Member States?	**NO**	
(r) Does your EERP contain Procedures for invoking the Union Civil Protection Mechanism?	**YES**	The Civil Protection Department is the national focal point for the activation of the Mechanism.
(s) Does your EERP contain provisions for arranging transboundary exercises of external emergency response?	**NO**	The Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree n. 29/2013, does not have provisions about transboundary exercises. Nevertheless, other information about transboundary exercises could be found in the Single Local Contingency Plans and they are managed by the Italian Coast Guard. Italy is part of the Ramoge Agreement that provides for regular antipollution exercises with France and Principality of Monaco. Italy also organizes a SAR-Antipollution exercises with Croatia every year.
(2) About your Member State		
(a) Has your Member State previously been involved, or is currently involved in collaborative EERP work with neighbouring or other Member States?	**NO**	
Only if you answered 'yes' to (a): (b) Has this involved cross-border information exchange on emergency response equipment, including its compatibility and interoperability?		

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Question	YES / NO	Please Give Details If you answered "No" please explain your answer If you answered "yes" please indicate where information can be found, or any other useful information
(c) Has this involved cross-border exchange of expertise? (d) Has this involved encouraging industry to develop response equipment and contracted services that are compatible and interoperable?		
(e) Does your Member State keep records of emergency response equipment and services?	**YES**	There are own services and equipment of the State and also contractual resources that are used under concession by the State. Each Local Contingency Plan contains the available antipollution equipment.
Only if you answered 'yes' to (e): (f) Has your Member State made these records of emergency response equipment and services available to: the Commission?; other Member States or countries?	**YES**	With EMSA and REMPEC
(g) Has your Member State witnessed operators and owners testing their preparedness to respond effectively to major accidents? i.e. drillings	**YES**	This task is managed by Local Maritime Authorities. According with the Decree 23/01/2017 of the Italian Ministry of the Environment, specific antipollution exercises are carried out for the offshore platforms. The staff must be trained and the exercises are written on a special register, inspectable by the local maritime authority.
(h) Has your Member State developed cooperation scenarios for emergencies?	**YES**	The RAMOGEPol Plan with France and Montecarlo.
Only if you answered 'no' to (h): (i) Is this an area in which you believe your Member State may benefit from support and Member State collaboration?		
Only if you answered 'yes' to (h): (j) Has your Member State been able to regularly assess and update these Cooperation scenarios?	**YES**	Annual RAMOGEPol drills with France and Montecarlo.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Question	YES / NO	Please Give Details If you answered "No" please explain your answer If you answered "yes" please indicate where information can be found, or any other useful information
(k) Do you hold (either in an EERP or elsewhere) an inventory of available equipment, its ownership, location, means of transport to and mode of deployment at the site of a major accident?	**YES**	Inventories of available equipment are held by the Locals maritime Authorities for the relative areas of activities, (also in respect to the private sector one), and are also held by the Ministry of Environment for the contractualized one. Other resources, that could be managed by civil protection, can be used in case of necessity for major accident.
(l) Do you hold (either in an EERP or elsewhere) a description of the measures in place to ensure equipment and procedures are maintained in operable condition?	**YES**	Functional tests are carried out (every 2 months) for "oil spill response vessels" and for on-shore equipment.
(m) Do you hold (either in an EERP or elsewhere) an inventory of industry-owned equipment that can be made available in an emergency?	**YES**	The inventories of single industry-owned equipment are specified in the Antipollution Local Contingency Plans of the local Maritime Compartments.
(n) Do you hold (either in an EERP or elsewhere) a description of the general arrangements for responding to major accidents, including competencies and responsibilities of all involved parties and the bodies responsible for maintaining such arrangement?	**YES**	Local and National Contingency Plans specify the role of involved authorities, the procedures to initiate an emergency response and to coordinates the intervention.
(o) Do you hold (either in an EERP or elsewhere) measures to ensure that equipment, personnel and procedures are available and up to date and sufficient members of trained personnel are available at all times?	**YES**	Not in the Plans but in other legal acts (such as the contract with the concessionaire for private anti-pollution services) it is provided the functionality and the readiness of the entire system.
(p) Do you hold (either in an EERP or elsewhere) evidence of prior environment and health assessments of chemicals to be used as dispersants?	**YES**	The uptake of dispersants is an option within the Italian Pollution Response strategy. This information is included in The National Plan of the Italian Ministry of Environment, issued with Ministerial Decree 29 January 2013. In other Ministerial Decrees are laid down the technical and administrative procedures that dispersants (both of synthetic or natural origin) and absorbent materials not inerts shall undergo to be granted the certification of suitability (included the tests and lab trials aimed at ascertaining the effectiveness, the stability, the biodegradation rate, the potential for bioaccumulation and the toxicity.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Question	YES / NO	Please Give Details If you answered “No” please explain your answer If you answered “yes” please indicate where information can be found, or any other useful information
(3) Other information and suggestions		
(a) Do you have any suggestions on relevant issues which you believe would benefit from interactive discussion with other Member States.	NO	

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

ISTITUTO NAZIONALE DI GEOFISICA E VULCANOLOGIA

CLYPEA® INNOVATION NETWORK FOR FUTURE ENERGY

CLYPEA Progetti e sfide per l'energia del Futuro

H.09.30 29.01.2020
Sala Conferenza
Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
Via di Vigna Murata, 605, 00143 Roma RM

09.30-10.00 Registrazione e welcome coffee
10.00-10.05 Benvenuto, *C. Doglioni,* Presidente INGV
10.05-10.10 Apertura del lavori, *G. Dialuce,* Direttore Generale DG-ISSEG

10.10-10.20 CLYPEA Talks – Progetti e attività del Network

10.20-11.20 PROGETTO SEALINES
Introduzione: *I. Antoncecchi*, DG-ISSEG
Intervengono: *D. Di Battista***,** Università dell'Aquila**;** *S. Ferrero*, Politecnico di Torino;
N. Mondelli, Basis Engineering; *M. Rovere*, CNR-ISMAR; *M. Bevilacqua,* DG-ISSEG

11.20-11.30 PROGETTO DISMISSIONI
F. Moia, RSE

11.30- 12.00 PROGETTO INDICATORE
Introduzione *R. Cianella*, DG-ISSEG
Intervengo: *A. Tugnoli*, Università di Bologna; *S. Maran*, RSE

12.00-13.00 PROGETTO SUBSIDENZA
Introduzione: *I. Antoncecchi*, DG-ISSEG;
Intervengono: *G. Pezzo* INGV; *F. Colucci, F. Moia* RSE; *S. Gandolfi*, Università di Bologna;
V. Rocca, Politecnico di Torino; *L. Petracchini*, CNR-IGAG; *M. Manzo*, CNR-IREA

13.00-14.00 Pranzo

14.00-14.50 MONITORAGGI DEL SOTTOSUOLO
Introduce: *I. Antoncecchi*, DG-ISSEG;
Intervengono: *A. Morelli*, *G. D'Anna***,** INGV; *A. Zollo*, Università di Napoli; *G. Della Vecchia*, Politecnico di Milano,
R. Lanari, CNR-IREA

14.50 -15.00 MONITORAGGIO E BEST PRACTICES BLACK BOX
M. Ferrari, Università di Bologna

15.00-15-10 TECNOLOGIE PER LA SICUREZZA E IL RIUTILIZZO DI PIATTAFORME OIL&GAS
A. Carpignano, Politecnico di Torino

15.10-16.10 Tavola rotonda "Sistemi energetici del futuro"
Modera: *A. Di Gregorio*, CRIET
Partecipano: *G. Dialuce*, Direttore Generale DG-ISSEG; *F. Terlizzese*, Presidente Circle;
F. Fava, Professore ordinario di Biotecnologie industriali ed ambientali, delegato nazionale H2020;
F. Trincardi, Direttore Dipartimento Terra e Ambiente del CNR; *C. Doglioni*, Presidente INGV

Camera dei Deputati **ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN**

mise.AOO_SCO.REGISTRO UFFICIALE.U.0000170.15-10-2019

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Il Presidente

AL MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE
- UFFICIO DEL COORDINAMENTO LEGISLATIVO
  ufficiocoordinamentolegislativo@pec.mef.gov.it
- UFFICIO LEGISLATIVO – ECONOMIA
  legislativo@pec.mef.gov.it

VIA XX SETTEMBRE 97
00187 ROMA

AL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
- UFFICIO DI GABINETTO
  gabinetto@pec.mise.gov.it
- UFFICIO LEGISLATIVO
  Ufficio.legislativo@pec.mise.gov.it

VIA MOLISE 2
00187 - ROMA

E P.C.
AL MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE
DIPARTIMENTO RAGIONERIA GENERALE DELLO STATO
rgs.ragionieregenerale.coordinamento@pec.mef.gov.it
VIA XX SETTEMBRE
00187 ROMA

AL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
D.G.S. – UNMIG
dgsunmig.dg@pec.mise.gov.it
VIA MOLISE 2
00187 ROMA

Oggetto: Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la ricerca e coltivazione degli idrocarburi (ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145) – Richiesta chiarimenti.

Via Molise, 2 – 00187 Roma
Tel: (+39) 06 4705 3794 – 334 652274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it
Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Il Presidente

Sulla Gazzetta Ufficiale del 16 settembre 2015, n. 215 è stato pubblicato il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi che modifica la direttiva 2004/35/CE. Lo stesso si inserisce in un quadro normativo già esistente in materia di sicurezza e di protezione del mare dall'inquinamento che ha finora garantito, attraverso una rigorosa applicazione e costanti controlli da parte delle strutture tecniche del Ministero dello sviluppo economico, in collaborazione con gli altri enti competenti, il raggiungimento dei più alti livelli europei di sicurezza per i lavoratori e l'ambiente, con incidenti e infortuni ben inferiori a quelli del complesso industriale produttivo.

Il decreto legislativo n. 145/2015 istituisce, ex art. art. 8, recependo il corrispondente articolo della direttiva, il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, autorità competente e deputata a svolgere funzioni con poteri di regolamentazione, vigilanza e controllo al fine di prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e quindi di limitare le conseguenze di tali incidenti.

Il Comitato dispone di un organismo centrale e delle articolazioni sul territorio e si avvale delle strutture e delle risorse umane già previste a legislazione vigente. Opera con indipendenza dalla funzione di rilascio delle licenze per le operazioni a mare, funzioni svolte dal Ministero dello sviluppo economico. Al Comitato medesimo, dunque, viene affidato principalmente il compito di definire ed attuare processi e procedure per la valutazione approfondita delle relazioni sui grandi rischi e di tutta la specifica documentazione richiesta agli operatori del settore, nonché di far rispettare le norme introdotte dal decreto legislativo in parola, anche mediante ispezioni, indagini e azioni di esecuzione.

Ai sensi dell'art. 21 del D. Lgs. n. 145/2015 il Comitato verifica attraverso l'acquisizione delle comunicazioni di cui all'articolo 15, comma 4, e tramite ispezioni l'osservanza delle misure indicate nella relazione sui grandi rischi e nei programmi di cui alla comunicazione di operazioni di pozzo e alla comunicazione di operazioni combinate, presentati a norma dell'articolo 11, comma 1, rispettivamente lettere e), h) e i).

Via Molise, 2 – 00187 Roma
Tel: (+39) 06 4705 3794 – 334 652274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it
Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Il Presidente

Lo stesso art. 21 al comma 2 prevede che gli operatori assicurano al Comitato e a tutte le persone che agiscono sotto la direzione del Comitato, il trasporto verso e dagli impianti o navi connessi alle operazioni nel settore degli idrocarburi, incluso il trasporto delle attrezzature, cioè mediante elicottero o unità navale di supporto per raggiungere le piattaforme in mare, nonché vitto, alloggio e altre prestazioni connesse alle visite agli impianti al fine di facilitare il controllo da parte del Comitato, anche per effettuare ispezioni e indagini per far rispettare le norme di sicurezza connesse al decreto in parola nonché la conformità delle operazioni alle relazioni sui grandi rischi.

Le installazioni e piattaforme operative sono ubicate nell'offshore italiano dall'alto Adriatico fino al Canale della Sicilia ed è evidente che i membri del Comitato medesimo devono far fronte a spese di viaggio per raggiungere le basi operative.

Relativamente alla questione concernente il rimborso delle spese predette, 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 tipo .... 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, che sono tenuti al versamento di un contributo pari all'1 per mille del valore delle opere da realizzare...."*

La quota pari all'1 per mille del valore delle opere da realizzare versata dagli operatori in ogni caso verrebbe a coprire le spese di viaggio sostenute dai membri del Comitato, di qui perciò manifesta antinomia rispetto a quanto prescritto dal comma 7 del citato art. 8.

Quindi, mentre per le spese di vitto, alloggio e trasbordo verso e dalle installazioni a mare, l'art. 21 è esaustivo, per le spese di trasporto e trasferimento dalla sede del Comitato alle basi operative l'incongruenza sopra indicata non consentirebbe l'espletamento delle attività istituzionali.

Per tutto quanto sopra, lo scrivente ritiene che, tenuto conto della necessarietà di tali controlli di sicurezza sulle installazioni da parte del Comitato, si debba procedere ad effettuare le ispezioni di spettanza facendo gravare il rimborso delle spese di viaggio a carico del pertinente capitolo di cui al comma 9 dell'art. 8 del D.Lgs. in parola nelle more di una modifica di norma primaria che espunga dal su citato comma 7 le parole "rimborso spese".

Via Molise, 2 – 00187 Roma
Tel: (+39) 06 4705 3794 – 334 652274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it
Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Il Presidente

Salvo diverse indicazioni da parte di codesti Uffici competenti ad esprimere valutazioni in merito in tempi utili, lo scrivente procederà in tal senso e fa presente che la capienza dei versamenti degli operatori è sufficiente all'attività programmata da svolgere, per cui non si prevedono comunque nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Prof. Ezio Mesini

Via Molise, 2 – 00187 Roma
Tel: (+39) 06 4705 3794 – 334 652274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it
Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 2019

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Legenda

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

SEZIONE 1

PROFILO

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

a. Stato Membro: **Italia**

b. Periodo di riferimento: (anno civile) **2019**

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**

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 2019, 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 2019

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	12,590910	45,183561
4	Agostino A	NUI	-	1970	gas	19	12,495518	44,54018
5	Agostino A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,496197	44,540685

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	19	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	19	12,660836	44,405716
10	Amelia B	NUI	-	1991	gas	19	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	25	12,343127	44,391172
16	Angela Cluster	NUI	-	1975	gas	0	12,344848	44,392973
17	Annabella	NUI	-	1991	gas	24	13,078865	44,228781
18	Annalisa	NUI	-	1999	gas	0	13,113554	44,171042
19	Annamaria B	FMI	-	2009	gas	19	13,407327	44,322576
20	Antares 1	NUI	-	1982	gas	0	12,444429	44,393988
21	Antares A	NUI	-	1985	gas	0	12,453493	44,390057
22	Antonella	NUI	-	1976	gas	17	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	17	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	18	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	42	13,817099	44,050183
40	Barbara G	NUI	-	1992	gas	12	13,79153	44,063905
41	Barbara H	NUI	-	1992	gas	0	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	18	13,001086	44,131649

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	18	12,639005	44,294608
58	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105
59	Cervia B	NUI	-	1984	gas	17	12,645428	44,288823
60	Cervia C	NUI	-	1992	gas	12	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	17	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	34	12,51528	44,531601

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	39	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	19	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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 2019).

Tabella 2.2.a [✓e]
Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019)

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 istallazione** offshore è entrata in funzione durante l'anno 2019.								

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 2019)

Tabella 2.2.b [✓f]
Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019)

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 2019.						

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

2.3. Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019) [include le unità mobili di perforazione offshore (MODU) e gli altri impianti non destinati alla produzione]:

Tabella 2.3
Impianti mobili [✓g]

Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:

- ***Tipo d'impianto:***
  - **MODU** [Mobile Offshore Drilling Unit/impianto mobile di perforazione in mare]**;**
  - **altro impianto mobile non destinato alla produzione**
- ***Area geografica delle operazioni,*** *ad es.: Mare del Nord meridionale, Alto Adriatico*

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

2.4. Informazioni a fini della normalizzazione dei dati [✓h]. Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2019).

a. Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti: **2.710.426 h**

b. Produzione totale: **2.850 ktep**

Produzione di petrolio: **$0{,}45*10^6$ t**

Produzione di gas: **$2{,}93*10^9$ Smc**

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 2019).

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
191	**168**	**71**

3.2. Indagini

Numero e tipo di indagini effettuate durante il periodo di riferimento della relazione.

a. Incidenti gravi: **1**

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

b. 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 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.

- ***Legge 27 dicembre 2019 n. 160*** *recante "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 pervista 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.

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

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

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

Con l'art. *11-ter (Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee)* della legge 12/2019 è stata introdotta la pianificazione delle aree idonee, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, per lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse siano compatibili con l'assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico.

Con particolare riferimento alle aree marine, il piano (c.d. PiTESAI), oltre a tener conto di eventuali pianificazioni già in essere, deve considerare anche i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste. Nel PiTESAI devono altresì essere indicati i tempi e i modi per la dismissione delle installazioni che abbiano cessato le loro attività e per il ripristino dei relativi luoghi.

Il PiTESAI deve essere adottato entro febbraio 2021, previa valutazione ambientale strategica; fino a febbraio 2021:

- proseguono i procedimenti in corso per il conferimento di nuove concessioni di coltivazione;
- non è consentita la presentazione di nuove istanze di concessioni di coltivazione;
- sono sospesi i procedimenti amministrativi in corso per il conferimento di nuovi permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi;
- sono sospese le attività in essere di prospezione e ricerca di idrocarburi, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività.

Alla data di adozione del PiTESAI, nelle aree in cui le attività legate agli idrocarburi risultino compatibili con le previsioni del Piano, i titoli minerari sospesi riprendono efficacia. Nelle aree non compatibili saranno invece rigettate le istanze presentate e revocati i permessi in essere, con l'obbligo per il titolare del ripristino dei siti; le attività di coltivazione proseguono invece fino alla scadenza del titolo e non sono ammesse nuove istanze di proroga.

La stessa norma prevede infine l'aumento dei canoni minerari, a decorrere dal 1° giugno 2019.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Le Linee guida sono state adottate in applicazione dell'art. 25, comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante «*Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114*».

Il provvedimento definisce le procedure di *decommissioning* delle piattaforme e delle infrastrutture connesse, a servizio di impianti minerari, situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nell'ambito di concessioni di coltivazione di giacimenti di idrocarburi ormai esauriti o non più utilizzabili.

L'obiettivo delle Linee guida è quello di identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria delle piattaforme offshore, affinché l'intero processo sia compatibile sotto il profilo ambientale e sociale, nel rispetto della Strategia Marina, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibile. Tra le disposizioni, l'obbligo per le società titolari di concessioni minerarie di comunicare, entro il 31 marzo di ogni anno, al Ministero dello Sviluppo Economico l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, allegando una relazione tecnica descrittiva sullo stato degli impianti. Il MiSE, acquisiti i pareri del Ministero dell'Ambiente e il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali, pubblica entro il 30 giugno di ogni anno la lista delle piattaforme in dismissione e in particolar modo quelle che possono essere riutilizzate.

Possono essere quindi valutati e promossi anche eventuali usi alternativi innovativi delle piattaforme, in un'ottica di economia circolare e crescita blu. Le società e gli enti interessati al riutilizzo di una piattaforma in dismissione per scopi diversi dall'attività mineraria possono presentare il proprio progetto entro 12 mesi dalla pubblicazione dell'elenco. Le istanze presentate saranno valutate dall'Amministrazione competente, sulla base di specifici criteri quali l'innovazione, le ricadute socio-economiche, la sostenibilità e i tempi di esecuzione.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

SEZIONE 4

DATI RELATIVI AGLI INCIDENTIE PRESTAZIONI DELLE OPERAZIONI IN MARE

4.1. Dati relativi agli incidenti [✓l]

Numero di eventi da comunicare ai sensi dell'allegato IX: **2**

dei quali identificati come incidenti gravi: **1**

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

Categorie ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	N. eventi / ore lavorate	N. eventi / ktep
a) Rilasci accidentali	**0**	**0**	**0**
Rilasci di petrolio/gas infiammati - Incendi	-	-	-
Rilasci di petrolio/gas infiammati - Esplosioni	-	-	-
Rilasci di gas non infiammato	-	-	-
Rilasci di petrolio non infiammato	-	-	-
Rilasci di sostanze pericolose	-	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	**0**	**0**	**0**
Eruzioni	-	-	-
Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso	-	-	-
Guasto di una barriera del pozzo	-	-	-
c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	**1**	**$0{,}369*10^{-6}$**	**$0{,}351*10^{-3}$**
d) Perdita di integrità strutturale	**2**	**$0{,}738*10^{-6}$**	**$0{,}702*10^{-3}$**
Perdita di integrità strutturale	*2*	*$0{,}738*10^{-6}$*	*$0{,}702*10^{-3}$*
Perdita di stabilità/galleggiamento	-	-	-
Perdita di stazionarietà	-	-	-
e) Collisione di una nave	**1**	**$0{,}369*10^{-6}$**	**$0{,}351*10^{-3}$**
f) Incidenti di elicottero	**0**	**0**	**0**
g) Incidenti mortali (solo se in relazione a un incidente grave)	**1**	**$0{,}369*10^{-6}$**	**$0{,}351*10^{-3}$**
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	**1**	**$0{,}369*10^{-6}$**	**$0{,}351*10^{-3}$**
j) Incidenti ambientali	**0**	**0**	**0**

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

4.3. Numero totale di decessi e infortuni [✓o] **(**)**

	Numero	Valore normalizzato
Numero totale di decessi	1	$0{,}369 * 10^{-6}$
Numero totale di infortuni gravi	9	$3{,}32 * 10^{-6}$
Numero totale di infortuni	16	$5{,}90 * 10^{-6}$

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

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

SECE	Numero di guasti ai SECE associati a incidenti gravi
a) Sistemi di integrità strutturale	1
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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

4.5. Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

Osservazione: la tabella non è stata compilata perché le indagini tecniche relative all'incidente grave, riportato nel par. 4.1, sono ancora in corso alla data di redazione della relazione.

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

4.6. Principali esperienze acquisite in seguito agli incidenti da condividere

Osservazione: il paragrafo non è stato aggiornato perché le indagini tecniche relative all'incidente grave, riportato nel par. 4.1, sono ancora in corso alla data di redazione della relazione.

……//……
……//……

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Note metodologiche
e di accompagnamento relative alla

Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi Italia Anno 2019

Sommario delle note

Sezione 1 – Profilo 23
Sezione 2 – Impianti 24
[✓a] 24
[✓b] 25
[✓c] 25
[✓d] 26
[✓e] 26
[✓f] 26
[✓g] 27
[✓h] 27
Sezione 3 - Funzioni e quadro di riferimento normativo 28
[✓i] 28
Sezione 4. Dati su incidenti e prestazioni delle operazioni in mare 29
[✓l] 29
[✓m] 29
[✓n] 30

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

[✓o] 30

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

2. SEZIONE 1 – PROFILO

> Nessuna nota per questa sessione.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

4. SEZIONE 2 – IMPIANTI

4.1. **[✓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 2019, anche se non più produttive.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

4.2.

4.3. **[✓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 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 2019, 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 2019, 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 state ulteriormente etichettate con l'acronimo STCR [*Supporto: Trattamento/Compressione/Raccordo*]; al 1° gennaio dell'anno 2019, 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.*

4.4. **[✓c]** *Nota alla voce anno di installazione*

della Tab. 2.1 [in 2.1.Impianti fissi];

della Tab. 2.2.a [in 2.2.Cambiamenti…./ a.Nuovi impianti fissi/];

della **Tab. 2.2.b** [in: 2.2.Cambiamenti/ b.Impianti fissi non in funzione/]

[1] Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione del 13 ottobre 2014 che stabilisce un formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli operatori e dei proprietari degli impianti in mare nel settore degli idrocarburi nonché un formato comune per la pubblicazione delle informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli Stati membri.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 metodologiche in accompagnamento alla Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi Italia - Anno 2016[2]]

4.5. **[✓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).

4.6. **[✓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 [2019], sono entrati in funzione ovvero hanno avviato la produzione.

4.7. **[✓f]** *Nota alla t**ab.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 [2019], sono stati oggetto di dismissione, anche temporanea.

---

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

4.8. **[✓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.

4.9. **[✓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:
   I. il database UNMIG *della DGISSEG (Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari)* del *Ministero dello Sviluppo Economico;*
   II. l'*UNMIG databook 2020 (attività 2019)* pubblicato dalla *DGISSEG* del *Ministero dello Sviluppo Economico.*
3. 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. Il riferimento per la definizione di tep è la formulazione della *International Energy Agency, s*econdo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a 10^7 kcal ovvero a 41,868 GJ;
   II. 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 °C) e di pressione (pressione atmosferica pari a 1 atm ovvero a 101 325Pa).
5. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono stati trasmessi dagli operatori alla *Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari* del *Ministero dello Sviluppo Economico*.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

5. SEZIONE 3 - FUNZIONI E QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVO

5.1. **[✓i]** *Nota alla tab. Dati sulle ispezioni in mare [in **3.1. Ispezioni**]*

I dati numerici riportai in tabella rappresentano le attività di ispezione svolte nell'anno 2019.

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 2019, 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 2019.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6. SEZIONE 4. DATI SU INCIDENTI E PRESTAZIONI DELLE OPERAZIONI IN MARE

6.1.

6.2. **[✓l]** *Nota al par. 4.1. Dati relativi agli incidenti*

1. Nel paragrafo 4.1, con l'indicazione "*numero di eventi*" ci si riferisce al *numero di eventi accaduti* nell'anno di riferimento della relazione.
2. Per evento s'intende "*an incident that requires to be reported under Annex I of the Implementing Regulation*"[3] 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 2013/30/UE[4] e specificate operativamente nell'Allegato I del Regolamento UE n. 1112/2014 (le categorie in oggetto costituiscono la prima colonna della tabella nel successivo par. 4.2.)
3. Nel 2019 si sono verificati 2 eventi incidentali, uno dei quali è stato giudicato di grave entità.

6.3. **[✓m]** *Nota alla tabella del paragrafo 4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX*

1. La colonna "n*umero di eventi*" nella tabella del paragrafo 4.2. (*Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX*) si riferisce al *numero di eventi per categoria*.
2. 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*", nel par. 4.2 in tabella, è stato assegnato il valore 1 ad ogni categoria che descrive un singolo evento[5]; 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 del par. 4.2. [$N_{C\ (par\ 4.2)}$] sia maggiore del valore del *numero di eventi (accaduti)*, riportato nel par. 4.1 [$N_{A(par\ 4.1)}$] .

Ovvero, con formulazione sintetica:

6.4. $$N_{C\ (par\ 4.2)} \geq N_{A(par\ 4.1)}$$

6.5. con > , in caso di uno o più eventi multi-categoria;

6.6. con = , in caso di nessun evento multi-categoria.

---

[3] 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] 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 C_1, C_2...

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

[✓n] *Nota alla tabella del paragrafo **4.2. Categorie di incidenti ai sensi dell'allegato IX** del paragrafo **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 potrà essere ricostruita solo a conclusione di indagini tecniche approfondite e dei relativi seguiti.

7.

7.1. **[✓o]** Nota alla **tabella** nel **par. 4.3. Numero totale di decessi e infortuni**

1. Nella relazione, con il termine "infortunio" s'intende un infortunio rilevato a fini statistici ovvero un accadimento che ha determinato un'assenza dal posto di lavoro superiore a 3 giorni oppure che ha avuto un esito fatale. Sono considerati lievi gli infortuni con assenza fino a 30 giorni; gravi gli infortuni con assenza superiore a 30 giorni.
2. Per "numero totale di infortuni" si intende la somma degli infortuni fatali, degli infortuni gravi e degli infortuni lievi che si sono verificati nel 2019.
3. Nel 2019 sono stati registrati 16 infortuni, 11 dei quali sono si sono verificati nel corso di attività tipiche del settore *oil&gas* (1 fatale, 6 gravi e 3 lievi): in particolare un unico incidente ha causato un infortunio con esito fatale e due infortuni gravi; tra gli accadimenti O&G del 2019 si registra anche 1 infortunio lieve avvenuto nel corso di attività subacquee. I rimanenti 5 infortuni (3 gravi e 2 lievi) non sono riconducibili ad attività prettamente *oil&gas* ma hanno comunque coinvolto personale presente sulle piattaforme, anche al di fuori del turno di lavoro.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

SAGE
Il Responsabile
G.Cossutta

Il Presidente e Amministratore Delegato
Eugenio Lottomo

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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.

Il presente documento è stato rivisto in seguito alla riunione di consultazione tripartita tenutasi il 27 settembre 2019, in relazione all'incidente grave occorso sulla piattaforma Barbara F di Eni SpA il 5 marzo 2019. Sono state apportate altre modifiche non rilevanti, riguardanti, in particolare, l'aggiornamento della classificazione dei livelli di emergenza e l'avvenuto adeguamento alla norma ISO 45001: 2018.

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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 fuorisucita 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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.

La "linea" del business (Chief Upstream Officer) e la "linea" delle tecnologie e dei processi (Chief Development, Operations and Technology) 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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 e 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 (SAGE), 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

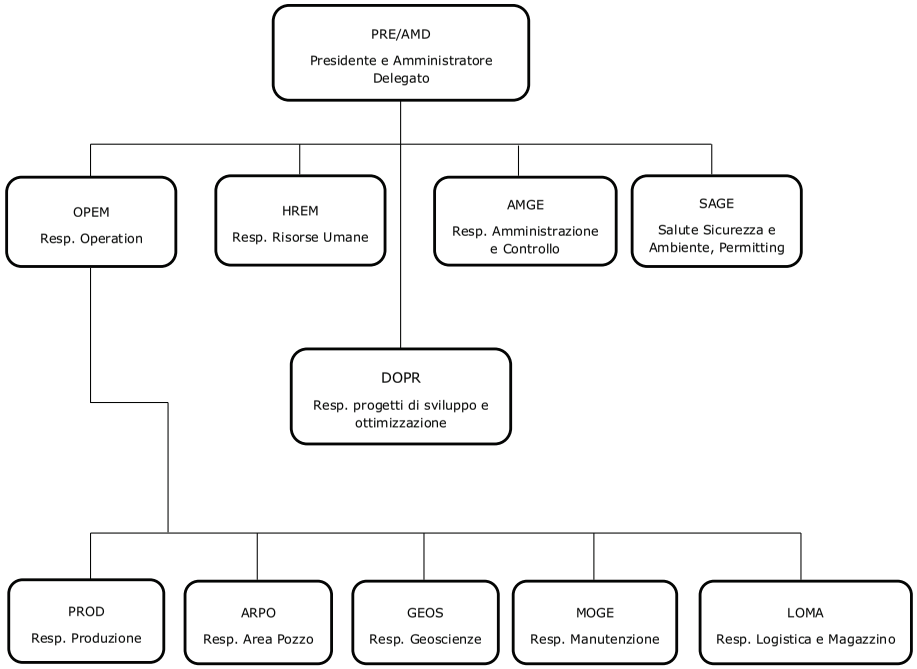


Figura 2-1 – Organigramma EniMed

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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, come descritto nella Relazione sul SGI redatta da EniMed ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. 145/15 (Rif. 1).

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 Ambientale EniMed è stato sviluppato in conformità allo standard ISO 14001.

Il Sistema di Gestione Salute e Sicurezza (intesa sia come sicurezza del lavoro sia come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti) di EniMed 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.

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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 il massimo coinvolgimento 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 del Modello di Sistema di Gestione di Eni corporate, della Direttiva della divisione Upstream 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*

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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, orientando la ricerca e l'innovazione tecnologica alla riduzione dei rischi e degli impatti, adottando sistemi avanzati di salvaguardia ambientale e di valorizzazione della biodiversità, di promozione e protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e delle comunità nonché di efficienza energetica*
- *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'incolumità pubblica, intesa anche come prevenzione degli incidenti rilevanti e degli incidenti gravi, la qualità e la radioprotezione (HSE)*
- *rendere i lavoratori consapevoli della necessità di allontanarsi da eventuali situazioni lavorative di pericolo grave e immediato per la loro vita o salute*
- *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 nell'ottica del miglioramento continuo, assicurando adeguate informazioni di feedback alle parti interessate interne ed esterne.*

Giugno 2019

EniMed
PRE/AMD Ing. Eugenio Lopomo

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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

- Opi sg hse 001 ups:gestione del rischio e reporting;
- Opi sg hse 005 ep: linee strategiche per la gestione delle emergenze;
- Opi sg hse 007: 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 contiene inoltre, all'interno di specifiche opi di Produzione, i criteri per la definizione e la gestione dei "Sistemi Critici per la Sicurezza" (SCS); essi sono, per definizione, tutti quei sistemi un 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 dimostrare quanto implementato per garantire la prevenzione degli incidenti gravi, attraverso il proprio sistema di gestione integrato della sicurezza e dell'ambiente, EniMed, ai sensi dell'art. 19, commi 3 e 6 D.Lgs. 18 Agosto 2015, n. 145, ha redatto la "Relazione sul Sistema di Gestione della sicurezza e dell'ambiente". Il documento, al quale si rimanda per approfondimenti, descrive:

a) le modalità organizzative per il controllo dei grandi rischi;

b) le modalità di preparazione e presentazione delle relazioni sui grandi rischi e, a seconda dei casi, altri documenti a norma del decreto legislativo;

c) i sistemi di verifica indipendente istituiti a norma dell'articolo 17.

Il documento include altresì una descrizione del Sistema di Gestione Integrato EniMed (SGI) costituito dal Sistema di Gestione Ambientale (SGA) e dal Sistema di Gestione Salute e Sicurezza (SGSSL), intesa sia come sicurezza sul lavoro sia come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti/gravi descrivendo inoltre il processo di verifica indipendente.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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, 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 trattata in 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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

Per dettagli e approfondimenti si rimanda al Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE di EniMed (Rif. 2).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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, facendo anche riferimento alla Relazione sul SGI prodotto da EniMed ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. 145/15 (Rif. 1).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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 (Rif. 2). 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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.

In Figura 4-1 è riportato l'organigramma della sicurezza di EniMed (Rif. 1).

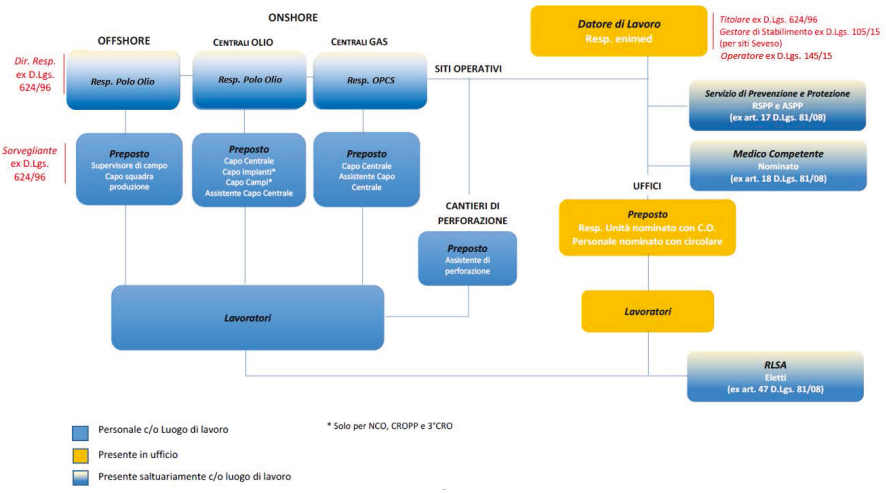


Figura 4-1 – Organigramma della sicurezza

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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:

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

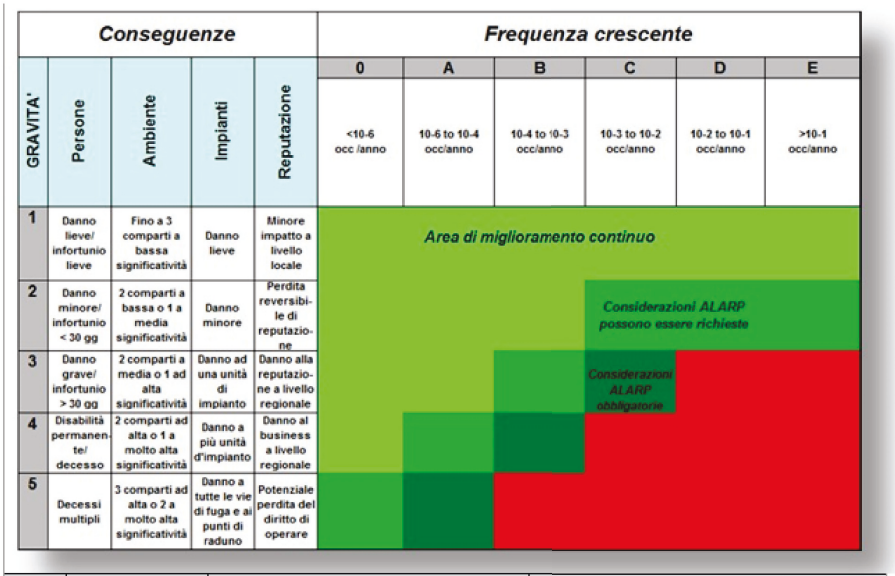
Documento di Consultazione Tripartita

- ✓ *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'esperieza operativa di settore.

Con riferimento alle RGR degli impianti EniMed di Prezioso, Perla e Gela 1/Cluster, l'approccio utilizzato per la valutazione dei rischi è del tipo "semi-quantitativo". Tale metodologia è in linea con quanto previsto dalle Linee Guida disposte dal Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare (Rif. 4).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita



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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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.

Data la complessità della tipologia degli impianti offshore EniMed, si utilizza un approccio di analisi dettagliato. Tale analisi 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:

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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 meteomarino.

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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

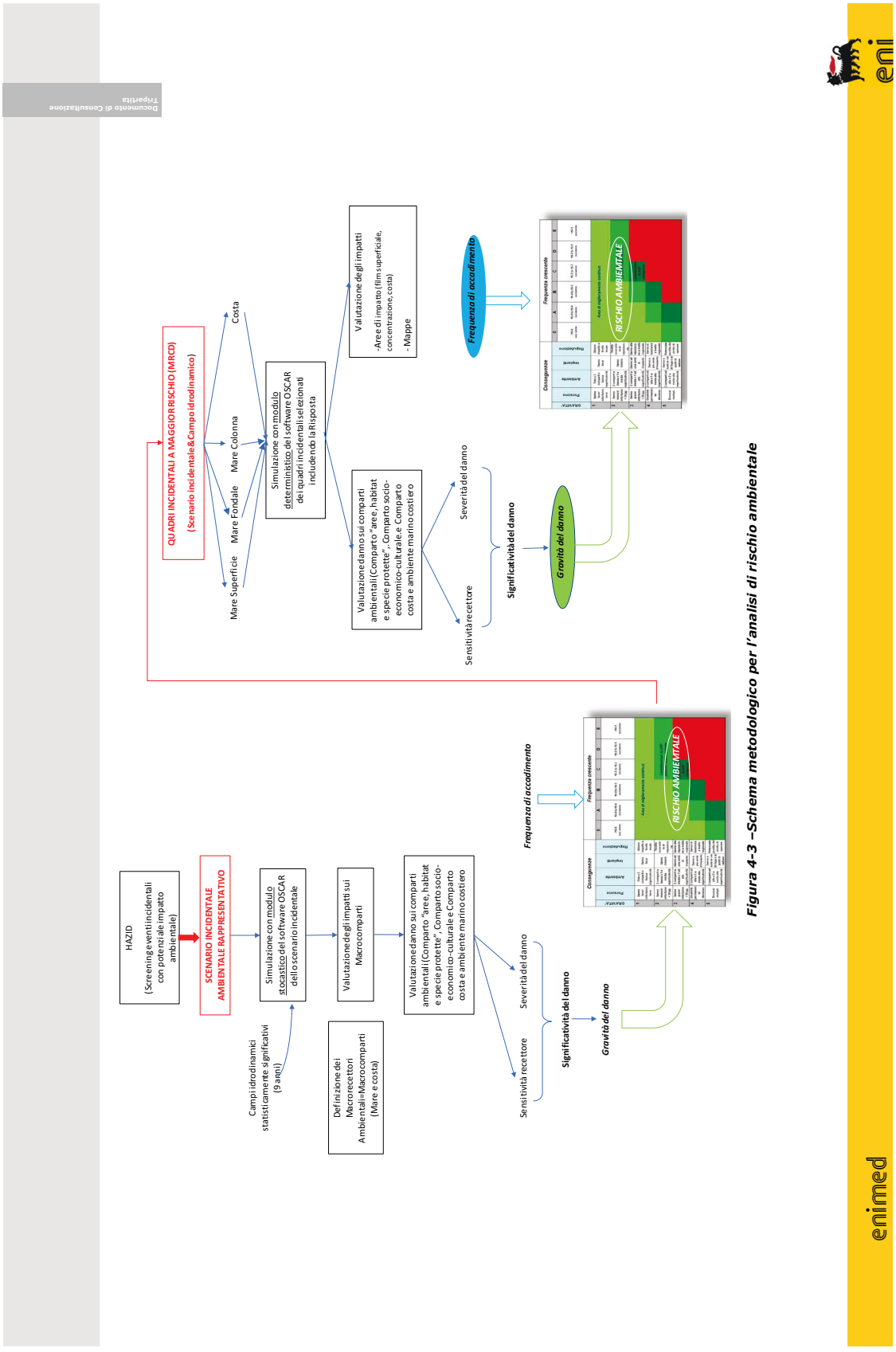


Figura 4-3 –Schema metodologico per l'analisi di rischio ambientale

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.) 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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".

I seguenti esempi riportano alcune condizioni che possono determinare la necessità di attivare il processo di gestione delle modifiche:

- Nuove o modificate tecnologie, apparecchiature, impianti o ambienti di lavoro;
- Nuove o modificate procedure, pratiche di lavoro;
- Differenti tipologie o qualità di materie grezze da lavorare;
- Modifiche ai dispositivi ed attrezzature o ai controlli per la sicurezza e la salute.

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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:

i. 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.

ii. Identificazione Unità Referente di Progetto. Figura aziendale identificata quale referente per il processo di modifica.

iii. 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".

iv. 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.

v. 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

vi. 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.

vii. 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 S.p.A. divisione Upstream & Technical Services 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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

- Piano di Emergenza Ambientale Offshore;
- Piano di Emergenza Sanitaria;
- Esercitazioni di Emergenza HSE.

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"*
- *opi-sg-hse-80-EniMed "Piano di emergenza interno piattaforme"*
- *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-032-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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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. In particolare, al fine di verificare l'efficienza di intervento del personale in risposta ad un eventuale sversamento a mare di sostanze inquinanti, viene effettuata un'esercitazione marittima annuale denominata "Pollex" con la supervisione della Capitaneria di Porto di Gela. Tale esercitazione consiste in una prova pratica dove viene simulato uno scenario per verificare i tempi di risposta e le modalità di intervento del personale tecnico stesso anche mediante l'utilizzo dei mezzi navali a disposizione. Le dotazioni per fronteggiare eventuali rilasci in mare sono soggette ad esercitazioni come previsto dal DM 23 gennaio 2017.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

4.6.2. Filosofia generale di gestione dell'emergenza

In accordo al Piano di emergenza di EniMed, sono stati definiti tre livelli di emergenza più lo stato di Crisi e il Responsabile Operativo (di seguito denominato Emergency Response Manager o ERM) è responsabile per i 3 LIVELLI di emergenza come di seguito descritto.

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);

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

- 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 richiede 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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 meteomarine.

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 Edison 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 Edison e/o EniMed e l'invio dei mezzi necessari nelle aree interessate dall'emergenza.

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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

- 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 a 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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

- 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). La struttura dei KPI prevede 4 livelli, suddivisi per gravità; gli indicatori di distanza rientrano nell'ambito dei primi tre

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

livelli, mentre gli indicatori predittivi appartengono al quarto livello in quanto esso valuta la capacità sistemica nell'ambito delle diverse attività dell'organizzazione di gestire le potenziali situazioni di pericolo per la sicurezza.

A titolo esemplificativo, si riporta in Figura 4-4 un esempio di dashboard di Process Safety utilizzato regolarmente da EniMed per le attività di monitoraggio.

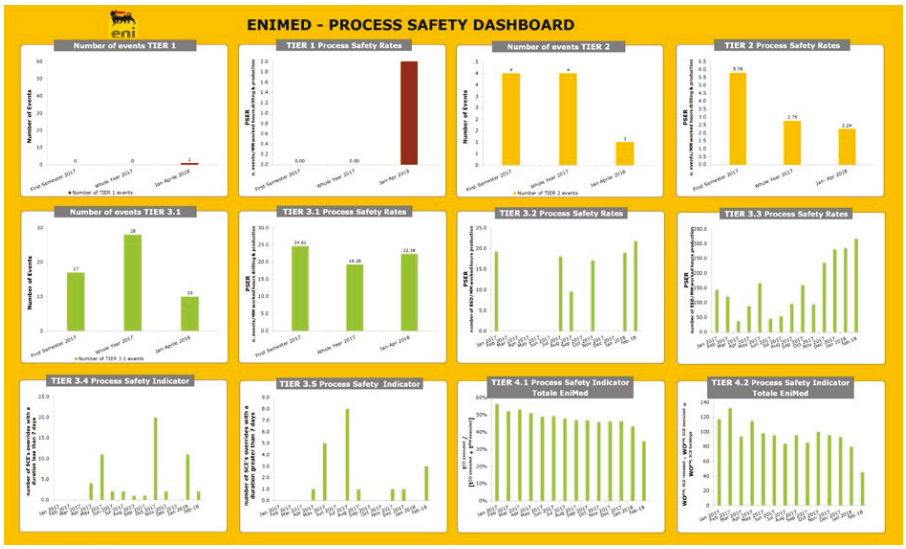


Figura 4-4 - Esempio di dashboard di Process Safety

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

Pertanto EniMed ha provveduto a registrare gli eventi occorsi in Eni Upstream su installazioni off shore e intraprendere opportune iniziative di miglioramento:

- Piattaforma Barbara F – 05/03/2019 – incidente con vittima (gruista Eni): durante lo scarico di un serbatoio vuoto (7 ton) si è verificato un cedimento strutturale del tronchetto flangiato sottostante la ralla su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru e della relativa cabina di comando.
- Piattaforma Annabella – 24/05/2019 – incidente senza danni a persone e impatti ambientali: Durante le operazioni di demob del jack-up Key Manhattan la gamba di prua (bow leg) è rimasta bloccata nel fondo marino. A seguito delle manovre intraprese, la gamba di prua si è improvvisamente liberata, determinando l'urto dello scafo di poppa del jack-up con la p.ma.

A seguito degli eventi di cui sopra EniMed ha:

- condotto indagini tecniche supplementari su apparecchiature di sollevamento offshore, con lo scopo di descrivere le attività di verifica aggiuntiva da eseguire sui sistemi di sollevamento installati sulle strutture offshore presenti sulle Piattaforme Prezioso e Perla.
- predisposto documento di coordinamento operazione di movimentazione carichi tra piattaforme e imbarcazioni.

Inoltre sono in corso di predisposizione:

- diffusione della procedura «Operazioni di movimentazione carichi e personale» in modalità SGI smart, per aumentare la semplicità e rapidità di consultazione,
- Addestramento/Corso pratico per addetti gruisti in versione integrata rispetto al corso in essere.

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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 requisisti 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 affinchè 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

- 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Documento di Consultazione Tripartita

5. RIFERIMENTI

1 Relazione sul "Sistema di Gestione della sicurezza e dell'ambiente ai sensi dell'art. 19, commi 3 e 6 D.Lgs. 18 Agosto 2015, n. 145", rev.02, 12-02-2018

2 pro-sg-hse-001-enimed_r05, "Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE"

3 PSAF-TG-017, "Major Risk Assessment Methodology (in compliance with the EU Directive 2013/30/EU)", Technical Guideline

4 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

5 OLF 2007. Metode for miljørettet risikoalalyse (MIRA) . revision 2007

6 Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC)

7 OSCAR Software – Oil Spill Contingency and Response - SINTEF

8 Use of a SPAR-H Bayesan Network for predicting Human Error Probabilities with missing observations K.M.Groth, L Swiler, Sandia National Laboratories US

9 How Many Performance Shaping Factors are Necessary for Human Reliability Analysis? - PSAM 10 Ronald L. Boring - June 2010

10 man sg hse 004 ups r01, "Guidelines for the Management of Safety and Environmental Critical Elements", User Manual

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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	F.Zarri

1 di 32

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 16

4.5. Gestione delle modifiche 17

4.6. Gestione delle emergenze 19

4.7. Mitigazione dei danni ambientali 22

4.8. Monitoraggio delle prestazioni 23

4.9. Attività di audit e riesame 29

4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi 30

5. RIFERIMENTI 32

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 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 abbeviata 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot. 2022/0000200/TN

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

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

È comunque importante sottolineare che, dal momento che le attività Eni sono da sempre state soggette alla possibilità che si verifichino incidenti gravi (ad esempio, blowout), una strategia di prevenzione degli incidenti gravi era già stata definita dalla Compagnia, e assimilata dai propri dipendenti e dai contrattisti, ancor prima dell'entrata in vigore del Decreto (il D.Lgs. 624/96 già prevedeva di valutare tutti i rischi connessi allo svolgimento di attività nelle industrie 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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 (Chief Upstream Officer) e la "linea" delle tecnologie e dei processi (Chief Development, Operations and Technology) 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 a ciascun distretto Eni (Rif. 1,2) 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 OHSAS 18001, 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 OHSAS 18001, in Eni, nei Distretti e nelle Consociate di Eni Upstream. 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 Upstream per la prevenzione degli incidenti gravi sono i seguenti:

- Opi sg hse 001 ups: gestione del rischio e reporting
- Opi sg hse 005 ep: linee strategiche per la gestione delle emergenze
- Opi sg hse 007 ep: 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 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 un cui mancato funzionamento o guasto possono causare un incidente grave o, in caso del verificarsi di un

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

incidente grave, impedirne la mitigazione delle conseguenze o addirittura contribuirvi sostanzialmente.

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

- Promuovere una cultura estesa di protezione dell'ambiente e salvaguardia della salute e sicurezza sul lavoro all'interno della Compagnia;
- 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 and OHSAS 18001, 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 precedentemenenti citati.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 OHSAS 18001 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 del 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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. 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.

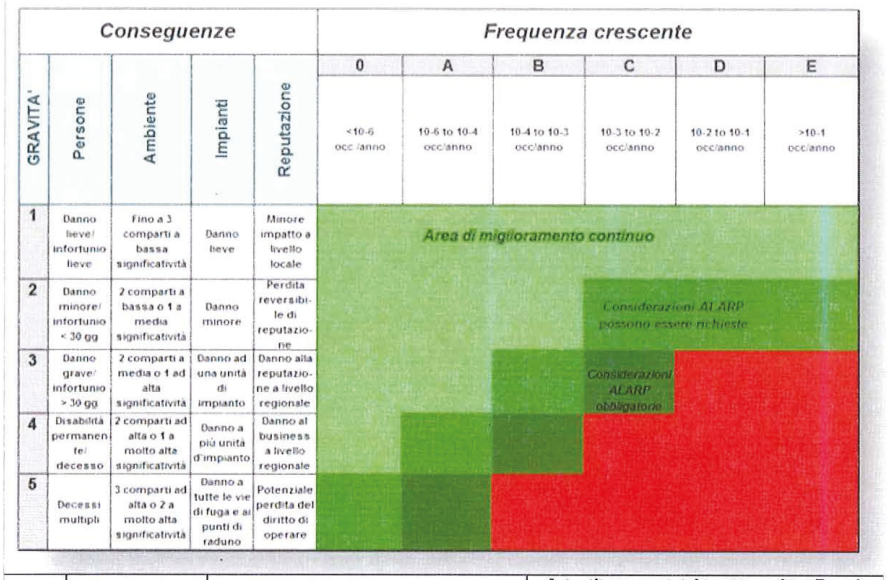
II. Valutazione delle frequenze: per ciascuno dei grandi rischi identificati per l'installazione in oggetto la valutazione delle frequenze di accadimento dei conseguenti scenari incidentali ipotizzati (es. getto incendiato, flash fire, esplosione, etc.) viene effettuata utilizzando la tecnica denominata "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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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



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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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'esperieza 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. 3). Le procedure di valutazione sono state comunque formalizzate anche all'interno delle Linee Guida per la redazione della Relazione Grandi Rischi (Rif. 4), 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 le 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:

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 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. 6;

4. Modellazione dello scenario di rilascio in mare con apposito codice di calcolo (OSCAR Rif. 7), 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 meteomarino;.

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;

   c. COSTA: massima estensione di costa interessata dall'idrocarburo spiaggiato;

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

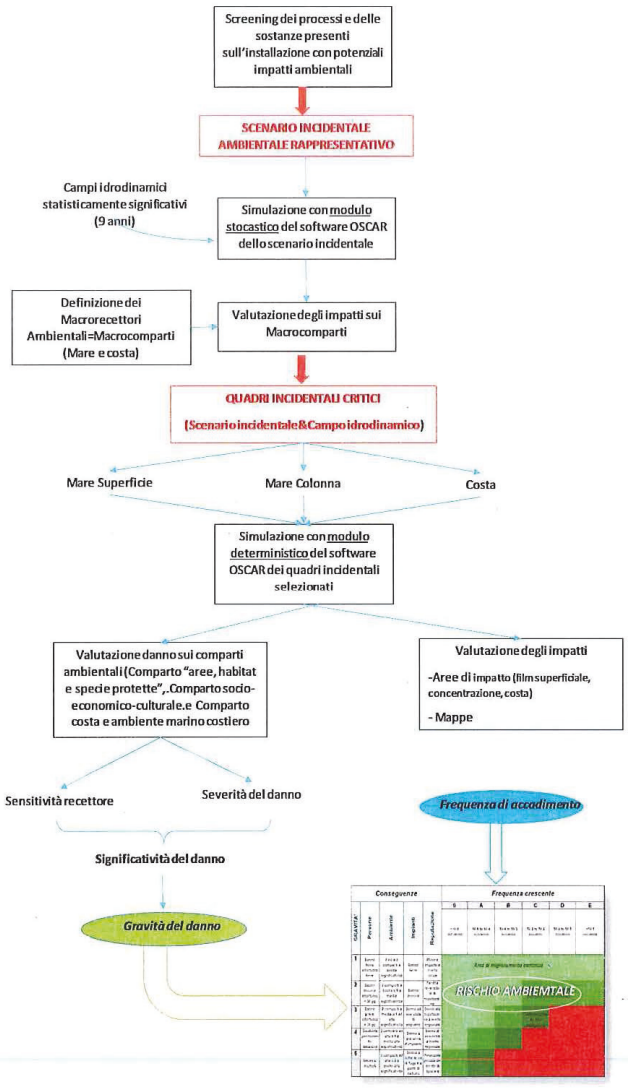


Figura 4-2 – Schema metodologico per l'analisi di rischio ambientale

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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, giubotti, 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 CO_2 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. 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, 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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. 10).

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, sfiati, spurghi, strumenti, ecc.) di impianti, infrastrutture, processi produttivi, sistemi di sicurezza, software di controllo di processo.

Ciascuno dei distretti Eni (DICS e DIME) 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.

Distretto Centro-Settentrionale (DICS)

A scopo esemplificativo, si riporta per il DICS la gestione delle modifiche relative a due particolari ambiti: Produzione e Ambiente (Rif. 11).

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

l'elaborazione di studi, analisi, valutazioni e documenti di pianificazione HSE e la gestione di tutti gli adempimenti legislativi richiesti (es. autorizzazione, etc.).

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).

Distretto Meridionale

La procedura di MoC relativa a tale distretto (Rif. 12) riporta in dettaglio le modalità per gestire una modifica ed in particolar modo regolamenta le seguenti fasi:

- Individuazione/Richiesta;
- Analisi;
- Approvazione;
- Progettazione/Realizzazione;
- Messa in esercizio;
- Ripristino.

Al fine di permettere la rintracciabilità di tutti i passaggi previsti nella procedura è presente il Registro delle Modifiche, del quale risulta sempre presente la versione aggiornata consultabile nella rete aziendale.

La procedura contiene inoltre l'Iter Autorizzativo per ogni tipologia di modifiche, che possono classificarsi come "semplici", "media" e "complesse".

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 dai diversi distretti (DICS e DIME), 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.*

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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- 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 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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- 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 richiede 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

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 presidiabili, 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.

4.7. 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 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 e DIME sono regolate mediante una procedura aziendale propria per ciascun distretto e sono gestite dall'Operations e dall'unità di Manutenzione Operativa.

I servizi di manutenzione sono supportati da un Sistema Informativo di Manutenzione (SIM) attarverso 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 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.

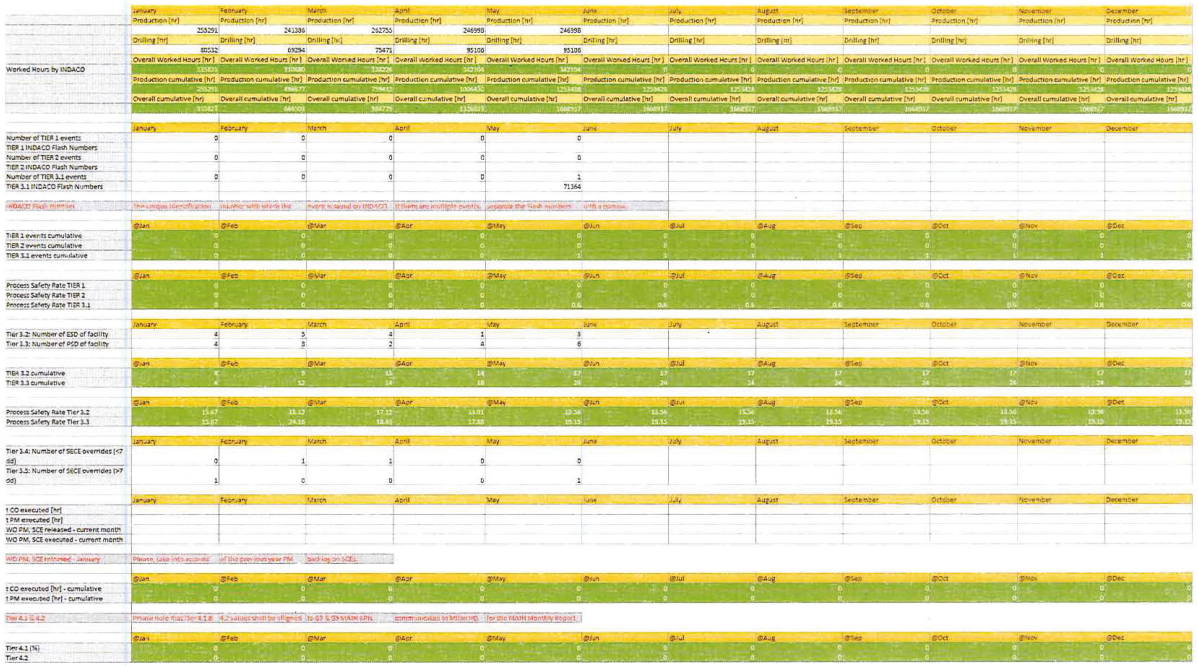
Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

A titolo esemplificativo, si riporta in Figura 4-3 il dashboard di Process Safety utilizzato regolarmente dal DICS per le attività di monitoraggio (aggiornato a Maggio 2018).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN



	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]	Production [hr]
	253291	241386	262755	246958		246958						
	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]	Drilling [hr]
	80532	69294	75471		95106	95106						
Worked Hours by INDACO	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]	Overall Worked Hours [hr]
	333823	310680	338226	342164	437270	342164	0	0	0	0	0	0
	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]	Production cumulative [hr]
	253291	494677	757432	1004390	1251348	1498306	1498306	1498306	1498306	1498306	1498306	1498306
	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]	Overall cumulative [hr]
	333823	644503	982729	1325617	1668517	1668517	1668517	1668517	1668517	1668517	1668517	1668517

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Number of TIER 1 events	0	0	0	0	0	0						
TIER 1 INDACO Flash Numbers												
Number of TIER 2 events	0	0	0	0	0	0						
TIER 2 INDACO Flash Numbers												
Number of TIER 3.1 events	0	0	0	0	1							
TIER 3.1 INDACO Flash Numbers					71364							
INDACO Flash Numbers	The unique identification	number with which the	event is saved on INDACO.	If there are multiple events,	separate the flash numbers	with a comma.						

	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
TIER 1 events cumulative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIER 2 events cumulative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIER 3.1 events cumulative	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1

	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
Process Safety Rate TIER 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Process Safety Rate TIER 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Process Safety Rate TIER 3.1	0	0	0	0	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Tier 3.2: Number of ESD of facility	4	5	4	1	3							
Tier 3.3: Number of PSD of facility	4	8	2	4	6							

	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
TIER 3.2 cumulative	4	9	13	14	17	17	17	17	17	17	17	17
TIER 3.3 cumulative	4	12	14	18	24	24	24	24	24	24	24	24

	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
Process Safety Rate Tier 3.2	15.67	13.12	12.12	13.01	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56
Process Safety Rate Tier 3.3	15.67	24.16	18.42	17.88	19.15	19.15	19.15	19.15	19.15	19.15	19.15	19.15

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Tier 3.4: Number of SECE overrides (<7 dd)	0	1	1	0	0							
Tier 3.5: Number of SECE overrides (>7 dd)	1	0	0	0	1							

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
t CO executed [hr]												
t PM executed [hr]												
WO PM, SCE released - current month												
WO PM, SCE executed - current month												
WO PM, SCE entrained - January	Please, take into account	of the previous year PM	backlog on SCEs.									

	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
t CO executed [hr] - cumulative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
t PM executed [hr] - cumulative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
Tier 4.1 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tier 4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tier 4.1 & 4.2: Please note that Tier 4.1 & 4.2 values shall be aligned to Q3 & Q4 MAIN KPIs. comment provided in bottom HQ for the MAIN Monthly Report.

Figura 4-3 – Esempio di dashboard di Process Safety

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 - Novembre 2019) e comunicati al Comitato, con le relative azioni intraprese a seguito dell'analisi delle cause e dinamiche degli eventi.

Non si registrano eventi per quanto riguarda DIME.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 flangiato 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.	- Ispezione visiva (VT) tronchetto di collegamento gru; - Avvio programmi Controlli NonDistruttivi (CND): Ultrasonic Test (UT) e Magnetic Particle Inspection (MPI); - Riavvio sistemi di sollevamento post-verifiche di conformità gru con UNMIG per ispezioni annuali; - Aggiornamento tecnologico sistemi di sollevamento; - Verifica ed eventuale inibizione di elementi sui mezzi navali a rischio di potenziale aggancio carichi gru: - Audit integrati HSE e logistica su attività di movimentazione carico piattaforma-vessel; - Sensibilizzazione degli armatori sulle procedure di movimentazione carichi e sulle competenze dell'equipaggio; - Garantire l'emissione dei piani di sollevamento di carichi straordinari il giorno precedente l'attività a capi campo/capi piattaforma ed addetto sicurezza; - Sensibilizzazione personale: Visite in campo/confronto e feedback da personale operativo; - Informazione: Ruoli e responsabilità del personale visibili tramite piattaforma SGI smartper tutte le principali procedure operative; - Formazione per gruisti: Raddoppiate le ore di formazione pratica e aumentata la frequenza dei refresh
Incidente ***J.Up Key Manhattan*** ***P.ma Annabella***	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 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.	- 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 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Evento	Data	Descrizione	Azioni intraprese
		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").	- 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- ✓ 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, ciascun distretto 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

Ciascun distretto 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

5. RIFERIMENTI

1 man sg hse 001 DICS e&p r05, "Manuale del Sistema di Gestione Integrato del Distretto Centro Settentrionale"

2 man sg hse 001 eni spa UPS DIME r02, "Manuale del Sistema di Gestione Integrato del Distretto Meridionale"

3 PSAF-TG-017, "Major Risk Assessment Methodology (in compliance with the EU Directive 2013/30/EU)", Technical Guideline

4 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

5 OLF 2007. Metode for miljørettet risikoalalyse (MIRA) . revision 2007

6 Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC)

7 OSCAR Software – Oil Spill Contingency and Response - SINTEF

8 Use of a SPAR-H Bayesan Network for predicting Human Error Probabilities with missing observations K.M.Groth, L Swiler, Sandia National Laboratories US

9 How Many Performance Shaping Factors are Necessary for Human Reliability Analysis? - PSAM 10 Ronald L. Boring - June 2010

10 man sg hse 004 ups r01, "Guidelines for the Management of Safety and Environmental Critical Elements", User Manual

11 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".

12 pro-sg-hse-019-eni spa_ups_DIME_5_O_COVA_r01, "Gestione delle Modifiche"

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot. 2022/0000200/TN

Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

COPI/FZ/ev – Prot.n°13
San Donato Mil.se, 4.2.2020

Comitato per la sicurezza delle operazioni in mare
Via Molise, 2, 00187 Roma
Segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

FILCTEM CGIL
c.a. Domenico Marcucci
filctemcgl@pec.it

FEMCA CISL
c.a. Stefano Ruvolo
femca@pec.cisl.it

UILTEC
c.a. Marco Lupi
uiltecnazionale@pec.uiltec.it

Oggetto: Nuovo documento di consultazione Tripartita ai sensi del D.M. 5 Luglio 2017, art. 5 comma 1.

In riferimento all'incontro del 29/1/2020 avvenuto presso gli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico, così come prescritto sul verbale di riunione preliminare "Approvazione Documento di Consultazione Tripartita".
L'operatore ha predisposto ed invia il documento stesso, al Comitato per la sicurezza delle operazioni in mare e alle rappresentanze dei lavoratori.

Si allega il "Documento di Consultazione Tripartita" Predisposto da Eni S.p.A. nella revisione 00 del 04/02/2020.

Eni S.p.A.
L'Operatore
Ing. Francesca Zarri

Eni SpA
Capitale Sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Viale Giuseppe Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/EN

Addendum al

"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	04/02/2020	L.Scataglini	L. Scataglini	F.Zarri

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Indice

1. INTRODUZIONE 3
2. NOVITA' INTRODOTTE DALLA NORMA 45001:2018 3
3. CERTIFICAZIONI 4
4. ALLEGATI 4

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

1. INTRODUZIONE

Nel corso della riunione del giorno 29 del mese di gennaio dell'anno 2020, ore 11:00, presso gli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico (via Molise 2, Roma), dove ha sede il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, per l'approvazione del Documento di Consultazione Tripartita ai sensi del decreto ministeriale 5 luglio 2017, art. 5 comma 1, il Rappresentante della FEMCA CISL ha rappresentato la necessità di predisporre un Addendum che evidenzi come entrambi i Distretti operativi italiani abbiano ottenuto la Certificazione "ISO 45001".

2. NOVITA' INTRODOTTE DALLA NORMA 45001:2018

La nuova norma estende il concetto di partecipazione dei lavoratori prevedendo il loro coinvolgimento nel processo decisionale, collegato alla ricerca di pareri.

Punti di particolare importanza sono:

- Comunicare l'importanza di una gestione HSE efficace, e della conformità ai requisiti del sistema di gestione HSE
- Proteggere i lavoratori dalle ritorsioni a seguito della segnalazione di incidenti, pericoli, rischi e opportunità
- Assicurare e promuovere il miglioramento continuo.

I Distretti Italiani (DICS e DIME), conformemente alle direttive della Sede Eni, peraltro condivise da tutte le realtà Eni operanti nel mondo, adottano le seguenti pratiche operative destinate a rispondere ai punti delineati precedentemente:

- Formazione in materia HSE
- Comunicazione interna sui temi HSE
- Procedure relative alla gestione di non conformità o segnalazioni
- Diffusione di "Safety Golden Rules" che sensibilizzano sull'importanza di fermare i lavori in caso di grave e imminente pericolo
- Partecipazione al riesame periodico del Sistema di Gestione Integrato
- Monitoraggio degli indicatori di "performance" HSE
- Valutazione della conformità legislativa e rispetto degli altri obblighi di conformità
- Riunioni di sensibilizzazione e informazione
- Condivisione delle esperienze maturate ("Lessons Learned")

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

3. CERTIFICAZIONI

Vengono allegati i certificati di attestazione di conformità del Sistema di Gestione di Sicurezza e Salute di ciascun Distretto (DICS e DIME) alla norma ISO 45001:2018 per le attività di esplorazione e produzione idrocarburi.

4. ALLEGATI

- Certificato di conformità alla ISO 45001:2018 de Distretto Centro-Settentrionale (DICS)
- Certificato di conformità alla ISO 45001:2018 del Distretto Meridionale (DIME)

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* OHS-537

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org

For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

Si certifica che il Sistema di Gestione della Sicurezza e della Salute sul luogo di lavoro di
It is hereby certified that the Occupational Health and Safety Management System of

ENI S.P.A. DISTRETTO MERIDIONALE

PIAZZALE ENRICO MATTEI 1 00144 Roma (RM) ITALIA

nelle seguenti unità operative / *in the following operational units*

VIA DEL CONVENTO, 14 85059 Viggiano (PZ) ITALIA
E SITI OPERATIVI

E UNITÀ OPERATIVE INDICATE NELLE PAGINE SUCCESSIVE / *AND OPERATIONAL UNITS IN THE FOLLOWING PAGES*

è conforme alla norma / *is in compliance with the standard*

ISO 45001:2018

per le seguenti attività / *for the following activities*

IAF:02

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE.

ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.

La validità del presente certificato è subordinata a sorveglianza periodica annuale / semestrale ed al riesame completo del sistema di gestione con periodicità triennale
The validity of this certificate is dependent on an annual / six monthly audit and on a complete review, every three years, of the management system
L'uso e la validità del presente certificato è soggetto al rispetto del documento RINA: Regolamento per la Certificazione dei Sistemi di Gestione della Sicurezza e Salute sul luogo di lavoro
The use and validity of this certificate are subject to compliance with the RINA document: Rules for the Certification of Occupational Health and Safety Management Systems

Prima emissione *First Issue*	22.12.2010	Data decisione di rinnovo *Renewal decision date*	11.12.2019
Data scadenza *Expiry Date*	11.12.2022	Data revisione *Revision date*	11.12.2019

Paolo Teramo
Italy Management System Certification Region, Senior Director

RINA Services S.p.A.
Via Corsica 12 - 16128 Genova Italy

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com
CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Form CERSSGSE 01/2018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* OHS-537

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

ENI S.P.A. DISTRETTO MERIDIONALE

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
CENTRALE GAS CANDELA CONTRADA MASSERIOLE 71026 DELICETO (FG) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
CENTRALE GAS CROTONE LOCALITA' PASSOVECCHIO 88900 CROTONE (KR) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
CENTRALE GAS FERRANDINA CONTRADA PANTANO 75017 SALANDRA (MT) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
CENTRALE GAS HERA LACINIA LOCALITA' CAMPIONE 88900 CROTONE (KR) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
CENTRALE GAS PISTICCI CONTRADA POZZITELLO 75015 PISTICCI (MT) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
CENTRALE GAS ROSETO CONTRADA PEZZA FONTANA 71032 BICCARI (FG) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
CENTRO OLIO PISTICCI CONTRADA PANTONI 75015 PISTICCI (MT) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.

Data revisione
Revision date 11.12.2019

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CERT-SGSE-01/2018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-537**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.P.A. DISTRETTO MERIDIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
CENTRO OLIO VAL D'AGRI CONTRADA CEMBRINA ZONA INDUSTRIALE 85059 VIGGIANO (PZ) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
CLUSTER A, B, C, LINDA LOC. CAMPIONE 88900 CROTONE (KR) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
LABORATORIO CHIMICO PRIMA TRAVERSA ENRICO MATTEI 9 85059 VIGGIANO (PZ) ITALIA	SERVIZI DI ANALISI FISICO-CHIMICHE PER LA CARATTERIZZAZIONE DEI FLUIDI (IDROCARBURI, ACQUE E FLUIDI TECNOLOGICI) DEI CENTRI DI PRODUZIONE DEL DISTRETTO MERIDIONALE. PHYSICAL-CHEMICAL ANALYSIS SERVICES FOR THE CHARACTERIZATION OF THE FLUIDS (HYDROCARBONS, WATERS AND TECHNOLOGICAL FLUIDS) OF THE PRODUCTION CENTERS OF THE SOUTHERN DISTRICT.
PALAZZINA UFFICI CRISCUOLO CONTRADA CEMBRINA VIGGIANO (PZ) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
PIATTAFORMA GAS BEAF HERA LACINIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
PIATTAFORMA GAS HERA LACINIA 14	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.

Data revisione
Revision date 11.12.2019

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-537**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.P.A. DISTRETTO MERIDIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
PIATTAFORMA GAS LUNA A	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.
PIATTAFORMA GAS LUNA B	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI ONSHORE E OFFSHORE. ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.

Data revisione
Revision date 11.12.2019

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com
CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* OHS-538

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org

For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

Si certifica che il Sistema di Gestione della Sicurezza e della Salute sul luogo di lavoro di
It is hereby certified that the Occupational Health and Safety Management System of

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

PIAZZALE ENRICO MATTEI 1 00144 ROMA (RM) ITALIA

nelle seguenti unità operative */ in the following operational units*

VIA DEL MARCHESATO 13 48100 Marina Di Ravenna (RA) ITALIA
E SITI OPERATIVI

E UNITÀ OPERATIVE INDICATE NELLE PAGINE SUCCESSIVE */ AND OPERATIONAL UNITS IN THE FOLLOWING PAGES*

è conforme alla norma */ is in compliance with the standard*

ISO 45001:2018

per le seguenti attività */ for the following activities*

IAF:02

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI, IN ATTIVITA' ONSHORE E OFFSHORE.

ONSHORE AND OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION.

La validità del presente certificato è subordinata a sorveglianza periodica annuale / semestrale ed al riesame completo del sistema di gestione con periodicità triennale
The validity of this certificate is dependent on an annual / six monthly audit and on a complete review, every three years, of the management system
L'uso e la validità del presente certificato è soggetto al rispetto del documento RINA: Regolamento per la Certificazione dei Sistemi di Gestione della Sicurezza e Salute sul luogo di lavoro
The use and validity of this certificate are subject to compliance with the RINA document: Rules for the Certification of Occupational Health and Safety Management Systems

Prima emissione *First Issue*	22.12.2010	Data decisione di rinnovo *Renewal decision date*	04.12.2019
Data scadenza *Expiry Date*	05.12.2022	Data revisione *Revision date*	20.01.2020

Paolo Teramo
Italy Management System Certification Region, Senior Director

RINA Services S.p.A.
Via Corsica 12 - 16128 Genova Italy

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com
CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Form CERSSSE 01-2018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - CENTRO OLIO TORRENTE TONA Centrale generatore energia elettrica CONTRADA PIANA PALAZZO 86040 ROTELLO (CB) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Ada 2/4 Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Ada 3 Piattaforma gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Agostino A Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Agostino B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Agostino C Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Agostino CL Piat. Cluster gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* OHS-538

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Amelia A Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Amelia B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Amelia C Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Amelia D Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Anemone B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Anemone CL Piattaforma Cluster gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Angela CL Piat. Cluster gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* **OHS-538**

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attività specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Angela-Angelina Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Annabella Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Annalisa Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Antares Piattaforma gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Antares 1 Piattaforma monotubolare	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Antonella Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Arianna Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* **OHS-538**

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Arianna CL Piattaforma cluster gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Armida Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Armida 1 Piattaforma monotubolare	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Azalea 1/2 CL Piattaforma Cluster Gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Azalea B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Bagnolo Mella Centrale Cogenerazione	?? ??
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara A Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CERT-SGE-01-2013

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* OHS-538

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara B Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara C (MADRE) Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara D Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara E Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara F Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara G Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara H Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara NW Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara T1 Piattaforma Compressione	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Barbara T2 Piattaforma compressione	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Basil Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Beaf Regina Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Benedetta 1 Piattaforma monotubolare	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Bonaccia / Bonaccia Est Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Bonaccia NW Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Brenda A e B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Calipso Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Calpurnia Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Camilla 2 Testa pozzo sottomorina	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Capparuccia Centrale gas CONTRADA CAPPARUCCIA 63020 PONZANO DE FERMO (FM) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Carassai Centrale gas LOC MENOCCHIA 63038 RIPATRANSONE (AP) ITALIA	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Casalborsetti Centrale Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Caviaga Centrale Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Cervia A Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Cervia B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Cervia C Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Cervia CL Piattaforma Cluster Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Cervia K Piattaforma Compressione	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CERSSGE01/2018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* **OHS-538**

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Clara E Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Clara N Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Clara NW Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Clara W Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Daria A e B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Davide Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Davide-7 Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CERT-SGE-012018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* **OHS-538**

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Diana CL Piattaforma Cluster gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Dosso degli angeli Centrale minore	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Elena 1 Testa pozzo sottomarina	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Eleonora Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Elettra Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Emilio Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Emilio 3 Testa pozzo sottomorina	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CERSSOE01-2018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Emma W Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Fabrizia-1 Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Falconara Centrale Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Fano Centrale Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Fauzia Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Fratello Est-2 Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Fratello Nord Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Fratello-C Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Gaggiano Centrale Olio	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Garibaldi A Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Garibaldi B Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Garibaldi C (Madre) Piattaforma Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Garibaldi CL Piattaforma Cluster	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Garibaldi D Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Garibaldi K Piattaforma di compressione	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Garibaldi T Piattaforma Terminale	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Giovanna Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Giulia Piattaforna monotubolare	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Grottamare Centrale gas VIA COLORADO 15 63013 GROTTAMARE (AP) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Guendalina Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Jole-1 Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CERT-SGSE-001-2018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com
IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. / *CERTIFICATE No.* OHS-538

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Leno Centrale gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Manara Centrale gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Morena 1 Piattaforma Monotubolare gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Naide Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Naomi Pandora Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Ortona Deposito Costiero CONTRADA SAN PIETRO, SS 16 66026 ORTONA (CH) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

CERS-SGSE 01-2018

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PC 73 Piattaforma Monotubolare gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PC 80 Bis Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PCC Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PCMS 1 Piattaforma Monotubolare	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PCMS 2 Piat monotubo gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PCWA Piattaforma gas ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PCWB Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

IQNet IER S 506 (01/2018)

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PCWC Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - PCWT Piattaforma Terminale	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Pennina Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Piadena Est (pozzo 27) Centrale Gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Pineto Centrale gas VIA DELL'ARTIGIANATO - ZONA INDUSTRIALE SCERNE DI PINETO 64020 (TE) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Porto di Ortona Base operativa VIA CERVANA 66026 ORTONA (CH) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Ravenna Mare Centrale Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA
L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F

Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Regina 1 Piattaforma monotubolare gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Romanengo Centrale gas	SITO NON PRODUTTIVO IN FASE DI CHIUSURA SOTTO IL CONTROLLO E LA GESTIONE DEL DISTRETTO NON-PRODUCTIVE SITE IN THE CLOSING PHASE UNDER DISTRICT'S CONTROL AND MANAGEMENT
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Rubicone Centrale Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - S. Benedetto Centrale gas Porto d'Ascoli (AP) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Simonetta-1 Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Soresina Centrale Gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

RINA

CISQ is a member of IQNet
THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's first class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 30 bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. **OHS-538**
CERTIFICATE No.

Altre unità operative coperte dal sistema di gestione di:
Other operational units covered by the management system of:

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito www.rina.org
For information concerning validity of the certificate, you can visit the site www.rina.org

ENI S.p.A. DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Organizzazione operante secondo le prescrizioni del sistema di Gestione conforme alla Norma /
Organization operating in accordance with the requirements of the Management System standard

ISO 45001:2018

Unità Operative/Operational units (Ragione sociale-Indirizzo Sito / Registered name - Site address)	Campi di attvità specifiche / Specific field(s) of activities
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Squalo Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Tea Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Trecate Centro Olio	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Via del Marchesato Base Logistica VIA DEL MARCHESATO 13 48122 MARINA DI RAVENNA (RA) ITALIA	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION
DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE (DICS) - Viviana-1 Bis Piattaforma gas	ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION

Data revisione
Revision date 20.01.2020

ACCREDIA L'ENTE ITALIANO DI ACCREDITAMENTO
SCR N° 003 F
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC Mutual Recognition Agreements

FEDERAZIONE CISQ
www.cisq.com
CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

EDISON
Exploration & Production

Operatore: EDISON EXPLORATION & PRODUCTION 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Sommario

1....MODALITA' DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO 3

2....INFORMAZIONI GENERALI 5

2.1. Comitato Direttiva Off-shore 5

2.2. Concessioni dell'Operatore oggetto di consultazione 6

3....POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI 8

4....RGR E SISTEMA DI VERIFICA INDIPENDENTE 12

4.1. Presentazione delle Relazioni Grandi Rischi 12

4.2. Tipologia di analisi svolta 12

4.3. Impianti e raggruppamenti per le RGR proposti 13

4.4. Metodologia nella RGR: scheda di verifica 14

4.5. Scelta del Verificatore indipendente e relativi compiti 15

4.6. Sistema di verifica 16

4.6.1. Survey/Audit per la verifica della gestione dei SECE 18
4.6.2. Gestione delle non conformità (Action Plan) 19

5....COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI 20

5.1. Premessa 20

5.2. Coinvolgimento ai sensi del DLgs 145/15 20

6....GESTIONE DELLE EMERGENZE 22

6.1. Struttura della risposta alle emergenze 22

6.1.1. Piano di Emergenza Generale Edison E&P 23
6.1.2. Piani di emergenza generale distretti operativi (PEG) e Piano di risposta alle emergenze interne (PREI) 23
6.1.3. Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP 23
6.1.4. Flow chart della Risposta alle emergenze 24

6.2. Gestione delle emergenze – obiettivi e livelli di emergenza 26

6.2.1. Gli obiettivi della gestione delle situazioni di emergenza 26
6.2.2. Valutazione della gravità dell'incidente 26
6.2.3. Segnalazione degli incidenti rilevanti 27
6.2.4. Tipologie di incidenti che possono generare una Crisi aziendale 27

6.3. Apprestamenti di sicurezza in coerenza con il DM 23.01.2017 29

6.4. Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15) . 30

6.4.1. Dispositivi antinquinamento in dotazione 30
6.4.2. Deposito materiali antinquinamento 31
Deposito di Pozzallo 31
Deposito di Ortona 32
6.4.3. Mezzi navali d'appoggio 33
6.4.4. MEZZI AEREI D'APPOGGIO 35
6.4.5. Caratteristiche dispositivi antinquinamento 36

Descrizione generale 46

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Caratteristiche tecniche 47

7. SVILUPPO BUONE PRASSI 53

7.1. Registrazione dati pertinenti perforazione (art. 19 comma 11-DLgs 145-15) ... 53

7.2. Simulatore antinquinamento: PISCES II E NTPRO 55

7.2.1. Genesi del progetto 55
7.2.2. Aspetti rilevanti rispetto al DLgs 145/15 55
7.2.3. Caratteristiche del simulatore 56
7.2.4. Implementazione del progetto 61

8. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE 63

8.1. Generalità 63

8.2. Requisiti Allegato I paragrafo 9 Dlgs 145-15 66

8.2.1. Struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale 66
8.2.2. Descrizione delle procedure per l'individuazione e valutazione dei grandi rischi 66
8.2.3. Descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale 66
8.2.4. I controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali 66
8.2.5. Gestione dei cambiamenti 66
8.2.6. Preparazione e risposte alle emergenze e mitigazione dei danni ambientali ... 67
8.2.7. Monitoraggio delle prestazioni 67
8.2.8. Modalità di audit e di riesame 68
8.2.9. Comunicazione e Formazione 69
8.2.10. Misure per la partecipazione a consultazioni tripartite 70

8.3. Aspetti relativi alla salute dei lavoratori 70

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 Edison E&P 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 Edison E&P Spa.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

PRIMA PARTE

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 della DGS Unmig – **Dott.ssa Emilia Maria Masiello**
- Direttore della Direzione generale Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - **Dott.ssa Maria Carmela Giarratano;**
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco - **Ing. Marco Cavriani;**
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto-Guardia Costiera - **Amm. Giovanni Pettorino;**
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare – **Amm. Div. Aurelio De Carolis.**

Le articolazioni sul territorio del Comitato 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 del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
e-mail: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it
indirizzo: Via Molise, 2 - 00187 Roma
Telefono: (+39) 06 4705 3794 – 2859

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 Edison E&P S.p.a

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

SECONDA PARTE

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

3. POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Edison E&P S.p.A. adotta principalmente n.4 Politiche per l'Ambiente, la Salute e la Sicurezza applicate ai diversi livelli dell'Organizzazione Aziendale, i cui principi sono allineati alle Politiche di gruppo EDF:

- una Politica Edison Spa comune a tutte le Divisioni ed alle società controllate;
- una Politica Edison E&P Spa applicabile al contesto nazionale ed internazionale nell'ambito della ricerca e produzione di idrocarburi;
- Una Politica Salute Sicurezza e Ambiente della E&P Operations Southern Europe Dept – Distretti Operativi Italia;
- 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 Edison E&P vengono riepilogati all'interno di tutte le sue politiche e possono essere riassunti in:
- Rispetto delle disposizioni vigenti e applicabili;
- Sviluppo sostenibile, valorizzazione delle persone, dialogo trasparente con tutti gli stakeholders;
- Impegno costante nella promozione della cultura della salute e sicurezza sui luoghi di lavoro e minimizzazione degli impatti ambientali;
- Commitment del Management e dialogo con le Autorità e Comunità Locali;
- Coinvolgimento dei fornitori e partners sugli aspetti di salute, sicurezza e ambiente;
- Costante identificazione e adozione di principi e best practices internazionali;
- Promozione dell'applicazione efficacie dei Sistemi di Gestione Salute Sicurezza e Ambiente;
- Formazione continua trasversale a tutti i livelli aziendali;
- Mantenimento di un robusto e strutturato processo di valutazione dei rischi per le tematiche di Salute, Sicurezza e Ambiente;

Edison E&P 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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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;

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 *"Internal Audit"* che risponde direttamente al CdA. Per facilità di lettura, di seguito viene riportato l'Organigramma Aziendale:

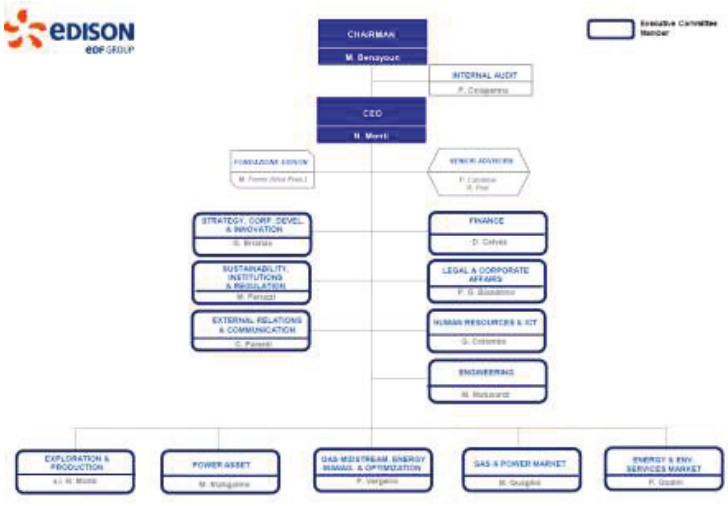


Figura 1 - Organigramma Edison Spa

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

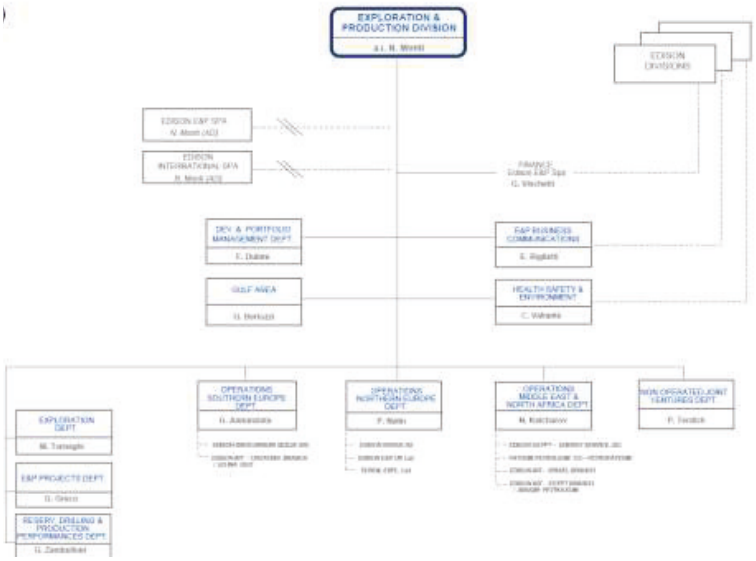


Figura 1.1 - Organigramma Edison E&P Spa

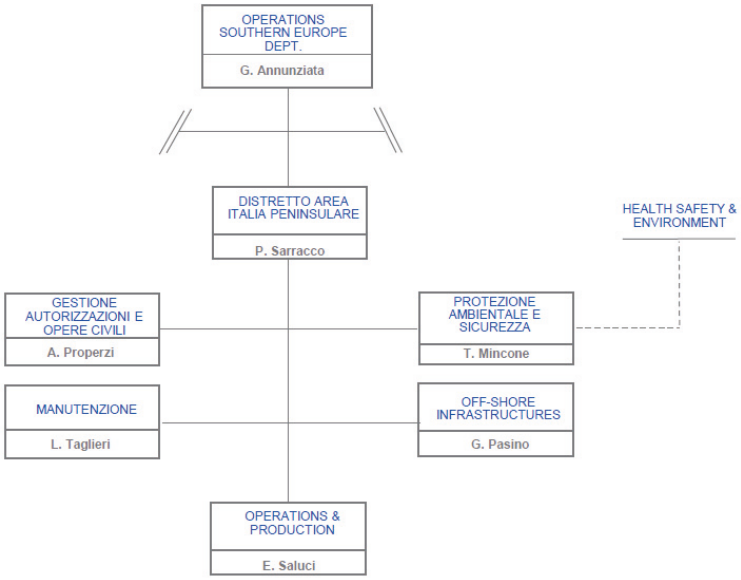


Figura 1.2 - Organigramma Edison E&P Spa - D.O Sambuceto

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

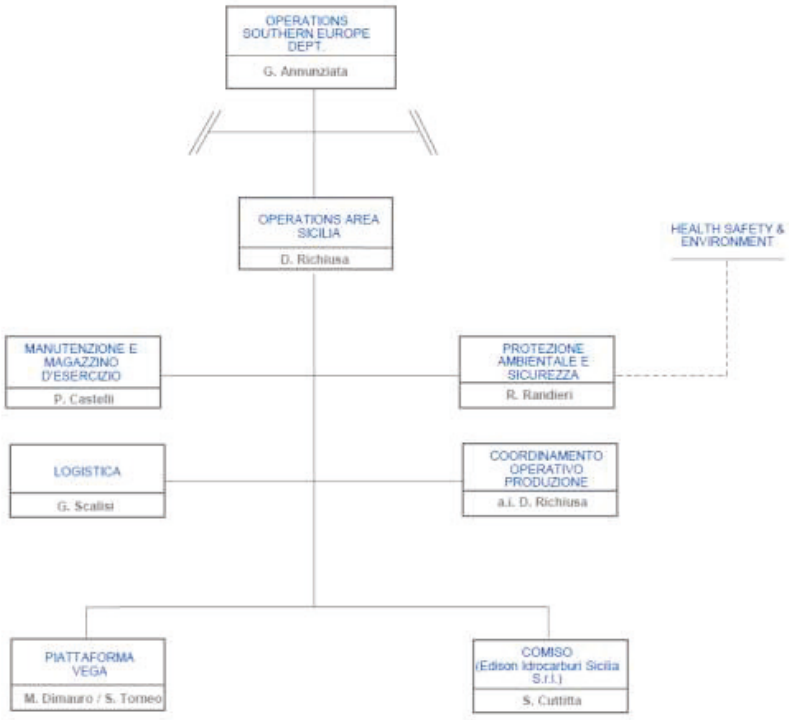


Figura 1.3 - Organigramma Edison E&P Spa - D.O Siracusa

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 svolga 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 in data 12-09-2018.

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:

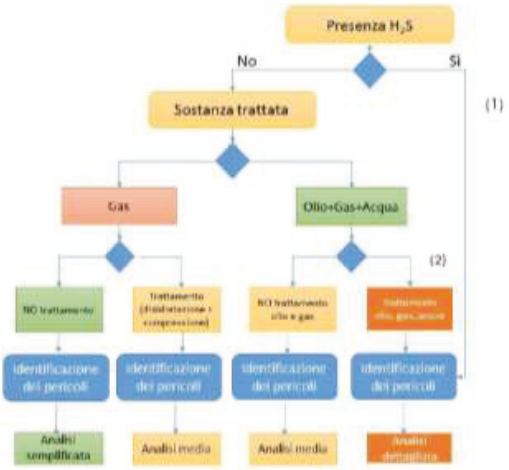


Figura 2 – Scelta della tipologia di analisi

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

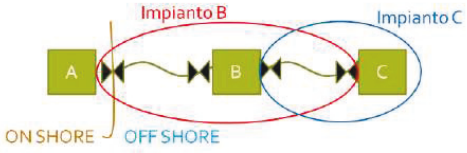
Distretto Operativo Siracusa	Distretto Operativo Sambuceto	
Campo Vega (olio): ▪ Piattaforma Vega A ▪ FSO Leonis	**Campo Rospo Mare (Olio)** ▪ Piattaforma RSM A ▪ Piattaforma RSM B ▪ Piattaforma RSM C ▪ FSO Alba Marina	**Campo Santo Stefano Mare (gas)** ▪ Piattaforma SSM 1/9 ▪ Piattaforma SSM 101 ▪ Piattaforma SSM 3/7 ▪ Piattaforma SSM 8 bis ▪ Piattaforma SSM 4
Distretto Operativo Sambuceto		
Campo San Giorgio Mare (gas) ▪ Piattaforma SGM 3 ▪ Piattaforma SGM 6 ▪ Piattaforma SGM C (manifold)	**Campo Vongola Mare (gas)** ▪ Piattaforma VGM 1	**Campo Sarago Mare (olio)** ▪ 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 Edison E&P Spa

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 galleggiante 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			
B.C 7.LF	VONGOLA MARE 1		RGR 9	Collegata direttamente alla Centrale San Giorgio Mare
	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".

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).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Sezione 1. Dati generali

N. Scheda	Nome SECE	Categoria				Breve descrizione	Obiettivo	Ambito di applicazione
		P	C	M	E			
1	Emergency Shut Down (ESD)					Il SECE è composto da: valvole di sezionamento, sistemi di controllo/blocco del processo	Isolamento sicuro ed effettivo degli apparecchi nelle condizioni di anomalie 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/disponibilità 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 F&G, 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

Edison E&P Spa ha assegnato al **RINA** il compito di svolgere l'attività di Verificatore Indipendente. Il RINA opera infatti nei settori Energy, Marine, Certification, Transport & Infrastracture 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, Edison E&P 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.

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.

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 Edison E&P 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 PAS
  - 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 sfiato					
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)					

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Rif.	Nome SECE	Controllore SECE – Resp. Manutenzione	Controllore SECE – Resp. Operazioni/DR	Controllore SECE – Resp. HSE	Controllore SECE - ICT	Controllore SECE - Logistica
C10	Rilevamento presenza di gas tossici					
Categoria M: Mitigazione dei pericoli						
M	Integrità dei bacini di contenimento					
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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 apprenderne immediatamente l'esito e l'impatto sulle singole barriere. Sarà comunque possibile esplicitare commenti o allegare file, allo scopo di dettagliare la risposta fornita.

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

5. COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI

5.1. Premessa

Edison E&P 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:

  - 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 (ancora in bozza), 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- 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. G. Annunziata;
- D.O. Sambuceto: Ing. P. Sarracco;

Direttori Responsabili

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

Sorveglianti

Responsabili del Servizio Prevenzione e Protezione

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

Medico Competente:

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

Rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza:

- D.O. Siracusa: Luca Gentile
- D.O. Sambuceto: Bruno Giulino

Rappresentanti dell'Operatore per la consultazione tripartita:

Consultazione Ordinaria:

- Cristiano Valiante, Flaviano Carlorecchio;

Consultazione libera:

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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6. GESTIONE DELLE EMERGENZE

6.1. Struttura della risposta alle emergenze

Il seguente diagramma illustra la pianificazione della risposta all'emergenza associata con la crescente gravità dell'emergenza. Partendo dal basso, qualora le risorse / mezzi disponibili non siano sufficienti a gestire l'emergenza, viene attivato il livello di emergenza successivo, fino a raggiungere il livello di massima allerta con la conseguente attivazione dello "stato di crisi".

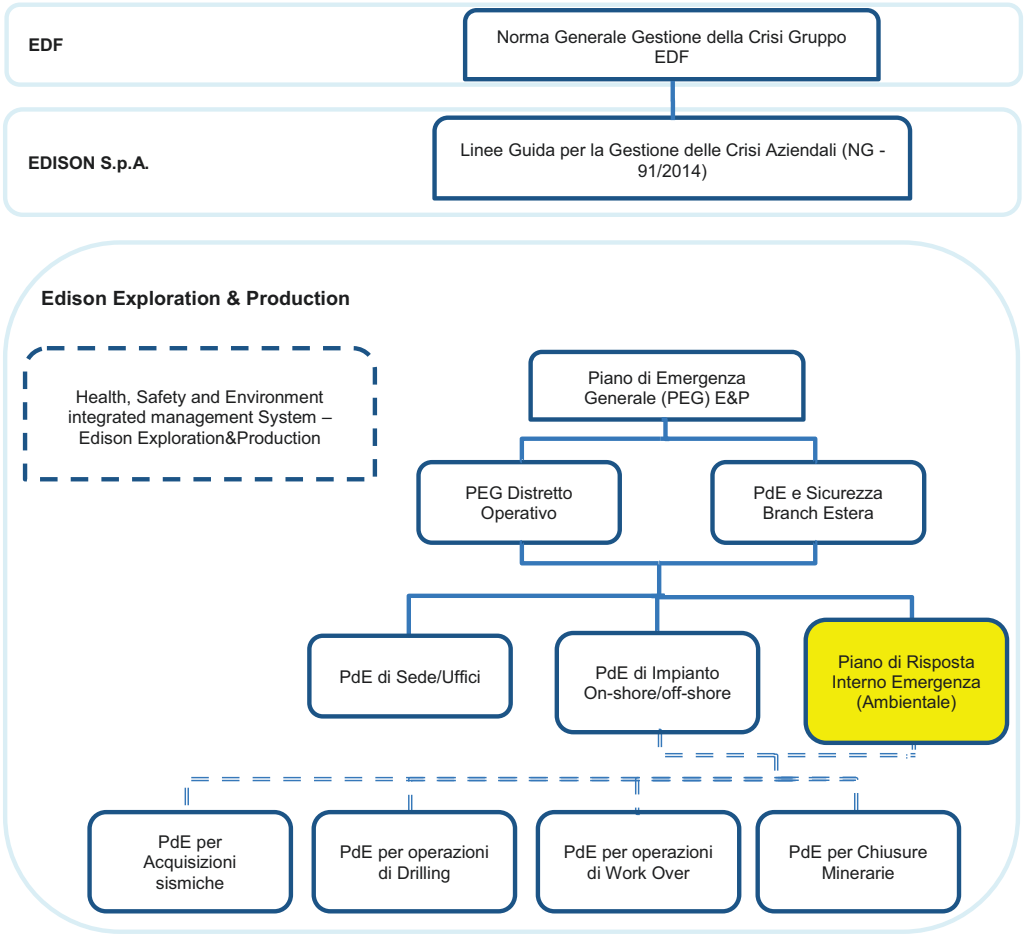


Figura 3 – Pianificazione della "Risposta alle emergenze"

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6.1.1. Piano di Emergenza Generale Edison E&P

Il Piano di Emergenza Generale di Edison E&P S.p.A. ha lo scopo di definire le azioni da seguire nella gestione delle emergenze che si potrebbero manifestare a livello di distretto, sede, sito.

Tale piano recepisce le linee guida definite dalla Norma Generale n° 91/2014 della Edison S.p.A. che riguarda il coordinamento informativo, decisionale e di gestione operativa delle Crisi aziendali generate da emergenze.

Il Piano Generale è finalizzato alla gestione operativa di tutte quelle emergenze determinate da eventi accidentali, di qualsiasi natura, che, per tipologia o ampiezza d'impatto, per gravità reale o percepita oppure durata, richiedano interventi a tutela dell'ambiente e delle persone che lavorano per Edison E&P Spa, delle comunità nelle quali E&P si inserisce e di tutti gli stakeholders coinvolti.

In particolare il Piano Generale, in accordo con la Norma Generale 91/2014 e le procedure del Management System HSE E&P si propone di disciplinare ruoli, responsabilità e modalità operative da attuare nei diversi scenari di emergenza nonché di garantire che la raccolta e la gestione delle informazioni siano rapide ed efficaci, anche al fine di valutare e affrontare le Crisi aziendali, relative all'ambito HSE.

Il Piano costituisce l'anello di congiunzione tra i Piani di Emergenza di distretto, sede, sito e la Norma Generale 91/2014.

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

Individuano, a livello distrettuale, 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.

6.1.3. 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, ben definite procedure di intervento, di informazione/comunicazione con la linea gerarchica, etc..

In particolare gli "OPEP" (Oil Pollution Emergency Plan) costituiscono i Piani Specifici antinquinamento definiti per i campi off-shore operati da Edison E&P Spa mentre i "SOPEP" - Shipboard Oil Pollution

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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).

6.1.4. Flow chart della Risposta alle emergenze

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 alla gestione della comunicazione con i media da parte del Comitato di Gestione della Crisi.

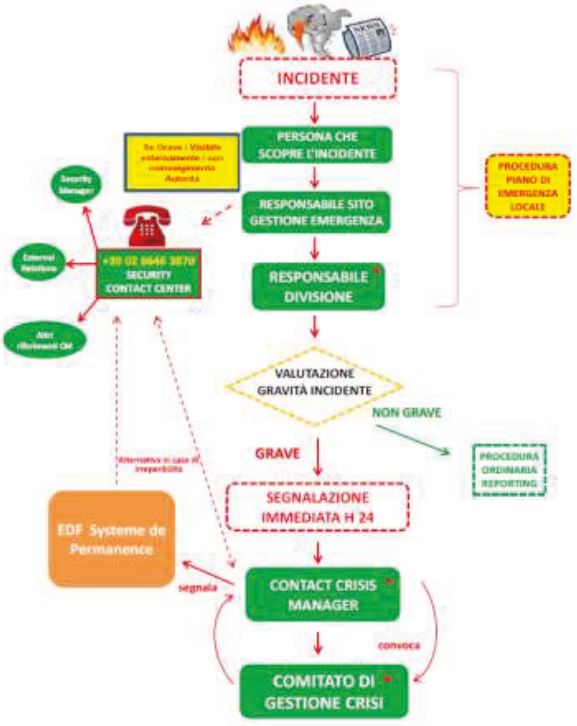


Figura 4 – Flow chart "Gestione delle emergenze: Comunicazione e flussi"

Di seguito è riportato un diagramma che individua la struttura coerente con il flusso di comunicazione. I riquadri con colorazioni differenti evidenziano la gestione dell'emergenza a partire dal livello locale (piattaforma/impianto/sede operativa), fino a quello più alto (identificato con l'attivazione dello stato di "Crisi"), definendo allo stesso tempo i responsabili della gestione, lo staff a supporto e il luogo di insediamento dei vari PCO (Posto di Comando Operativo), PCE (Posto di Comando Emergenze), Cellula e Comitato di Crisi.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

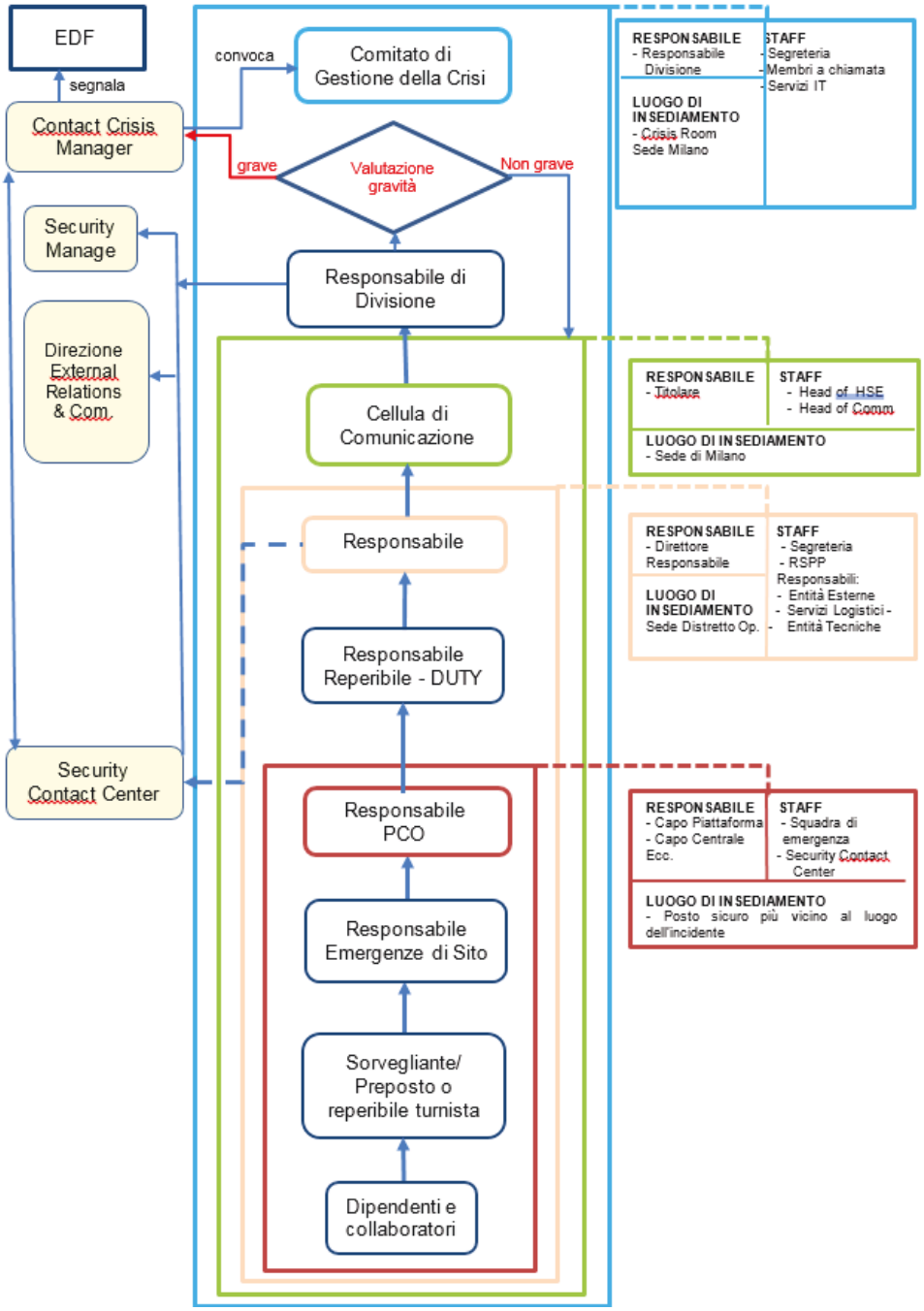


Figura 5 – Flow chart "Gestione delle emergenze: Struttura di risposta"

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6.2. Gestione delle emergenze – obiettivi e livelli di emergenza

6.2.1. Gli obiettivi della gestione delle situazioni di emergenza

Gli obiettivi principali della gestione delle emergenze sono:

- proteggere le vite umane;
- proteggere l'ambiente da eventuali danni che possono essere determinati da un incidente;
- garantire una adeguata e immediata risposta in caso di eventi incidentali di qualsiasi tipologia che abbiano impatti sulle persone, sull'ambiente;
- assicurare o ripristinare, nel più breve tempo possibile, la continuità delle attività dell'azienda;
- proteggere gli impianti e il patrimonio materiale di Edison Exploration & Production;

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.

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 Edison E&P 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.

6.2.2. Valutazione della gravità dell'incidente

Non tutti gli incidenti determinano una situazione di crisi, ma ciò avviene solo quando, su **valutazione del Responsabile di Divisione (Direttore E&P)**, le conseguenze siano state considerate gravi.

Livelli di Emergenza Distretti Operativi:

Emergenza di livello 1 - Minore

Un'emergenza è definita di livello "minore" quando:

- i mezzi disponibili sul posto sono sufficienti per risolvere rapidamente il problema;
- non vi sono conseguenze immediate e future.

Emergenza di livello 2 - Medio

Un'emergenza è definita di livello "medio" quando:

- i mezzi disponibili sul posto sono insufficienti per risolvere rapidamente il problema;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- le conseguenze, anche se difficilmente misurabili al momento, potrebbero essere importanti sul piano umano, ecologico o tecnico;
- vengono coinvolti gli enti pubblici.

Emergenza di livello 3 - Maggiore

Un'emergenza è definita di livello "maggiore" quando:

- le conseguenze sul piano umano, ecologico e tecnico sono considerate gravi;
- l'impatto sull'opinione pubblica intacca l'immagine della Società.

Il livello Maggiore può determinare situazioni di emergenza nazionale.

La gravità dell'evento rappresenta, o potrebbe rappresentare, un'emergenza molto seria, alla quale non si può far fronte con i mezzi a disposizione. Questa emergenza per essere gestita, necessita dell'intervento di forze esterne (contrattisti specializzati, altri enti in grado di prestare soccorso).

In questa particolare situazione e nel caso dell'evolversi di uno scenario inizialmente considerato "Emergenza di livello 2" è prevista l'insediamento di una Cellula di Comunicazione indetta dal Datore di lavoro / Titolare

Questa "cellula" si occuperà delle comunicazioni verso l'esterno, con le autorità non locali, gli enti e gli organi di stampa.

In questo tipo di situazione, è molto probabile che il Responsabile di Divisione (Direttore E&P) ravvisi l'esigenza di convocare il Comitato di Gestione Crisi.

In tal caso, i componenti della "Cellula" entreranno a far parte dello stesso Comitato e la gestione della Crisi avverrà secondo le indicazioni della Norma Generale 91/2014.

6.2.3. Segnalazione degli incidenti rilevanti

In caso di incidente grave o di situazione che presenta un rischio immediato di incidente grave, Edison E&P 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, Edison E&P Spa si attiene a quanto disposto dal Regolamento 1112/14 di applicazione della Direttiva 2013/30/EU per la comunicazione degli incidenti rilevanti nell'off-shore.

6.2.4. Tipologie di incidenti che possono generare una Crisi aziendale

Gli eventi eccezionali che possono intervenire e creare situazioni pericolose impreviste sono quelli di seguito riportati per i quali i Piani di Emergenza Locali devono definire le modalità di intervento operativo e, nel caso di rischio grave, comportano l'intervento del Comitato di Crisi per la gestione mediatica degli stessi.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Tra gli eventi eccezionali devono essere prese in considerazione tutte quelle situazioni di emergenza che esulano dal normale andamento delle operazioni e che:

- possono presentare un rischio per le persone, l'ambiente e le installazioni;
- non sono controllabili con i mezzi disponibili localmente;
- non hanno conseguenze immediate, ma possono generare delle ulteriori anomalie.

Bisognerà inoltre stabilire i criteri per la valutazione immediata della situazione d'emergenza tenendo conto:

- della vastità delle conseguenze possibili sugli uomini, sull'ambiente e sulle installazioni;
- della sensibilità (di natura umana, economica ed ecologica) del centro ove è avvenuto il sinistro;
- delle conseguenze sull'opinione pubblica, legate al sinistro.

Di seguito si riportano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, gli scenari relativi a possibili eventi accidentali:

- Esplosione On-Shore / Off-Shore
- Incendio On-Shore / Off-Shore
- Eruzione incontrollata di un pozzo (Well Kick / Blow out)
- Inquinamento
- Danneggiamento o distruzione d'installazione
- Incidente d'elicottero
- Nave in difficoltà
- Incidente durante immersione
- Uomo in mare
- Scomparsa di un agente
- Eventi naturali (sismici, alluvionali, ecc.)
- Sabotaggio – Atto criminale
- Perdita o distruzione di sorgenti radioattive
- Collisione fra natanti o tra natante e piattaforma
- Collisione fra FSO e nave shuttle
- Collisione tra nave e piattaforma
- Perdita H_2S
- Evacuazione sanitaria: ferito grave, morte, malattia
- Evacuazione: infortunio

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6.3. 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6.4. Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15)

6.4.1. 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'altura [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 FSO	---	500	---	1000	---
FSO Leonis	---	---		---	1000	---	1000	---
NOS ARIES	1	---	200	---	200	1	500	259
Deposito Pozzallo	2	1000	500	500	1000	5	8000	300

Deposito Ortona	[nr]	1	Recupetaratore meccanico di olio STOPOL 120					
	[nr]	2	Recupetaratore meccanico di olio VORTEX VIM 25					
C/B SHARK	litri	200	Disperdente					
	metri	100	Panne assorbenti					
FSO Alba Marina	[nr]	1	Recupetaratore meccanico di olio EGMOPOL					

Tabella 5 – Dispositivi antinquinamento e loro ubicazione

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6.4.2. 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 Tecnlogia 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.

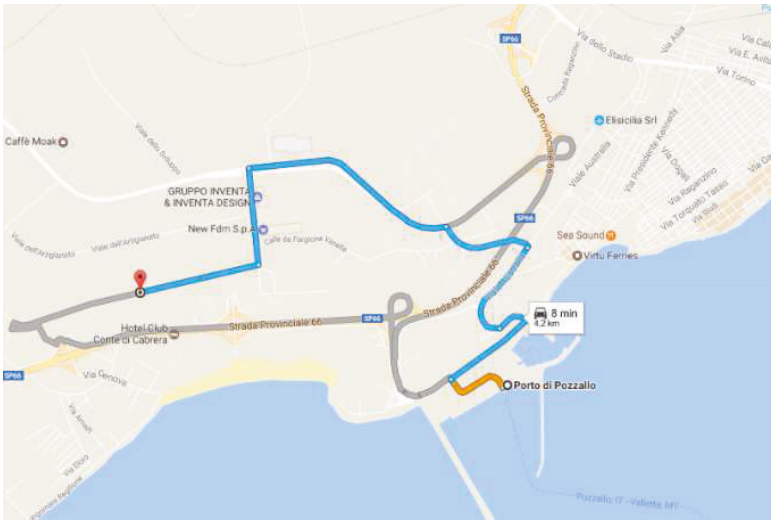


Figura 6 – Ubicazione Deposito materiale antinquinamento e percorso fino al Porto di Pozzallo

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 Edison E&P Spa ha stipulato un contratto quadro con una ditta di trasporti locale.

Figura 7 – Container materiale e skid panne oceaniche

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 Edison Exploration & Production. Le dotazioni sono conservate all'interno del sito in Via Cervana, c/o il porto di Ortona.

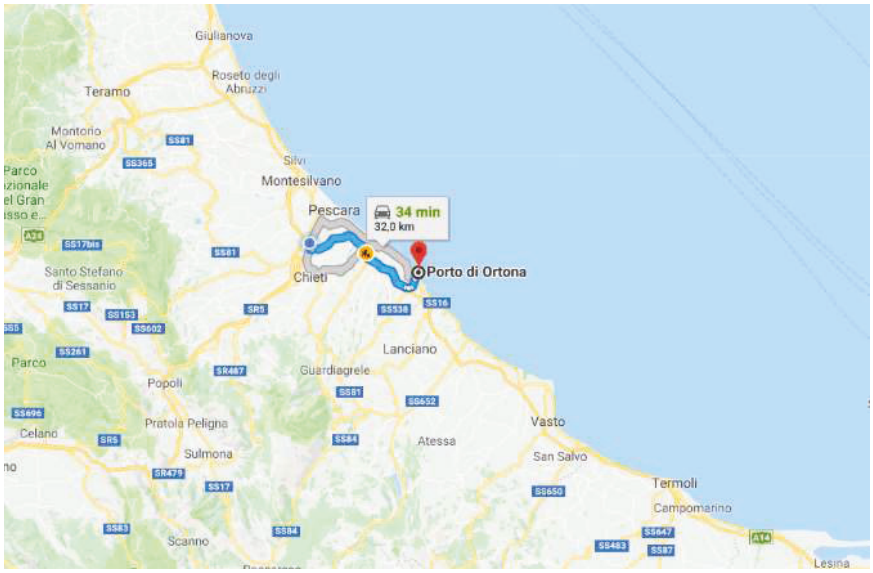


Figura 8 – Deposito di Ortona – Via Cervana 66028 Ortona (CH)

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6.4.3. Mezzi navali d'appoggio

SUPPLY VESSEL NOS ARIES

E' il mezzo dedicato al campo Vega.

Tempo di navigazione dal Porto di Pozzallo al Campo Vega: 1 h 10 min

In caso di emergenza ambientale in mare Edison E&P 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.

Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Rospo Mare: 1h 20 min

Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Sarago Mare: 7 h

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

M/N FRANCESCO GUIDOTTI

E' un mezzo dedicato al campo Sarago Mare.

Tempo di navigazione: Partenza da Civitanova Marche – Sarago Mare: 15-20 min.

M/N SHARK

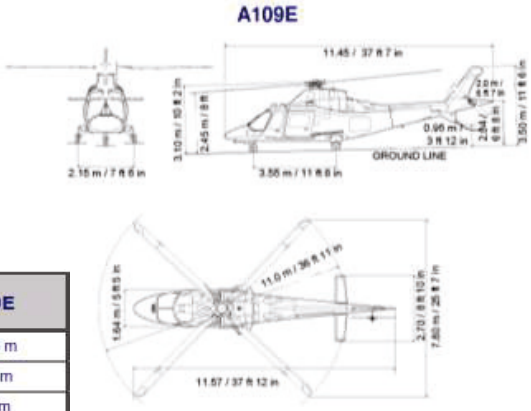
E' un mezzo dedicato al campo Rospo Mare.

Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Rospo Mare: 45 min

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

6.4.4. 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 Edison E&P 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.

6.4.5. Caratteristiche dispositivi antinquinamento

Di seguito vengono descritte le caratteristiche tecniche dei vari dispositivi antinquinamento in dotazione alle diverse installazioni dei campi operati da Edison E&P Spa.

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.

Modello VBGH 1800

- Barriere galleggianti di tipo gonfiabile;
- tessuto gommato neoprene®-hypalon® ad elevata resistenza (carico di resistenza a trazione CR>=7500N/5cm, peso tessuto 2,1 kg/m²);
- colore nero;
- altezza totale sgonfia: 180 cm ca.;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- parte emersa (sopranatante) di forma cilindrica: diametro 50-55 cm ca. (gonfia); altezza 60 cm ca. (sgonfia);
- parte immersa (grembiulatura): 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;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- 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.

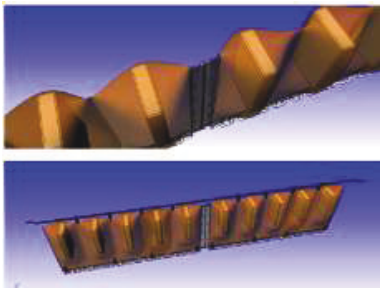
Modello EXPANDI SYSTEM 4300

- 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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

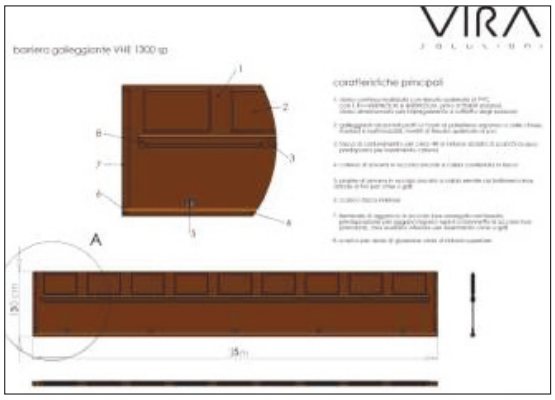
- Panne d'altura;
- Altezza: 1300 mm;
- Lunghezza per sezione: 50 m;
- Peso: 6,5 kg/m ca.;
- Resistenza alla trazione totale: 0,741 N/mm2 longitudinale; 0,690 N/mm2 trasversale;
- Temperatura di lavoro: -30°C +70°C;
- colore arancione;
- allungamento a rottura: longitudinale 80%; trasversale 75%;
- resistenza alla compressione: 25% 0,075 N/mm2; 50% 0,180 N/mm2; 75% 0,473 N/mm2;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.



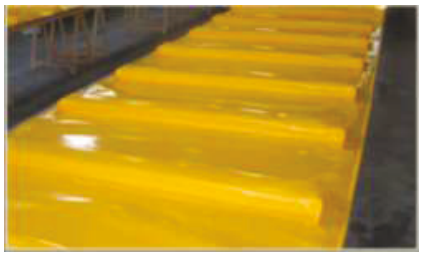
Modello VHE 1300;

- 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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>=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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

PANNE OLEOASSORBENTI – MODELLO VASG 20

Utilizzate per tutti i campi operati da Edison Exploration & Production, 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

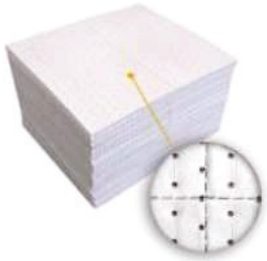
- realizzata in fiocco di polipropilene idrorepellente contenuto in sacca di TNT di polipropilene rivestita da rete tubolare monofilo (titolo (dtex): 2,30; tenacità (cN/tex): 25,1; allungamento (%): 392; coesione (g): 104; ensimaggio (%): 0,39; bagnabilità (s): 28.800);
- diametro 20 cm ca.;
- spezzoni 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 spandimenti 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

- Grammatura: 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

SKIMMER MODELLO ARON SK4-450/2-OL

Skimmer galleggiante a rulli. Presente c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo.

IMAGE SHOWN FOR ILLUSTRATION ONLY

TECHNICAL DATA	
Recovery rate	40 m3/h
Overall dimension	1300x1570 mm
Drum nr.	4
Materials	PP/HDPE
Skimmer weight	68 Kg
Hydraulic Powered	130-200 bar
Consumtion	40 l/min

Modello ARON SK4-450/2-OL (per oli pesanti – viscosità a 50°C: 311,9m²/s);

- 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;

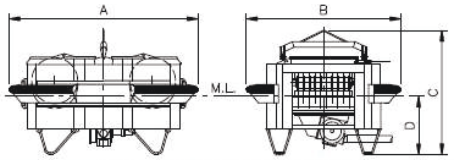
Centralina idraulica per alimentazione skimmer mod. ARON SK4-450/2-OL

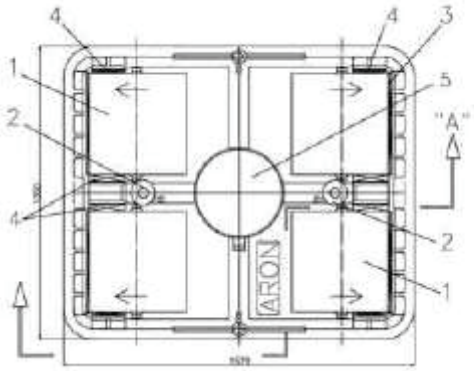
- Motore Diesel da 10,5 HP - Pressure: 130-200 bar;
- Avviamento elettrico e a strappo;
- In allestimento speciale con tripla pompa per comandare i nr 2 motori dello skimmer e la pompa di trasferimento olio recuperato:
- Telaio in acciaio inox;
- Dimensioni di ingombro 850x600x650 mm, peso circa 90 kg.

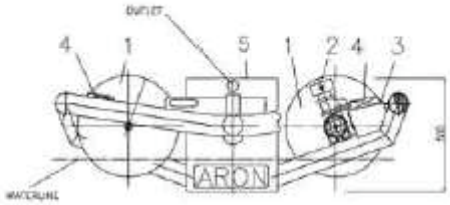
Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

SKIMMER MODELLO DISCOIL FD 50 (per oli ad alta e media viscosità)

Presente c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo.







Struttura e protezioni:

Struttura tubolare portante in acciaio inox AISI 316. Galleggianti, vasca di raccolta e canali convogliatori in lega leggera per impieghi marini.

Dischi:

20 dischi policentrici diam. 760 in acciaio inox con particolare trattamento superficiale.
Velocità variabile da 0 a 35 giri al minuto a mezzo motoriduttore oleodinamico.
La velocità è regolata da quadro di comando, posto sul generatore, in funzione del tipo e spessore del prodotto da raccogliere.

Pattini raschiatori:

40 pattini auto affilanti in elastomero ad alta resistenza meccanica e chimica vulcanizzati, montati su appositi supporti autocentranti e a pressione predeterminata e costante.

Pompa di trasferimento:

Volumetrica a disco cavo con recupero automatico dei giochi per consentire il passaggio di prodotti a medie e alte viscosità.
Portata max 50 m3/h alla pressione max 3÷4 bar.
Velocità variabile da 0 a 400 giri/min.
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.
Costruita in bronzo e acciaio inox AISI 316 con tenuta doppia ad anello in VITON o tenuta meccanica per alte pressioni.
Filtro a cesto in acciaio inox montato sulla vasca di raccolta prodotto a protezione della pompa di scarico.

Tubazioni e raccordi:

Tubazioni oleodinamiche rigide in acciaio inox .
Tubazioni oleodinamiche flessibili tipo SAE 100 R1. lunghezza standard 20 m muniti di innesti rapidi
Tubo flessibile animato per scarico prodotto (diametro interno 100 mm) lunghezza standard 20 m con raccordo rapido.

Generatore oleodinamico:

Mod. GO 52+25/V-3D
Azionato da motore Diesel 4 tempi raffreddato ad aria, avviamento elettrico.
Potenza continua 30 kW a 2600 rpm

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

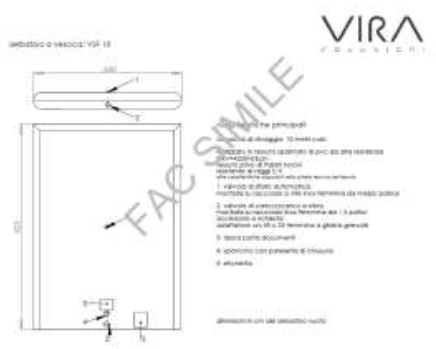
Caratteristiche tecniche

- 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.



Serbatoio flessibile a vescica **Modello VSF 25;**

- 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.

Modello VSF 100;

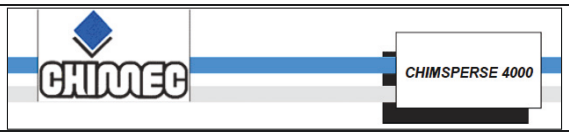
- Cisterne da 100 mc x 1 pezzi (c/o deposito di Ortona);
- Dimensioni (carico): 12x9x1,4 m;
- Forma: a vescica con base rettangolare;
- Impronta a terra (base): rettangolo da 12x9m, con angoli arrotondati;
- Indicato per stivaggio temporaneo di 100 m³ ca di acqua sporca di idrocarburi;

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- 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 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 Edison Exploration & Production. E' presente su tutti gli impianti/depositi.



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.

APPLICAZIONE

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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.

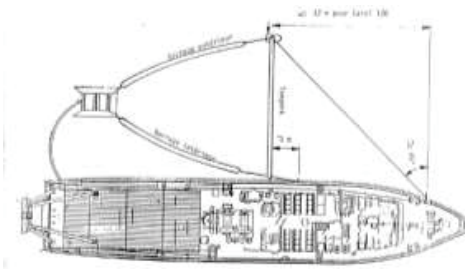
EGMOPOL

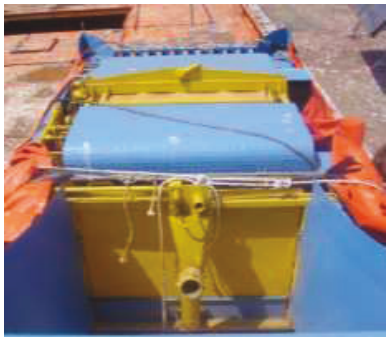
- Dimensioni (configurazione trasporto): 10,50x4,05 m;
- Peso: 8000 kg;
- Altezza totale scafo: 2,40 m;
- Parte sommersa: 0,35 m;
- Parte sommersa a pieno carico: 0,65 m;
- Capacità serbatoio: 15 m3;
- Velocità massima: 6,5 nds;
- Diametro dell'evoluzione: 16 m;
- Autonomia: 12 ore.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

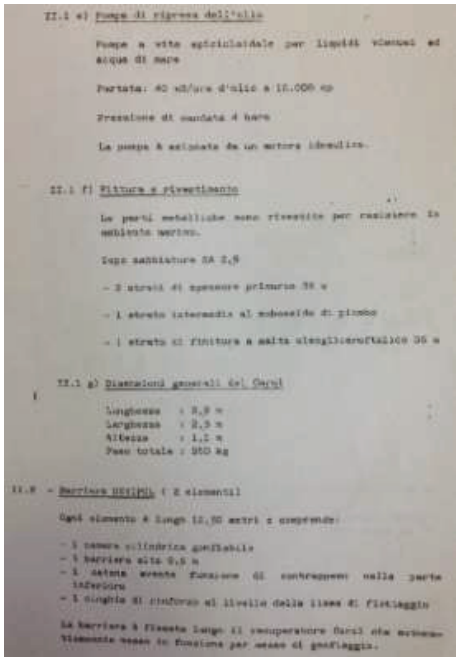
STOPOL 120

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.





Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN



II.1 e) Pompe di ripresa dell'olio

Pompe a vite epicicloidale per liquidi viscosi ed acqua di mare

Portata: 40 mc/ora d'olio a 10.000 cp

Pressione di mandata 4 bars

La pompa è azionata da un motore idraulico.

II.1 f) Pittura e rivestimento

Le parti metalliche sono rivestite per resistere in ambiente marino.

Dopo sabbiatura SA 2,5

- 2 strati di spessore primario 35 u
- 1 strato intermedio al sobossido di piombo
- 1 strato di finitura a smalto oleoglicerofitalico 35 u

II.1 g) Dimensioni generali del Corul

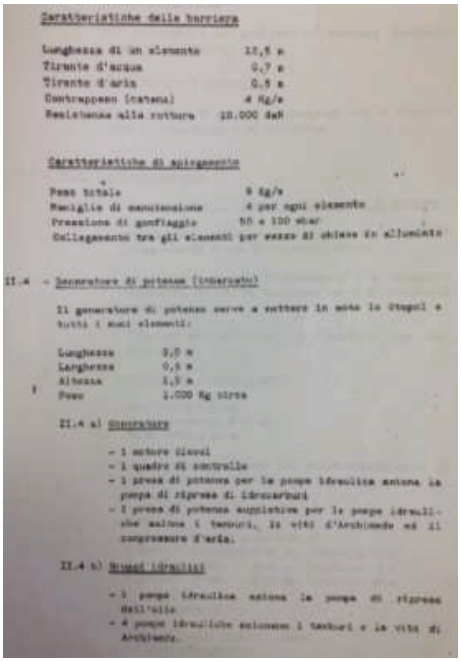
Lunghezza : 2,9 m
Larghezza : 2,5 m
Altezza : 1,1 m
Peso totale : 950 Kg

II.2 - Barriere GERIPEL (2 elementi

Ogni elemento è lungo 12,50 metri e comprende:

- 1 camera cilindrica gonfiabile
- 1 barriera alta 0,5 m
- 1 catena avente funzione di contrappeso nella parte inferiore
- 1 cinghia di rinforzo al livello della linea di flottaggio

La barriera è fissata lungo il recuperatore Corul che automaticamente cessa la funzione per mezzo di gonfiaggio.



Caratteristiche della barriera

Lunghezza di un elemento 12,5 m
Tirante d'acqua 0,7 m
Tirante d'aria 0,5 m
Contrappeso (catena) 4 Kg/m
Resistenza alla rottura 10.000 daN

Caratteristiche di spiegamento

Peso totale 8 Kg/m
Maniglie di manutenzione 4 per ogni elemento
Pressione di gonfiaggio 50 a 100 mbar
Collegamento tra gli elementi per mezzo di chiave in alluminio

II.4 - Generatore di potenza (idrauto)

Il generatore di potenza serve a mettere in moto le Stopol e tutti i suoi elementi:

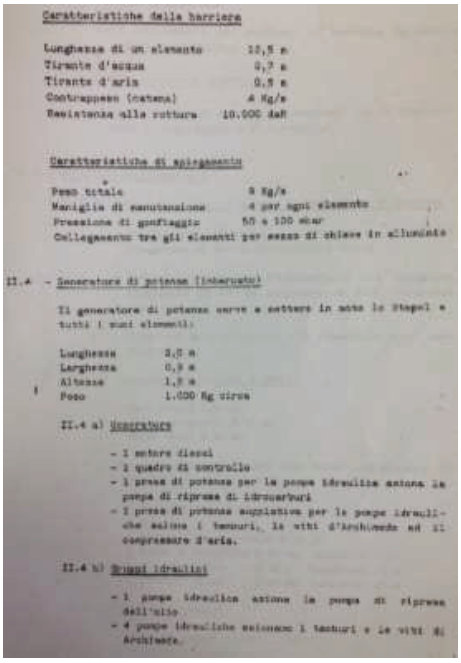
Lunghezza 3,0 m
Larghezza 0,8 m
Altezza 1,3 m
Peso 1.000 Kg circa

II.4 a) Generatore

- 1 motore diesel
- 1 quadro di controllo
- 1 presa di potenza per la pompa idraulica azionante la pompa di ripresa di idrocarburi
- 1 presa di potenza supplettiva per le pompe idrauliche azionanti i tamburi, la vite d'Archimede ed il compressore d'aria.

II.4 b) Organi idraulici

- 1 pompa idraulica azionante la pompa di ripresa dell'olio
- 4 pompe idrauliche azionanti i tamburi e la vite di Archimede.



Caratteristiche della barriera

Lunghezza di un elemento 12,5 m
Tirante d'acqua 0,7 m
Tirante d'aria 0,5 m
Contrappeso (catena) 4 Kg/m
Resistenza alla rottura 10.000 daN

Caratteristiche di spiegamento

Peso totale 8 Kg/m
Maniglie di manutenzione 4 per ogni elemento
Pressione di gonfiaggio 50 a 100 mbar
Collegamento tra gli elementi per mezzo di chiave in alluminio

II.4 - Generatore di potenza (idrauto)

Il generatore di potenza serve a mettere in moto le Stopol e tutti i suoi elementi:

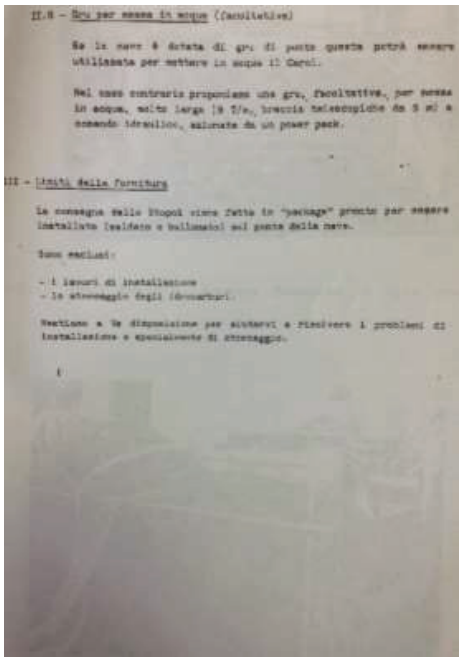
Lunghezza 3,0 m
Larghezza 0,8 m
Altezza 1,3 m
Peso 1.000 Kg circa

II.4 a) Generatore

- 1 motore diesel
- 1 quadro di controllo
- 1 presa di potenza per la pompa idraulica azionante la pompa di ripresa di idrocarburi
- 1 presa di potenza supplettiva per le pompe idrauliche azionanti i tamburi, la vite d'Archimede ed il compressore d'aria.

II.4 b) Organi idraulici

- 1 pompa idraulica azionante la pompa di ripresa dell'olio
- 4 pompe idrauliche azionanti i tamburi e la vite di Archimede.



II.5 - Gru per messa in acqua (facoltativa)

Se la nave è dotata di gr. di punta questa potrà essere utilizzata per mettere in acqua il Corul.

Nel caso contrario proponiamo una gru, facoltativa, per messa in acqua, sulla barca [8 T/m, braccio telescopico da 5 m] a comando idraulico, azionata da un power pack.

III - Limiti della fornitura

La consegna delle Stopol viene fatta in "package" pronte per essere installate (saldate e bullonate) sul ponte della nave.

Sono esclusi:

- i lavori di installazione
- lo stoccaggio degli idrocarburi.

Restiamo a Vs disposizione per aiutarvi a risolvere i problemi di installazione e specialmente di stoccaggio.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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, Edison E&P 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 di Edison E&P Spa La soluzione tecnica adottata è strutturata per garantire gli steps di: Processo, Acquisizione, Trasmissione e Archiviazione dei dati.

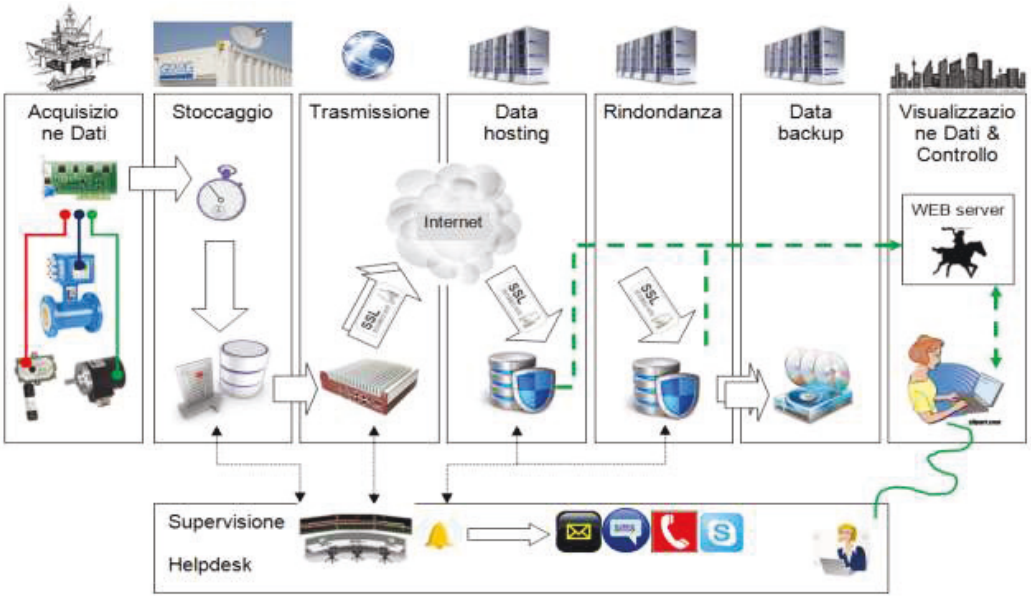


Fig. 9 – Registrazione dati attività di perforazione

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. EDISON EXPLORATION & PRODUCTION)
- Server secondario Black Box 2 (D.O. EDISON EXPLORATION & PRODUCTION)
- Wellcoms Web Farm (Contrattista)

I parametri acquisiti vengono elencati nel tabulato in calce:

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 Edison E&P Spa:

- 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:

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- Up time (da quanto tempo le machine sono funzionanti);
- 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 efficacie la risposta alle emergenze in qualsiasi condizione operativa, Edison E&P 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 Edison Exploration & Production 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, Edison E&P Spa prevede di utilizzare il simulatore per "creare" scenari "plausibili" sulla base dei risultati dell'analisi del rischio secondo le differenti condizioni meteo/marine.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

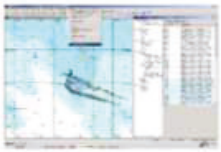
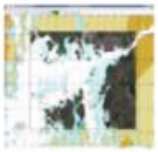
7.2.3. Caratteristiche del simulatore

CARATTERISTICHE

PISCES

- 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*.

*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.

OIL SPILL RESPONSE

PISCES II

- Gestione risorse per l'organizzazione della Risposta alle Emergenze;
- Oil spill investigations.

NTPRO

- Vessel e gestione degli equipments.

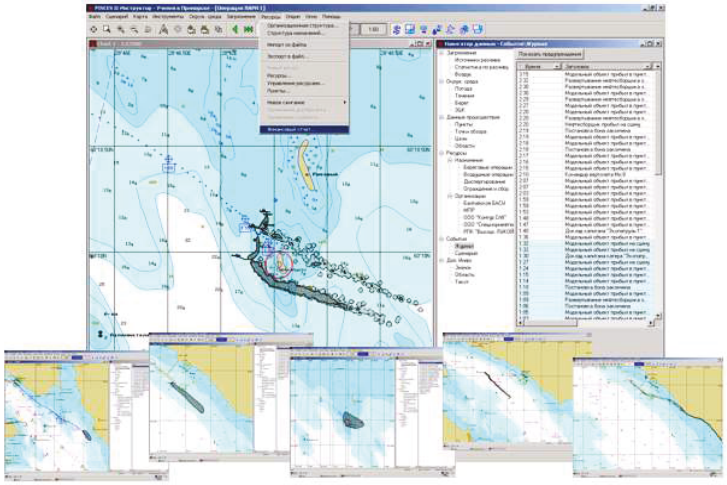
PRINCIPALI VANTAGGI PISCES II

- 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)

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

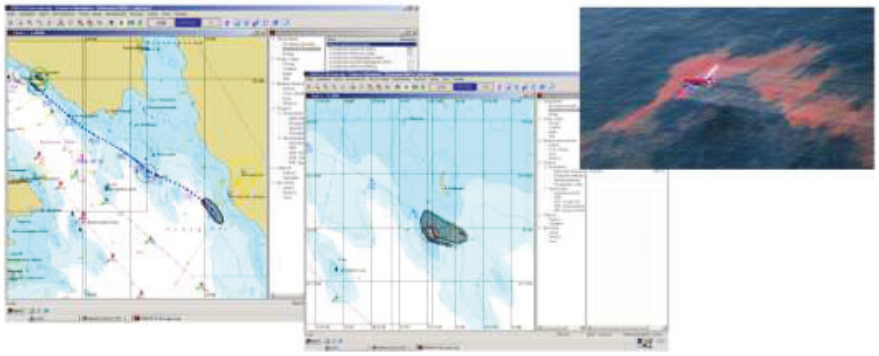
AMBIENTE PISCES II

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

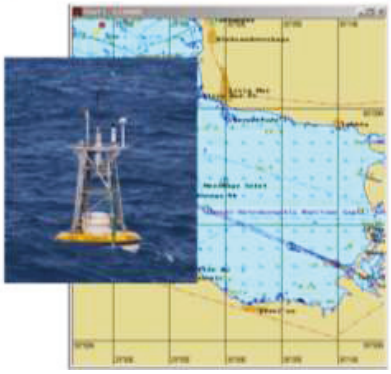


Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

DATI AMBIENTALI

Correnti:

- Correnti marine inserite manualmente;
- Correnti marine importate da databases(*.xml)

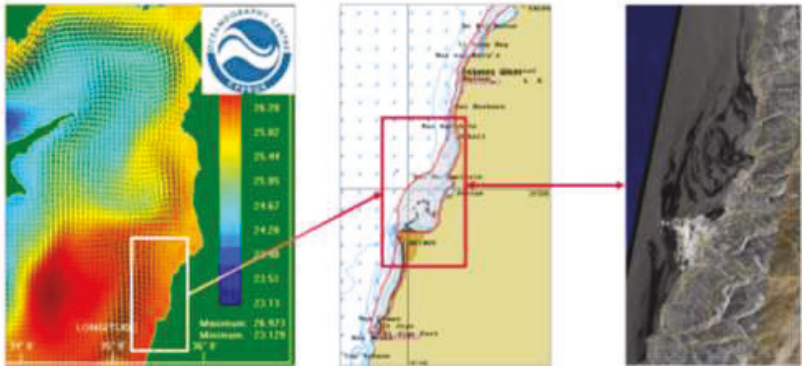


Condizioni meteo:

- Direzione e velocità del vento;
- Temperatura aria e acqua;
- Altezza onde;
- Salinità dell'acqua.

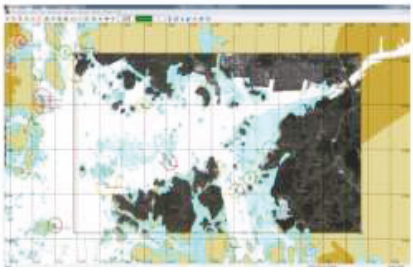
MAPPE TEMPORIZZATE DELLE CORRENTI

- External HD model data
- Importato nel PISCES
- Immagine Satellite



INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

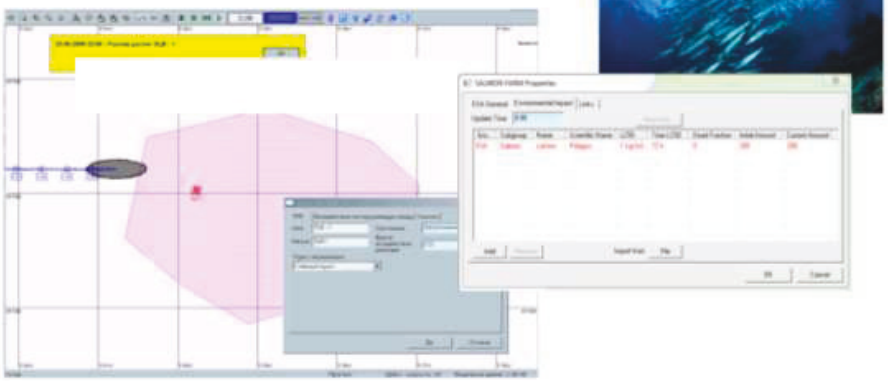
- Infrastrutture;
- Informazioni topografiche;
- Immagini raster importate e visualizzate come layers sovrapponibili.



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

AREE AMBIENTALI SENSIBILI

- Gli utenti possono specificare una lista di specie con relative caratteristiche e popolazione identificate mediante poligoni definiti.



ANALISI SVERSAMENTI

Tipi di sorgenti:

- Puntiforme – posizione puntuale definite;
- 2D – poligono definite;
- Sversamento continuo – Perdita costante da un oggetto (es. Vessel or Blow-out).

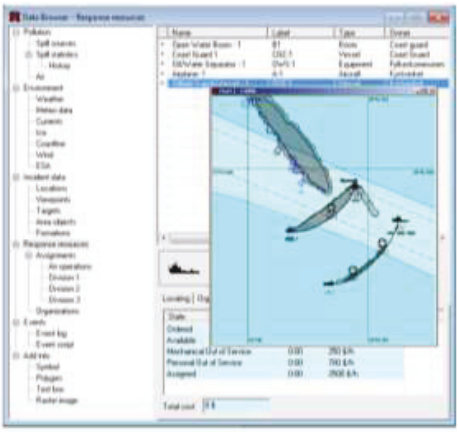
Idrocarburi e sversamento:

- Ampio database di potenziali prodotti per oil spill;
- L'utente può editare/aggiungere ulteriori prodotti per l'oil spill.

RISPOSTA ALLE EMERGENZE: RISORSE

- Piattaforme;
- Vessels;
- Elicotteri;
- Altri velivoli;
- Personale;
- Panne, skimmers, disperdenti;

Le risorse possono essere editate dall'utente.



Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

REPORT RISORSE E COSTI

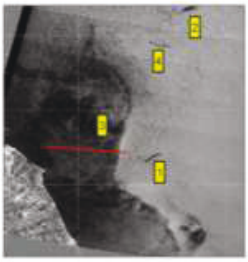
Il costo di ogni risorsa è definito dai seguenti stati:

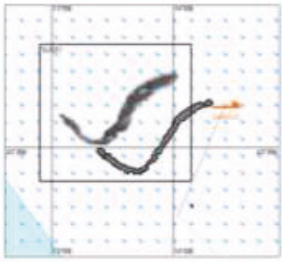
- Ordinato;
- Disponibile;
- Assegnato;
- Fuori servizio.

Owner	Risorsa noleggiata	Anticipo	Costi
Kystverket	Victor Viking	48	$ 22 000
Kystverket	IUT-722	72	$ 16 000
Kystverket	Ocean Buster	60	$ 950
Kystverket	Ro-Boom 1	0	$ -
Kystverket	Ro-Boom 2	0	$ -
Kystverket	NOFI3100	60	$ 1 800
Kystverket	Airplane	72	$ 32 000
Kystvakten	KV Harstad	72	$ 6 500
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 ruchiesta.

NOFI Busters

- Per Oceano, Correnti e Porto;
- 600 mm, 900 m and 1200 mm;

Vani panne con briglie per operazioni di un singolo mezzo;

Oil skimmer

- Capacità e intasamento impostato manualmente;
- Indicato il quantitativo di olio collettato;

La cattiva gestione di panne e busters può causare un'inefficiente recupero del prodotto sversato.

La modellazione delle apparecchiature di risposta si basa su un generatore di dati (velocità, dati marini e stati limite).

Due tipi di oil spill

Oil slick

- Flusso cacolato fisicamente;
- Interagisce con panne, busters, skimmers, barges, strutture e vessels;

Target oils slick:

- Visualizzazione per creazione dello scenario;
- Non interagisce con l'oggetto;
- Differenti modi di visualizzazione.

Windrow Iridescenza Filamenti Metallico

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

TERZA PARTE

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

8. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE

8.1. Generalità

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 "Edison E&P 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 E&P, relativamente ai contenuti di prevenzione di incidenti gravi nelle operazioni in mare, vuole essere il riferimento nelle Branch/Distretti Operativi degli altri paesi in cui la Direttiva 2013/30/UE non è applicabile, allo scopo di incentivare i miglioramenti delle prestazioni.

Il sistema di gestione HSE E&P, conforme agli standard internazionali ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 (in corso la transizione dalla OHSAS 18001:2008) 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.

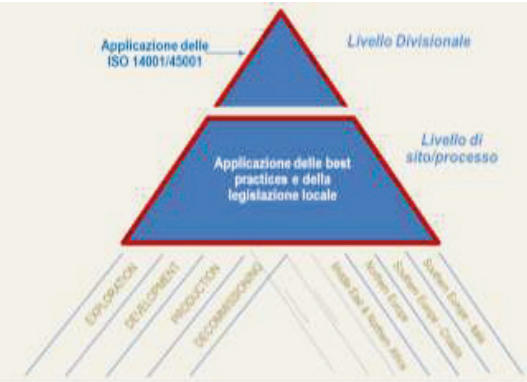


Fig. 10 – Sistema di Gestione Ambiente e Sicurezza (controllo dei siti e dei processi)

Inoltre, nell'ambito dei Distretti Operativi Italia, Edison E&P 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

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

bordo dei galleggianti, Edison E&P 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:

Norme EDISON E&P Spa	
1	NG-02-92 SICUREZZA, IGIENE SUL LAVORO E TUTELA DELL'AMBIENTE: NORME DI GRUPPO PER LE IMPRESE APPALTATRICI
2	NG-03-02 GESTIONE DEI CANTIERI E DELLE ATTIVITA' CON IMPRESE APPALTATRICI
3	NG-08-93 LINEE GUIDA PER LA PROTEZIONE DELL'AMBIENTE E LA SALVAGUARDIA DELLA SALUTE E DELLA SICUREZZA DELLE PERSONE
4	NG-66-09 GESTIONE EMERGENZE IN MATERIA DI HEALTH & SAFETY E DI SECURITY PER IL PERSONALE IN ESPATRIO O IN TRASFERTA INTERNAZIONALE
5	NG-88-13 GESTIONE DELLE PRESCRIZIONI AMBIENTALI NELLO SVILUPPO E NELLA MODIFICA DI IMPIANTI
6	NG-91-14 LINEA GUIDA PER LA GESTIONE DELLE CRISI AZIENDALI
7	NG-92-14 PROCESSI DI APPROVVIGIONAMENTO DI BENI, SERVIZI E PRESTAZIONI, OPERE E LAVORI
Norme PASQ EDISON SPA	
1	NOR-020-EDIS-08 LINEA GUIDA PER LA STIMA E L'ESPLICITAZIONE DEI COSTI DELLA SICUREZZA
2	NOR-021-EDIS-12 LINEA GUIDA PER I LAVORI IN SPAZI CONFINATI
Procedure PASQ EDISON SPA	
1	PRO-002-EDIS-99 PERMESSO DI LAVORO
2	PRO-004-EDIS-99 AUDIT INTERNI DEI SISTEMI DI GESTIONE QUALITA', AMBIENTE E SALUTE E SICUREZZA SUL LUOGO DI LAVORO
3	PRO-005-EDIS-06 GESTIONE DELLE PRESCRIZIONI LEGALI IN TEMA AMBIENTE SALUTE E SICUREZZA
4	PRO-013-EDIS-03 LINEE GUIDA PER LA COMUNICAZIONE DEGLI INCIDENTI IN AMBITO SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE
5	PRO-016-EDIS-06 GESTIONE DELL'ANALISI DEGLI EVENTI IN TEMA AMBIENTE, SALUTE E SICUREZZA
6	PRO-019-EDIS-10 AFFIDAMENTO DI ATTIVITA'/SERVIZI A TERZI: AMBITI LEGISLATIVI E PRINCIPALI ADEMPIMENTI RELATIVI A SALUTE E A SICUREZZA
Procedure e Piani di Emergenza E&P	
1	SGI-HSE-000-E&P "Manuale del Sistema di Gestione HSE"
2	SGI-HSE-001- E&P "Individuazione e valutazione degli aspetti ambientali e dei rischi per la salute e sicurezza dei lavoratori"
3	SGI-HSE-002- E&P "Gestione delle prescrizioni legali e degli obblighi di conformità"
4	SGI-HSE-003- E&P "Gestione delle Risorse Umane, Competenza, Formazione e Consultazione"
5	SGI-HSE-004- E&P "Gestione Non Conformità e Azioni Correttive"
6	SGI-HSE-005- E&P "Gestione della Documentazione del Sistema di Gestione HSE"
7	SGI-HSE-006- E&P "Audit del Sistema di Gestione HSE"
8	SGI-HSE-007- E&P "Monitoraggio KPI HSE"

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

9	SGI-HSE-008- E&P "Riesame della Direzione"
10	SGI-HSE-009- E&P "Comunicazioni HSE, flussi informativi e comunicazione incidenti"
11	PdE della Edison E&P
12	PdE Distretto Sambuceto
13	PdE Distretto Siracusa
14	SOPEP Fsp Alba Marina
15	PdE Fso Alba Marina
16	PdE Santo Stefano
17	PdE Rospo Mare
18	PdE San Giorgio Mare
19	PdE Maria a Mare
20	Opep Vega
21	PdE Vega
22	SOPEP Fso Leonis
23	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
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
Procedure E&P	
1	SGI RGI 001 MTS rev 09 del 31102016 MANUALE AMBIENTE E SICUREZZA
2	SGI-RGI-002-MTS_rev 4 del 31102016 IDENTIFICAZIONE E VALUTAZIONE ASP. AMB&SIC
3	SGI-RGI-003-MTS_rev 3 del 31102016 PRESCRIZIONI LEGALI
4	SGI-RGI-004-MTS_rev 6 del 31102016 FORMAZIONE DEL PERSONALE
5	SGI-RGI-005-MTS rev 3 del 31102016 GESTIONE DOCUM. E REGISTR.AMB&SIC
6	SGI-RGI-006-MTS_rev 4 del 31102016 TARATURA DELLE APPARECCHIATURE
7	SGI-RGI-007-MTS_rev 6 del 31102016 GESTIONE DELLE EMERGENZE
8	SGI-RGI-008-MTS_rev 3 del 31102016 CONTROLLO OPERATIVO

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

9	SGI-RGI-009-MTS_rev 4 del 31102016 MISURAZIONE E CONTROLLO PARAMETRI OPERATIVI
10	SGI-RGI-010-MTS rev 4 del 31102016 GESTIONE DELLE NC -AC-AP
11	SGI-RGI-011-MTS rev 3 del 31102016 AUDIT DEL SGI
12	SGI-RGI-012-MTS rev 3 del 31102016 CONTROLLO E VALUTAZIONE DEI FORNITORI
13	SGI-RGI-013-MTS rev 5 del 31102016 GESTIONE COMUNICAZIONI E SEGNALAZIONI
14	DSI RGI 002 MTS rev 6 del 31102016 CRITERIO VALUTAZ. ASPETTI AMB & SIC
15	DSI RGI 003 MTS rev 10 del 31102016 LISTA NORME E REGOLAMENTI
16	PTG-RGI-001-MTS rev 7 del 31102016 MODIFICHE IMPIANTI
17	PTG-RGI-007-MTS rev 3 del 31102016 ADEMPIMENTI GESTIONE IMPRESE
18	PTG-RGI-014-MTS rev 3 del 31102016 GESTIONE MANUTENZIONE

8.2. 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 Edison E&P 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 conseguenziale 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 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 Edison E&P Spa. Di seguito è riportato un elenco degli indici investigati periodicamente.

Descrizione Indicatore	Periodicità di monitoraggio	Strumento di comunicazione
Eventi fatali (infortuni e malori)	Mensile	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON; verbale del riesame della Direzione
Tasso di assenza per malattia e infortuni (compresi infortuni in itinere)	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON; verbale del riesame della Direzione
Numero di malattie professionali	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON; verbale del riesame della Direzione
Indice di frequenza personale Edison	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Indice di gravità personale Edison	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Ore lavorate da personale EDISON	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Ore lavorate da imprese terze presso sedi e siti di pertinenza EDISON	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Indice di frequenza delle Imprese operanti presso sedi e siti di pertinenza Edison	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Indice di gravità delle Imprese operanti presso sedi e siti di pertinenza Edison	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Audit effettuati vs Audit programmati	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Ore totali di formazione effettuate dal personale EDISON	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON
Ore totali di sensibilizzazione e informazione effettuate da imprese terze presso sedi e siti di pertinenza EDISON	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON
Numero di visite mediche effettuate	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON

Fig. 12 – Indici Salute & Sicurezza

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

Per quanto concerne gli indici ambientali, lo strumento gestionale individuato per la raccolta di tali indicatori è il software EPIC. Tutti gli indicatori (emissioni, scarichi, rifiuti, utilizzo dell'acqua, aspetti energetici etc.) sono definiti e aggiornati periodicamente all'interno del software indicato.

Secondo le comunicazioni previste (Rapporto di sostenibilità EDF ed Edison), 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-E&P "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.

In particolare, da l'anno in corso, le attività di audit di salute, sicurezza e ambiente sono state intensificate con focus particolare sulle attività di movimentazione carichi e utilizzo delle apparecchiature di sollevamento.

Il Riesame della Direzione costituisce il momento in cui la Direzione di Edison E&P 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 rappresentati 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 Iª, IIª e IIIª 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.);

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- 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;
- 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-E&P* "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 Edison E&P in riferimento alle tematiche ambientali e della salute e sicurezza. Le attività formative mirano all'accrescimento delle competenze e del

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

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 gruista, non solo per quanto riguarda la formazione obbligatoria di legge ai sensi del 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. Inoltre, periodicamente vengono inviate comunicazioni di eventi ad alto potenziale di rischio (HPE) che avvengono all'interno del gruppo Edison/EDF, allo scopo di sensibilizzare tutto il personale e prevenire l'accadimento di tali eventi nei siti E&P.

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 Linea Guida Edison "PRO-020-EDIS-11 SORVEGLIANZA SANITARIA".

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:

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

- idoneità;
- idoneità parziale, temporanea (con indicazione dei tempi) o permanente, con prescrizioni o limitazioni;
- inidoneità temporanea;
- inidoneità permanente.

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).

Camera dei Deputati ARRIVO 14 febbraio 2022 Prot: 2022/0000200/TN

PAGINA BIANCA

PAGINA BIANCA

182480174970