



RELAZIONE

CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI "GORGOGGLIONE" IN PROVINCIA DI POTENZA E MATERA

*STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DEL PROGETTO DI PERFORAZIONE
DEL POZZO ESPLORATIVO DENOMINATO "GORGOGGLIONE 3" E SUA
EVENTUALE MESSA IN PRODUZIONE*

CAPITOLO 10 - Analisi dei rischi di incidenti e/o calamità

Presentato a:

TotalEnergies EP Italia S.p.A.

Via della Tecnica, 4
85100 – Potenza – ITALIA

Inviato da:

WSP Italia S.r.l.

Via Antonio Banfo 43, 10155 Torino, Italia

+39 011 23 44 211

21502709/20736_12

Maggio 2023

Lista di distribuzione

1 copia TotalEnergies EP Italia S.p.A.

1 copia WSP Italia S.r.l.

Indice

10.0 ANALISI DEI RISCHI DI INCIDENTI E/O CALAMITÀ ED EVENTUALI IMPATTI SULLE COMPONENTI AMBIENTALI.....	4
10.1 Sismicità.....	4
10.1.1 Considerazioni generali relative agli effetti correlabili all'attività petrolifera.....	4
10.1.2 Rischio attivazione faglie	13
10.1.2.1 Zona interna al giacimento	14
10.1.2.2 Zone esterne al giacimento	15
10.1.3 Potenziali eventi sismici indotti e relativa magnitudo.....	19
10.2 Rischio sversamenti/perdite accidentali.....	20
10.2.1 Mezzi d'opera.....	20
10.2.2 Stoccaggio sostanze potenzialmente contaminanti.....	21
10.2.3 Controlli in fase di perforazione	22
10.2.4 Controlli in fase di completamento.....	24
10.2.5 Controlli in fase di prova di produzione.....	27
10.2.5.1 Rottura del tubing.....	28
10.2.5.2 Perdita di tenuta del packer di produzione	29
10.2.6 Controlli in fase di produzione	29
10.2.6.1 Controlli in fase di manutenzione straordinaria per sostituzione pompe ESP (workover).....	30
10.2.7 Controlli in fase di dismissione	30
10.2.7.1 Messa in sicurezza di apparecchiature, tubazioni e condotte	31
10.2.7.2 Chiusura mineraria del pozzo	31
10.2.7.3 Smantellamento di infrastrutture e impianti	32
10.2.7.4 Ripristino delle aree	32
10.2.8 Gestione situazioni di emergenza per inquinamento accidentale da petrolio	32
10.2.8.1 Scenari incidentali.....	32
10.2.8.2 Principi di intervento.....	33
10.2.8.3 Gestione degli interventi	35
10.2.8.3.1 Stato di attenzione	36
10.2.8.3.2 Stato di preallarme.....	37
10.2.8.3.3 Stato di allarme — emergenza inquinamento	39

10.3	Vulnerabilità alle calamità	41
------	-----------------------------------	----

TABELLE

Tabella 1: Quadro riassuntivo degli episodi di sismicità indotta/innescata in Italia documentati o ipotizzati	5
Tabella 1: Analisi di vulnerabilità del Progetto alle calamità.....	41

FIGURE

Figura 1: Schema esemplificativo di sismicità indotta e fenomeni di subsidenza legati alla rimozione di fluidi da una roccia serbatoio (A: stato pre-estrazione; B: stato post-estrazione)	7
Figura 2: Rappresentazione delle condizioni pre-estrazione (A) e post-estrazione (B) secondo il criterio di rottura di Mohr-Coulomb	8
Figura 3: Variazione delle condizioni iniziali degli sforzi in un giacimento indotta dall'iniezione o dal prelievo di fluido con raggiungimento dello stato critico	9
Figura 4: Grafico magnitudo/frequenza terremoti.....	11
Figura 5: Valori di massimo sforzo di taglio plastico lungo le faglie - caso di riferimento a sei pozzi	14
Figura 6: Valori di massimo sforzo di taglio plastico lungo le faglie - caso di riferimento a sette pozzi (incluso GG-3).....	15
Figura 7: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione xy) – caso di riferimento a sei pozzi	16
Figura 8: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione yz) – caso di riferimento a sei pozzi	16
Figura 9: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione zx) – caso di riferimento a sei pozzi	17
Figura 10: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione xy) – caso a sette pozzi.....	17
Figura 11: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione yz) – caso a sette pozzi.....	18
Figura 12: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione zx) – caso a sette pozzi.....	18

10.0 ANALISI DEI RISCHI DI INCIDENTI E/O CALAMITÀ ED EVENTUALI IMPATTI SULLE COMPONENTI AMBIENTALI

10.1 Sismicità

Il potenziale impatto correlato alla componente sismicità è connesso al rischio di innesco di eventi sismici legati all'attività di estrazione dal campo pozzi del giacimento Gorgoglione (già in essere attraverso i pozzi esistenti e a cui si aggiungerà il nuovo pozzo GG3, oggetto del presente SIA). A riguardo, occorre innanzitutto fare una premessa generale circa lo stato di conoscenza di tale tipologia di fenomeni (terremoti indotti/innescati da attività antropiche) sia dal punto di vista concettuale sia in termini di episodi ad oggi riconosciuti e correlabili al settore petrolifero.

A valle di tali considerazioni propedeutiche, vengono quindi presentati i risultati delle simulazioni eseguite da TotalEnergies inerenti al comportamento geomeccanico del giacimento Gorgoglione in funzione della produzione del campo petrolifero di Tempa Rossa (e, quindi, in relazione all'abbassamento della pressione nel giacimento conseguente all'estrazione di fluido) e vengono riportate le valutazioni di merito circa al potenziale rischio sismico derivanti da tale attività.

10.1.1 Considerazioni generali relative agli effetti correlabili all'attività petrolifera

Come evidenziato nel corso dei lavori della Commissione tecnico-scientifica ICHESE (istituita nel dicembre 2012 e incaricata di valutare le possibili relazioni tra attività di esplorazione per idrocarburi e aumento dell'attività sismica nell'area colpita dal terremoto dell'Emilia-Romagna nel mese di maggio 2012), a scala mondiale esiste una vasta letteratura scientifica, sviluppata soprattutto negli ultimi 20÷30 anni, che mostra come, in alcuni casi, le attività di iniezione e/o estrazione di fluidi dal sottosuolo possano avere un'influenza sui campi di sforzi tettonici principalmente attraverso variazioni nella pressione di poro nelle rocce e che, pertanto, non sia da escludere che tali azioni possano avere un effetto sull'attività sismica in prossimità dei campi petroliferi in produzione.

Secondo il Rapporto conclusivo della Commissione ICHESE, numerosi studi scientificamente autorevoli descrivono casi nei quali l'estrazione e/o l'iniezione di fluidi in campi petroliferi è stata associata al verificarsi di terremoti, a volte di magnitudo superiore a 5.

Con specifico riferimento all'Italia, non sono invece molte le pubblicazioni inerenti alle potenziali correlazioni tra attività antropiche e sismicità indotta o innescata nel territorio nazionale. Si citano in questa sede le valutazioni di merito contenute nel rapporto edito da ISPRA nel 2014 e redatto da uno specifico Tavolo di Lavoro istituito su richiesta del Ministero dell'Ambiente nel novembre 2013 e composto, oltre che da ISPRA, dal Dipartimento di Protezione Civile, dal MISE, dall'INGV, dal CNR e dall'Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale.

Il suddetto Tavolo di Lavoro, infatti, si è posto come obiettivo prioritario la redazione di un Rapporto informativo sullo stato delle conoscenze riguardo alle possibili relazioni tra attività antropiche e sismicità indotta/innescata in Italia e ha operato in sinergia con la Commissione ICHESE al fine di pervenire, nel 2014, al documento del MISE "indirizzi e linee guida per il monitoraggio della microsismicità, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro nell'ambito delle attività antropiche" (documento redatto in risposta a una specifica raccomandazione della Commissione stessa, come meglio specificato nel seguito e, come già evidenziato nel presente SIA, documento al quale ha fatto riferimento TotalEnergies nella predisposizione del PMA del Progetto Tempa Rossa per la componente sismicità e subsidenza).

Le attività svolte dal Tavolo di Lavoro si sono concentrate nelle aree del territorio nazionale più sensibili dal punto di vista delle possibili relazioni tra attività antropica e aumento e/o innesco di attività sismica, tra cui ovviamente le attività di estrazione di idrocarburi (in particolare, nella Val d'Agri e in Pianura Padana).

Nella tabella seguente si riporta il quadro riassuntivo degli episodi di sismicità indotta/innescata documentati o ipotizzati in Italia emersi nello studio del citato Rapporto ISPRA 2014.

Episodi potenzialmente correlabili ad attività di coltivazione di idrocarburi nell'area potentina sono stati osservati in località Montemurro e sono stati associati alle operazioni di reiniezione di acque di strato estratte dai giacimenti della Val d'Agri (pozzo Costa Molina 2, periodo 2006).

Tabella 1: Quadro riassuntivo degli episodi di sismicità indotta/innescata in Italia documentati o ipotizzati

Tipologia Attività	Località	Prov.	Documentato ¹ Ipotizzato ²	Periodo di monitoraggio locale considerato	Mmax (anno)	Imax	Bibliografia	NOTE
Bacino idrico	Pieve di Cadore	BL	Documentato	1949-1952	2 (1964)		Caloi (1966)	
	Vajont	BL	Documentato	1962-1968	<2 (1963)		Migani (1968); Caloi (1971)	
	Ridracoli	FC	Documentato	1981-1989	3		Piccinelli et al. (1995)	
	Passante	CZ	Documentato	1981-1996	2.5		Giuseppetti et al. (1996)	
	Campotosto	AQ	Ipotizzato	n.d.	5.7 (1950)	VIII	Mucciarelli (2013)	
	Pertusillo	PZ	Documentato	2005-2012	2.7 (2010)		Valoroso et al. (2009); Stabile et al. (2014)	
Campo geotermico	Larderello/Travale	PI	Ipotizzato	1978/1982	3.2 (1978)		Batini et al. (1980a); Batini et al. (1985); Evans et al. (2012)	In questi campi di produzione i dati disponibili mostrano l'occorrenza di eventi indotti di bassa magnitudo correlati ai processi di reiniezione dei fluidi, mentre il livello della sismicità naturale di fondo rende ancora dibattuta l'interpretazione degli eventi maggiori, considerati in alcune analisi naturali e in altre indotti/innescati.
	Amiata	GR/SI	Ipotizzato	1982-1992	4.5 (2000)	VI	Mucciarelli et al. (2001)	
			Ipotizzato		3.5 (1983)		Batini et al. (1990); Moia et al. (1993); Evans et al. (2012)	
	Latera	VT	Documentato	1978-1982	2.9 (1980)		Batini et al. (1980b); Carabelli et al. (1984); Batini et al. (1990); Moia et al. (1993); Evans et al. (2012)	I dati disponibili in concomitanza con specifici esperimenti di iniezione di fluidi documentano chiari esempi di eventi indotti, generalmente organizzati in sequenze di magnitudo da negativa a circa 2, con singoli eventi che raggiungono magnitudo 2.9 a Latera e 3.0 a Torre Alfina.
	Torre Alfina	VT	Documentato	1978-1982	3 (1977)	III/IV	Batini et al. (1980b); Moia et al. (1993); Evans et al. (2012)	
Cesano	RM	Documentato	1978-1982	2 (1978)		Batini et al. (1980b); Evans et al. (2012)		
Estraz./iniezz. Idrocarburi	Caviaga	LO	Ipotizzato		5.4 (1951)	VI/VII	Caloi (1956)	
	Cavone	MO	Ipotizzato		5.9 (2012)	VII/VIII	ICHESE (2014)	
	Montemurro	PZ	Ipotizzato	2006	1.7		Valoroso et al. (2009)	Valoroso et al. (2009) correlano un sciame di 40 microterremoti ($M_L < 1.7$) avvenuto nel Giugno 2006 con le attività nel pozzo Costa Molina 2, in cui sono re-iniettate acque di strato estratte dai giacimenti della Val d'Agri. Gli eventi sismici, accuratamente registrati da una rete temporanea ad alta densità operativa dal Maggio 2005 al Giugno 2006, sono localizzati entro 1 km di distanza dal pozzo. Studi recenti eseguiti dell'INGV e presentati in convegni nazionali ed internazionali (Valoroso et al., 2013; Chiarabba, 2014) hanno analizzato dati registrati dalla rete sismica nazionale nell'area di Montemurro. Questi studi evidenziano che l'attività microsismica iniziata nel Giugno 2006 è continuata negli anni successivi, correlandosi spazialmente e temporalmente con le attività di re-iniezione nel pozzo Costa Molina 2.
Miliera	Raibl Cave Predil	UD	Ipotizzato		n.d. (1965)	V	Caloi (1970)	

Pur considerando i limiti della disponibilità di studi in Italia, i lavori della Commissione ICHESE, i quali hanno anche analizzato i dati della letteratura tematica esistente a scala globale, hanno portato a formulare importanti conclusioni in relazione ai casi studiati, sintetizzabili come segue.

- Estrazioni e/o iniezioni legate allo sfruttamento di campi petroliferi possono produrre, in alcuni casi, una sismicità indotta o innescata¹.
- La maggior parte dei casi documentati in cui un'attività sismica è stata associata a operazioni di sfruttamento di idrocarburi è relativa a processi estrattivi da serbatoi molto grandi o a iniezione di acqua in situazioni in cui la pressione del fluido non è bilanciata.
- Il numero di casi documentati di sismicità di magnitudo medio-alta associabile a iniezione di acqua nello stesso serbatoio da cui ha avuto luogo l'estrazione di idrocarburi è una piccola percentuale del numero totale.

¹ I terremoti indotti sono quelli nei quali uno sforzo esterno prodotto dalle attività antropiche è sufficientemente grande, come ad esempio nelle operazioni di fratturazione idraulica, e tale da produrre un evento sismico anche in una regione non necessariamente sottoposta a campi di sforzi prossimi alla condizione in cui vengono superate le forze resistenti all'innescamento di un movimento lungo una faglia con conseguente generazione di un terremoto; i terremoti innescati sono quelli per i quali anche una piccola perturbazione generata dall'attività umana è sufficiente a portare una faglia a uno stato instabile con rilascio dello sforzo tettonico sino a quel momento accumulato e portare quindi alla generazione di un evento anche dello stesso ordine di grandezza dei terremoti tettonici, anticipandone in sostanza i tempi di naturale occorrenza.

- La sismicità indotta e, ancor più, quella innescata da operazioni di estrazione/iniezione sono fenomeni complessi e variabili da caso a caso e la correlazione con i parametri di processo non è stata ancora compresa appieno (in linea generale, il movimento lungo un piano di faglia viene attivato quando lo stress agente su tale piano supera la resistenza allo sforzo di taglio secondo il meccanismo noto come “criterio di Mohr-Coulomb”; tale criterio viene esplicitato in dettaglio nel seguito del presente paragrafo).
- La magnitudo dei terremoti innescati dipende più dalle dimensioni della faglia e dalla resistenza della roccia che dalle caratteristiche dell'attività di estrazione/iniezione.
- Ricerche recenti sulla diffusione dello sforzo suggeriscono che la faglia attivata potrebbe trovarsi anche a qualche decina di chilometri di distanza dal punto di iniezione o estrazione e che l'attivazione possa avvenire anche diversi anni dopo l'inizio dell'attività antropica.
- La maggiore profondità focale di alcuni terremoti rispetto all'attività di estrazione associata è stata interpretata come un'evidenza diretta del fatto che l'estrazione o l'iniezione di grandi volumi di fluidi può indurre deformazioni e sismicità a scala crostale;
- L'esame della letteratura esistente mostra che la discriminazione tra la sismicità indotta o innescata e quella naturale è un problema difficile e attualmente non sono disponibili soluzioni affidabili da poter essere utilizzate in pratica.

Tutti gli elementi sopra riportati hanno costituito il quadro dello stato conoscitivo alla base delle valutazioni della Commissione ICHESE sull'eventuale nesso esistente tra le operazioni di estrazione/iniezione di fluidi dal sottosuolo e l'attività sismica nell'area dell'Emilia Romagna colpita dalla crisi sismica del maggio-giugno 2012.

I medesimi elementi conoscitivi sono da ritenere validi e da tenere in considerazione per ogni attività petrolifera come principi di base nella valutazione di eventuali correlazioni tra le operazioni di estrazione/iniezione di fluidi e lo stato della sismicità in aree limitrofe ai campi di produzione.

Tali elementi conoscitivi sono quindi applicabili anche al campo petrolifero di Tempa Rossa, pur con le dovute limitazioni del caso (si ricorda, infatti, che le attività del giacimento Gorgoglione prevedono la sola estrazione di fluidi senza alcuna reiniezione delle acque di strato).

Per quanto riguarda la sismicità dell'area in esame si rimanda alle descrizioni riportate nella sezione della baseline, in questa sede si ritiene utile richiamare gli aspetti fondamentali dell'inquadramento sismotettonico del sito e si ricorda, pertanto, che l'area della concessione Gorgoglione, pur non essendo stata sede di terremoti importanti, né presentando sorgenti sismogenetiche accertate al suo interno, si inserisce in un contesto più ampio, quello del settore dell'Appennino meridionale e, più in particolare, del sistema catena-avampaese apulo dell'appennino lucano, il quale è stato sede di numerosi terremoti significativi (con magnitudo anche superiori a 6).

Tenendo quindi conto del contesto sismico regionale in cui il campo petrolifero si inserisce e in linea con le raccomandazioni della Commissione ICHESE, le quali, al fine di acquisire elementi utili alla conoscenza delle relazioni tra operazioni di estrazione/iniezione fluidi e l'eventuale sismicità innescata, considerano prioritaria l'acquisizione di dati dettagliati dell'attività microsismica, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro, TotalEnergies ha provveduto a installare e attivare prima della produzione una adeguata rete di monitoraggio ad alta tecnologia.

Il sistema di monitoraggio del Progetto Tempa Rossa comprende, infatti: (i) una adeguata rete sismica (12 stazioni microsismiche in grado di rilevare terremoti di magnitudo sino a 0), (ii) l'utilizzo di tecnologie interferometriche (INSAR) e di stazioni GPS per il controllo delle deformazioni del suolo e (iii) sensori per la misura della pressione di poro, installati nei pozzi di estrazione.

A riguardo, inoltre, si sottolinea che nel novembre 2018 è stata individuata la struttura preposta al monitoraggio (SPM) delle suddette attività e che è in corso la ratifica dell'Accordo Quadro per l'applicazione integrata degli Indirizzi e Linee Guida alla Concessione Gorgoglione (rif. Accordo Quadro tra MISE-DGS-UNIMG, Regione Basilicata, Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia – INGV).

Come anticipato in premessa, prima delle valutazioni sito specifiche eseguite dalla Direzione Geoscienze di TotalEnergies, anche grazie all'utilizzo di apposite simulazioni, si richiamano i principali aspetti concettuali legati alla tipologia di attività svolta, ossia all'estrazione di fluidi e alla sismicità indotta/innescata potenzialmente connessa.

La logica di base è quella di analizzare l'attività in rapporto alle possibili variazioni che questa induce alle naturali pressioni idrostatiche e litostatiche esistenti.

In linea generale, la rimozione di fluido (olio/gas) da una sequenza stratigrafica serbatoio può generare la compattazione dei vuoti e il cedimento dei volumi di roccia sovrastanti provocando quindi eventi sismici legati all'attivazione di faglie e fenomeni di subsidenza (si veda l'esempio della figura seguente, tratta da C. Doglioni, 2018 - *A classification of induced seismicity - Geoscience Frontiers* 9).

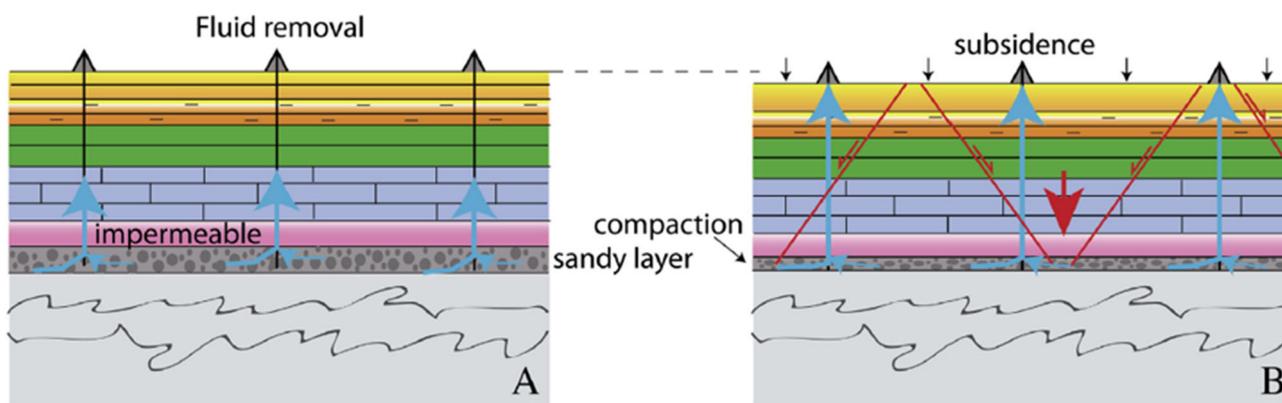


Figura 1: Schema esemplificativo di sismicità indotta e fenomeni di subsidenza legati alla rimozione di fluidi da una roccia serbatoio (A: stato pre-estrazione; B: stato post-estrazione)

In casi studio è stato dimostrato che terremoti indotti possono essere correlati all'attivazione di faglie normali (meccanismi focali prevalenti a carattere distensivo) (ad es. in: Van Thienen-Visser, K., Breunese, J.N., 2015 - *Induced seismicity of the Groningen gas field: history and recent developments - The Leading Edge* 34).

Come accennato in precedenza, in questo tipo di sismicità indotta, la rimozione di fluido dalla roccia serbatoio a porosità primaria può generare una condizione che porta al graduale cedimento del sovrastante corpo roccioso, in particolare i vuoti lasciati dall'estrazione del fluido tendono a essere chiusi per il peso della colonna di roccia sovrastante abbassando così la retta del criterio di rottura di Mohr-Coulomb (vd. figura seguente, anch'essa tratta dal citato articolo di C. Doglioni, 2018, in cui si pone in evidenza il passaggio dallo stato A, precedente alla rimozione del fluido, allo stato B, successivo alla rimozione; in figura: σ_n = sforzo normale e τ = sforzo di taglio; per la descrizione dei concetti legati al criterio di rottura di Mohr-Coulomb si veda oltre nel testo).

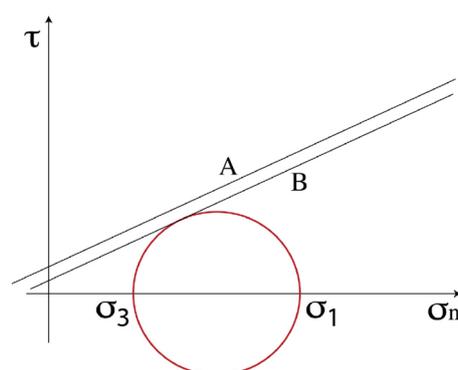


Figura 2: Rappresentazione delle condizioni pre-estrazione (A) e post-estrazione (B) secondo il criterio di rottura di Mohr-Coulomb

La possibilità di attivare faglie e conseguenti eventi sismici correlati all'estrazione di fluidi dal sottosuolo è riportata anche in altri studi di riferimento (si cita, ad esempio, il report “*Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*” - *National Research Council. Washington, DC: The National Academies Press, 2013*).

Anche in questo documento l'estrazione di fluido da un giacimento e la conseguente diminuzione della pressione interstiziale viene correlata alla contrazione del giacimento, che a sua volta induce cambiamenti di stress nella roccia circostante che potrebbero portare all'attivazione di faglie.

A valle delle suddette considerazioni di carattere generale, occorre sottolineare il caso specifico della produzione del giacimento nella concessione Gorgoglione, caratterizzata da un'estrazione in *natural depletion* da un reservoir a prevalente porosità secondaria, in quanto costituito da formazioni carbonatiche fratturate. In tale contesto, i fenomeni correlabili alla potenziale compattazione della roccia serbatoio e alle conseguenti eventuali deformazioni delle compagini rocciose adiacenti sono da considerare molto limitate.

Come evidenziato nel report sulla sismicità indotta del *National Research Council* (documento citato tra la bibliografia di riferimento nel rapporto della Commissione ICHESE), nella maggior parte dei casi l'unica informazione affidabile disponibile è l'entità della sollecitazione verticale, dal momento che questa può essere dedotta dalla densità media della roccia sovrastante e dalla profondità.

Talvolta è possibile avere una stima dei tipi di faglia e della loro configurazione spaziale, nonché informazioni di massima sull'orientazione delle sollecitazioni orizzontali (massima e minima) a scala regionale (ad esempio dal database delle mappe dello stress della crosta terrestre, sito web: www.world-stress-map.org); questi aspetti sono stati valutati da TotalEnergies per la caratterizzazione della componente sismicità (come riportato nella sezione relativa all'analisi dello scenario di base, a cui si rimanda per i dettagli di merito, cfr. § 8.1.5).

Per quanto concerne il fluido che permea la matrice rocciosa, le fratture o le faglie, la sua pressione in condizioni indisturbate può di solito essere stimata a partire dalla profondità, inoltre esistono tecniche per la misurazione diretta della pressione dei pori da pozzo (a riguardo, si ricorda che TotalEnergies ha previsto nel proprio PMA la misura delle pressioni di poro grazie all'installazione nei pozzi di estrazione di una adeguata strumentazione, in linea con quanto previsto dalle linee guida del MISE per il monitoraggio delle attività di sottosuolo connesse all'estrazione di idrocarburi).

Pur essendo chiare le condizioni alla base del movimento lungo un piano di faglia, si ritiene importante rimarcare la riconosciuta difficoltà di effettuare stime attendibili delle diverse variabili che costituiscono l'equazione del criterio di rottura di Mohr-Coulomb; infatti, anche se è nota l'orientazione di una faglia, l'assenza di valori

pienamente attendibili per tali parametri rende estremamente difficile fare previsioni su quanto il campo di stress agente sulla faglia sia vicino o lontano dalle condizioni di instabilità.

In linea teorica, qualsiasi perturbazione dello stato di stress o della pressione di poro che è associato a un aumento dell'entità dello sforzo di taglio e/o a una diminuzione dello sforzo normale e/o un incremento della pressione interstiziale potrebbe rappresentare un fattore destabilizzante per una faglia, portando quindi il sistema di faglia più vicino alle condizioni critiche di rottura.

In accordo con il criterio di Mohr-Coulomb, prima dell'estrazione (o dell'iniezione) del fluido dal reservoir, lo stato iniziale è stabile (ossia non c'è movimento lungo una data faglia) perché lo sforzo di taglio (τ_0) è inferiore alla forza di attrito $\mu(\sigma_0 - p_0)$, anche se la condizione potrebbe essere prossima allo stato critico. L'estrazione (o l'iniezione) di fluido potrebbe causare cambiamenti nello stress e nella pressione interstiziale tali che la condizione critica espressa come $\tau = \mu(\sigma - p)$ venga raggiunta e, quindi, possa avvenire un movimento lungo il piano di faglia, come descritto più in dettaglio nel seguito.

Gli sforzi normali e di taglio agenti su un piano di faglia dipendono dagli sforzi verticale e orizzontale in relazione all'inclinazione del piano di faglia stesso, il criterio di Mohr-Coulomb può quindi essere espresso e rappresentato graficamente come condizione limite in termini di sforzi efficaci verticale e orizzontale ($\sigma'_v = \sigma_v - p$ e $\sigma'_h = \sigma_h - p$), oppure, in modo equivalente, in termini delle loro semi-somma (P') e semi-differenza (S); la seguente figura riporta una rappresentazione grafica del criterio di Mohr-Coulomb secondo queste ultime due grandezze.

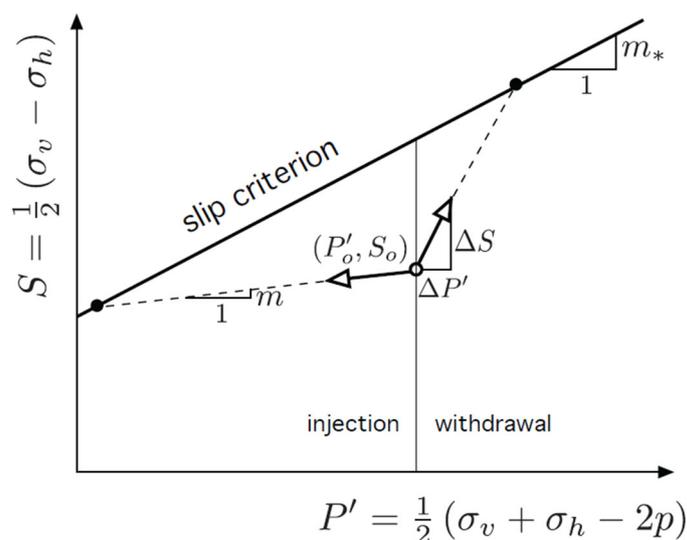


Figura 3: Variazione delle condizioni iniziali degli sforzi in un giacimento indotta dall'iniezione o dal prelievo di fluido con raggiungimento dello stato critico

Con riferimento alla figura, una faglia è stabile se il punto rappresentativo dello stato di stress efficace *in situ* rimane al di sotto della linea del criterio di rottura. Una perturbazione ($\Delta P'$, ΔS), indotta da un'estrazione (o da un'iniezione) di fluido a uno stato esistente (P'_0 , S_0) che sposta il punto ($P'_0 + \Delta P'$, $S_0 + \Delta S$) sino a raggiungere la linea di rottura di Coulomb causerà un movimento lungo il piano di faglia e un conseguente evento sismico.

Occorre tuttavia osservare che, sebbene lo stato iniziale dello stress e della pressione interstiziale *in situ* risulti spesso vicino alle condizioni limite richieste per attivare uno scorrimento su un piano di faglia esistente, non tutte le perturbazioni di tali condizioni iniziali associate a un'estrazione (o a un'iniezione) di fluido risultano effettivamente destabilizzanti e quindi causa di innesco di un terremoto.

In tal senso, innanzitutto una perturbazione deve essere destabilizzante per propria natura, ossia deve spostare le condizioni esistenti del sistema verso le condizioni critiche (il punto rappresentativo dello stato di stress deve cioè essere diretto verso la linea di rottura di Mohr-Coulomb, a prescindere dall'entità della perturbazione); in realtà possono sussistere alcune perturbazioni che allontanano il sistema dalle condizioni critiche (ossia dalla linea di rottura del grafico rappresentato nella figura esemplificativa sopra riportata). Il grado di destabilizzazione del sistema può essere valutato da uno specifico parametro (indicato con la lettera "m" in figura) che caratterizza la natura della perturbazione (la pendenza della linea di rottura m^* dipende dal coefficiente di attrito (μ) e dall'inclinazione (β) del piano di faglia). Inoltre, se la perturbazione è effettivamente destabilizzante, la sua grandezza deve comunque essere sufficiente a raggiungere le condizioni critiche (ad esempio, nel caso di estrazione di fluido rappresentato in figura, la variazione delle condizioni iniziali date dall'inclinazione $\Delta S/\Delta P'$ sono coerenti con una destabilizzazione, in quanto spostano il sistema verso le condizioni critiche, ma l'entità della perturbazione non è sufficiente a raggiungere la linea di rottura del criterio di Coulomb, non è quindi da attendere uno scorrimento lungo il piano di faglia, né un conseguente innesco di un evento sismico di data magnitudo).

Con specifico riferimento alla magnitudo di un evento sismico, questa rappresenta la quantità di energia rilasciata da un terremoto. Esistono varie tipologie di magnitudo, ognuna basata sull'analisi delle onde sismiche registrate dai sismometri, la magnitudo di momento (indicata con " M_w ") è la più rappresentativa della grandezza del terremoto, in quanto si ottiene a partire dalla stima delle caratteristiche geometriche della faglia, ovverosia della sua superficie totale e dello scorrimento lungo il piano di faglia, ed è direttamente correlata all'ammontare dell'energia liberata durante un evento sismico (Hanks, T.C., Kanamori, H., 1979 "A moment magnitude scale" - *Journal of Geophysical Research* 84:2348-2350).

La magnitudo di un terremoto è quindi correlata all'estensione della superficie di rottura. Terremoti con elevate magnitudo coinvolgono ampie porzioni di crosta, poiché grandi quantità di energia rilasciata possono essere accumulate solo in grandi volumi rocciosi e sono necessarie grandi aree di rottura per produrre importanti movimenti lungo una faglia. Le correlazioni tra la magnitudo e la superficie di rottura osservate da serie storiche di terremoti indicano che un incremento di magnitudo pari a 1 implica, in media, un aumento della superficie di faglia di un fattore pari a circa 8 e un concomitante incremento nella dislocazione derivante dalla rottura di un fattore pari a circa 4,5 (Wells and Coppersmith, 1994 - *New empirical relationships among magnitude, rupture length, rupture width, rupture area, and fault displacement. Bulletin of the Seismological Society of America* 84(4):974-1002). In sostanza, più è alta la magnitudo di un terremoto maggiore risulta la superficie su cui viene rilasciato lo stress accumulato e maggiore il movimento sul piano di faglia.

L'energia associata a un evento sismico può quindi essere pensata come la forza complessiva rilasciata durante il terremoto moltiplicata per lo spostamento medio sviluppato sull'area di rottura della faglia; la magnitudo M_w , infatti, è correlata al momento sismico (M_0), che rappresenta una misura della forza di un terremoto ed è definito dalla seguente equazione:

$$M_0 = G \cdot S \cdot d$$

dove: "G" rappresenta il modulo di taglio (o coefficiente di rigidità) della compagine rocciosa, "S" è la superficie della faglia su cui avviene la rottura, "d" è lo spostamento lungo il piano di faglia; M_0 è espressa in [Newton x metro] e può quindi essere direttamente correlata all'energia rilasciata dal terremoto.

La magnitudo M_w è legata al momento sismico M_0 dalla seguente relazione (Hanks and Kanamori, 1979):

$$M_w = 2/3 \text{ Log } M_0 - 6$$

Pertanto, dalle suddette definizioni e correlazioni deriva che a un incremento di 1 grado nella scala M_w è associato un rilascio di energia circa 32 volte superiore (ad esempio, un terremoto di magnitudo 7 ha 32 volte

più energia di un terremoto di magnitudo 6, circa mille volte (32×32) più energia di un terremoto di magnitudo 5 e circa un milione di volte ($32 \times 32 \times 32 \times 32$) più energia di un terremoto di magnitudo 3).

Passando ora alla frequenza secondo cui occorrono i terremoti, in linea generale si osserva che i sismi di lieve entità sono molto più numerosi dei grandi eventi. Più in particolare, è stato osservato su un lungo periodo di tempo (molti decenni) e su una vasta gamma di magnitudo e scenari tettonici che esiste una legge di scala che mette in relazione il numero di terremoti e la loro frequenza di accadimento. Secondo tale relazione matematica se si traccia il logaritmo del numero di eventi che superano una certa magnitudo rispetto a quella magnitudo si ottiene una linea retta, la correlazione fra magnitudo e numero di terremoti può quindi essere espressa dalla seguente equazione:

$$\text{Log}_{10} N = a - bM$$

dove: “N” è il numero di terremoti di magnitudo maggiore o uguale a “M”; “a” e “b” sono due costanti, “a” è correlata al numero di eventi di magnitudo M pari a 0, mentre il parametro “b” descrive la relazione tra grandi e piccoli eventi ed è definito dalla pendenza della linea di *best-fit* in un grafico di correlazione tra magnitudo e frequenza dei terremoti (vd. figura seguente).

La suddetta equazione è chiamata “legge di Gutenberg-Richter”, i terremoti naturali seguono tipicamente tale legge, che descrive la relazione tra magnitudo e numero di eventi sismici di una regione in un dato periodo di tempo (Gutenberg, B., and C.F. Richter, 1944 - *Frequency of earthquakes in California. Bulletin of the Seismological Society of America* 34:185-188).

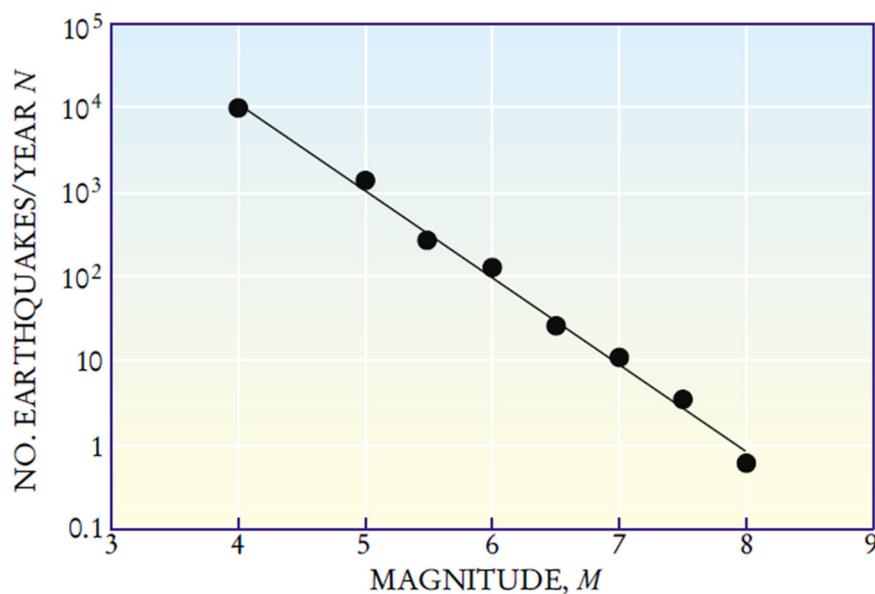


Figura 4: Grafico magnitudo/frequenza terremoti

Il grafico in figura riporta la correlazione magnitudo/frequenza per terremoti registrati in tutto il mondo nel periodo dal 1904 al 2000; sull'asse delle ascisse è riportata la magnitudo (M), sull'asse delle ordinate, in scala logaritmica, è rappresentato il numero medio di terremoti per anno (N) con magnitudo $\geq M$: la linea di *best-fit* della relazione di Gutenberg-Richter ($\text{Log}_{10} N = a - bM$) mostra una pendenza approssimativamente pari a -1 sul diagramma semilogaritmico, che corrisponde a un valore del parametro “b” pari circa a 1 (Kanamori H., Brodsky E.E., 2001 - *The physics of earthquakes. Physics Today* 54: 34-40).

Il valore del parametro “b” è quindi una misura del tasso di incremento nel numero di eventi sismici di una certa magnitudo (secondo la legge potenziale descritta, ogni incremento di magnitudo pari a 1 produce un decremento nel numero di eventi di un fattore 10, come si evince dalla figura sopra riportata).

Valori di “b” prossimi a 1 sono stati quindi osservati in molti terremoti tettonici a scala globale, comunque differenze nella pendenza di tale parametro possono fornire informazioni circa la potenziale entità e il numero atteso di eventi per una popolazione di terremoti ed è pertanto considerato un parametro diagnostico del tipo e del meccanismo di origine di uno specifico insieme di terremoti.

Variazioni nel tempo del valore di “b” possono suggerire inoltre un’origine non naturale in un processo di eventi sismici (come, ad esempio, il caso di fenomeni indotti da attività antropiche), la distribuzione delle magnitudo da sismicità indotta, infatti, spesso non segue la legge di Gutenberg-Richter (è più complessa e spesso multimodale) e mostra cambiamenti temporali del valore del parametro “b”.

Come anticipato nella premessa del presente paragrafo, a valle delle considerazioni di inquadramento generale della sismicità indotta correlabile alle attività in ambito petrolifero, nel seguito si riportano le valutazioni di merito deducibili dalle specifiche simulazioni eseguite da TotalEnergies relativamente alle condizioni del proprio giacimento.

In particolare, avendo definito lo stato iniziale di equilibrio, coerentemente con i dati di pozzo e la geologia regionale (come descritto dal modello dinamico di flusso riportato nella precedente sezione del SIA di caratterizzazione della componente in oggetto), nelle simulazioni eseguite da TotalEnergies è stato imposto l’abbassamento progressivo della pressione di giacimento (*natural depletion*) e le deformazioni e le variazioni di stress risultanti sono state calcolate sull’intero dominio di interesse. In questo modo, è stato possibile determinare lo spostamento verticale a livello del suolo (subsidenza) e l’evoluzione del campo di stress lungo le faglie, al fine di formulare considerazioni in merito al potenziale raggiungimento di condizioni dello stato tensionale tali da rendere possibile una loro attivazione (ossia l’innesco di un movimento lungo un piano di faglia esistente, con il conseguente insorgere di un evento sismico).

Si sottolinea inoltre che, come già evidenziato nell’ambito della caratterizzazione della componente sismicità e subsidenza, nello studio condotto da TotalEnergies relativamente alla definizione del modello geomeccanico di sito sono stati confrontati due scenari: quello con i sei pozzi già perforati sulla struttura e quello con sette pozzi (caso che, oltre ai pozzi esistenti, integra il contributo del pozzo GG3); in tal senso, sono stati quindi valutati anche i potenziali effetti cumulativi che l’estrazione dal pozzo GG3 comporta sulla condizione del campo di stress indotto dai pozzi già attivi del Campo Tempa Rossa (per ogni eventuale approfondimento circa le relazioni spaziali tra il pozzo GG3 e il serbatoio produttivo della concessione Gorgoglione si rimanda alla già richiamata sezione di caratterizzazione della componente in esame di cui al § 8.1.5).

I risultati delle simulazioni eseguite da TotalEnergies contengono l’evoluzione dello stato tensionale *in situ* e i movimenti derivanti dai cambiamenti di pressione nel giacimento. A partire dai calcoli eseguiti dal modello sono stati stimati gli spostamenti complessivi lungo le faglie (individuate all’interno e al di fuori del giacimento).

Pertanto, nel seguito vengono riportate le valutazioni circa il potenziale rischio di innesco di eventi sismici correlati alle attività di estrazione dal Campo pozzi di Tempa Rossa, riportando le considerazioni di merito per i due scenari analizzati (scenario dei pozzi già attivi e scenario che prevede l’aggiunta del nuovo pozzo GG3). In particolare, l’analisi eseguita da TotalEnergies è stata suddivisa prendendo in considerazione distintamente: (i) la probabilità di attivazione delle faglie presenti all’interno del giacimento e (ii) la possibilità di innesco nelle zone esterne al giacimento stesso.

10.1.2 Rischio attivazione faglie

Come descritto nella parte introduttiva di cui al precedente paragrafo, occorre ricordare che una faglia viene attivata solo quando lo stato tensionale che agisce sulla faglia stessa raggiunge il criterio di rottura (criterio di Mohr-Coulomb). Ad esempio, una faglia per natura sismicamente attiva è periodicamente innescata poiché l'attività tettonica in profondità perturba lo stato locale di stress: quando le condizioni sono tali che il criterio di stabilità di Mohr-Coulomb viene raggiunto, la faglia è attivata generando un evento sismico naturale. Il movimento relativo dei blocchi di roccia sul piano di faglia permette quindi un rilascio dello stress accumulato ("*stress drop*") e la faglia torna a essere stabile con un ulteriore ciclo di accumulo di energia sino al manifestarsi di un successivo evento sismico naturale nel momento in cui viene nuovamente raggiunta la condizione limite di rottura.

Nel caso dell'attività di estrazione da un campo petrolifero, come quello di Tempa Rossa, un cambiamento nello stato di stress può essere innescato, oltre che dall'attività tettonica naturalmente in atto, anche dagli effetti correlati alla produzione del giacimento a causa dell'abbassamento della pressione interstiziale nel giacimento stesso. Come visto nella parte descrittiva dei concetti alla base dei meccanismi correlati al potenziale innesco di eventi sismici, infatti, in questo caso le condizioni naturali dello stato di stress e della pressione interstiziale del sistema possono essere ulteriormente spostate verso le condizioni limite di rottura definite dal criterio di Mohr-Coulomb (la probabilità di innesco di un movimento lungo un piano di faglia esistente e quindi l'insorgere di un conseguente evento sismico è tanto più probabile quanto più le condizioni naturali del campo di tensioni *in situ* sono già naturalmente vicine alla condizione critica per via degli sforzi tettonici in atto).

TotalEnergies ha quindi eseguito una valutazione specifica di stabilità per verificare se tale variazione del campo di stress può avere implicazioni sulla stabilità delle principali faglie regionali individuate nell'area di interesse.

Con particolare riferimento alle ipotesi assunte da Totalenergies nell'applicazione delle simulazioni, nel seguito si riportano le considerazioni di merito che hanno portato a tali assunzioni in relazione alle principali carenze dal punto di vista della disponibilità delle informazioni in input al modello.

- Assenza di una sismica 3D - L'indisponibilità di una sismica 3D per la zona di studio ha imposto l'estrapolazione dei principali orizzonti geologici al di fuori del giacimento stesso, questo è stato fatto attraverso modellizzazione geologica e interpolazione degli orizzonti meglio definiti sulla sismica 2D (come già evidenziato nell'ambito della caratterizzazione del modello geomeccanico del campo petrolifero, a cui si rimanda per i dettagli, cfr. § 8.1.5).
- Incertezza sui dati - Diversi parametri meccanici utilizzati per le simulazioni sono stati derivati da esercizi di modellizzazione o correlazioni. La migliore valutazione ingegneristica e il *know-how* di Totalenergies per questo tipo di analisi sono stati impiegati per assicurare l'utilizzo di valori cautelativi dei parametri incerti. In particolare, dato che delle faglie individuate sono conosciute solo posizione e azimuth, mentre per l'analisi di stabilità sono necessarie anche l'immersione e le proprietà meccaniche, Totalenergies ha formulato le seguenti ipotesi: sulla base del contesto strutturale regionale è stata ipotizzata un'immersione di 30° e, in accordo con la letteratura scientifica sulle caratteristiche meccaniche delle faglie, per il contesto geologico di Tempa Rossa è stato considerato un angolo di attrito minimo pari a 22°, oltre a una coesione nulla (condizioni considerate cautelative nella valutazione del rischio della sismicità indotta/innescata).

Tenuto conto degli aspetti sopra menzionati, dal momento che le valutazioni eseguite (e sotto descritte nel dettaglio) hanno dimostrato che il cambiamento di stress indotto dalla produzione del giacimento è trascurabile, Totalenergies ritiene che, sebbene la geometria esterna alla zona del giacimento possa essere non particolarmente accurata, non vi siano conseguenze sui risultati della valutazione meccanica in termini di attivazione di faglia (né in termini di subsidenza indotta). Considerate complessivamente le limitate conseguenze della produzione in relazione al rischio di innesco di eventi sismici, Totalenergies ha dunque

concluso che valori differenti da quelli impiegati porterebbero a cambiamenti irrilevanti nelle conclusioni degli studi geomeccanici condotti.

Stanti le suddette premesse, ipotizzando condizioni iniziali di faglia stabile – cioè in uno stato tensionale che non induce alcuno scorrimento, come risulta dalle condizioni riscontrate nell’analisi di baseline – sulla base dei dati utilizzati (parametri geomeccanici cautelativi sopra descritti) e applicando i cambiamenti di stress calcolati, l’analisi eseguita da TotalEnergies ha stimato che il cambiamento nello stato tensionale indotto dall’abbassamento di pressione nel giacimento non è di entità sufficiente a indurre un movimento lungo i piani di faglia individuati, ossia di attivare tali faglie e generare eventi sismici associati.

Infine, con un approccio ancora più cautelativo, TotalEnergies ha considerato uno scenario di simulazione aggiuntivo prevedendo un valore di angolo di attrito ancora inferiore (20°) rispetto a quello identificato per il contesto di riferimento (22°).

10.1.2.1 Zona interna al giacimento

TotalEnergies ha eseguito una modellazione per la definizione degli sforzi plastici lungo i piani di faglia individuati all’interno del giacimento.

Entrambi gli scenari esaminati (a sei e a sette pozzi) hanno mostrato l’insorgere di deformazioni in alcune zone circoscritte a un numero limitato di faglie (vd. figure seguenti). I valori delle deformazioni di taglio ottenuti dalle simulazioni sono inoltre risultati marginali e occorrenti solo verso la fine della vita del campo petrolifero (stimabile in circa 30 anni).

Sulla base dei risultati delle simulazioni eseguite è stato infatti dimostrato che, all’interno del reservoir, lo sforzo di taglio massimo atteso lungo le faglie individuate si manifesterebbe in una zona estremamente circoscritta e avrebbe un’entità molto limitata (variazione massima dello stress pari a $0,025\%$).

Tale aspetto indica che il rischio di attivazione di faglia e quindi il rischio che si possa verificare l’innesco di eventi sismici è molto remoto in entrambi gli scenari (a 6 e a 7 pozzi).

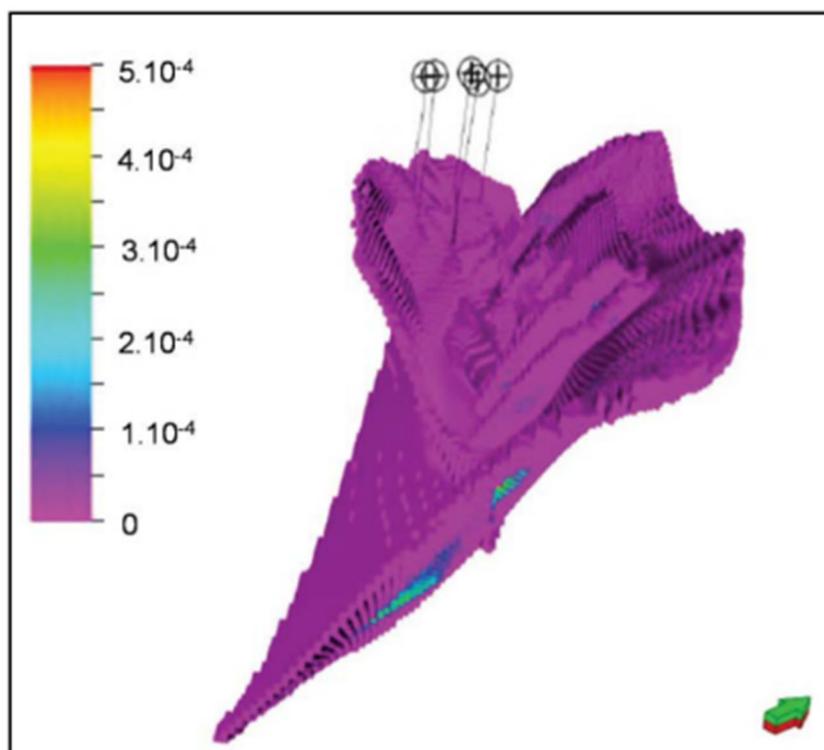


Figura 5: Valori di massimo sforzo di taglio plastico lungo le faglie - caso di riferimento a sei pozzi

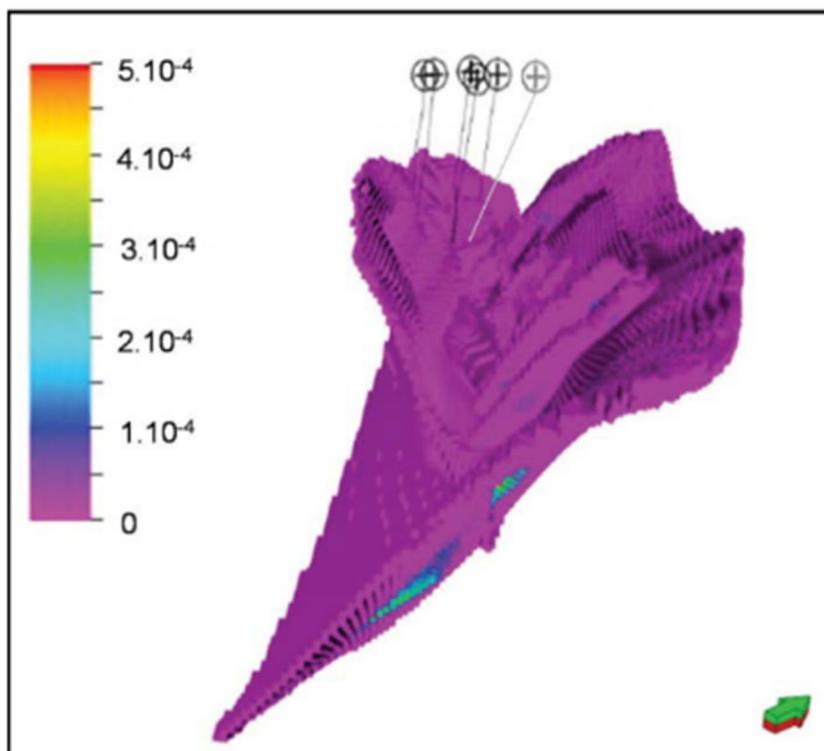


Figura 6: Valori di massimo sforzo di taglio plastico lungo le faglie - caso di riferimento a sette pozzi (incluso GG-3)

La simulazione aggiuntiva con angolo di attrito ancora più cautelativo (20°) ha portato a risultati confrontabili con il caso base (22°), in quanto la variazione massima di stress è risultata pari a 0,030%.

10.1.2.2 Zone esterne al giacimento

TotalEnergies ha quindi proseguito nella modellazione per definire gli sforzi plastici lungo i piani di faglia individuati all'esterno del giacimento sulla base delle informazioni acquisite nell'analisi di baseline.

I 3 grafici sottostanti mostrano il cambiamento nello sforzo di taglio indotto dalla produzione del giacimento nelle 3 direzioni (xy, yz e zx) per il caso di riferimento a sei pozzi e angolo di attrito pari a 22° .

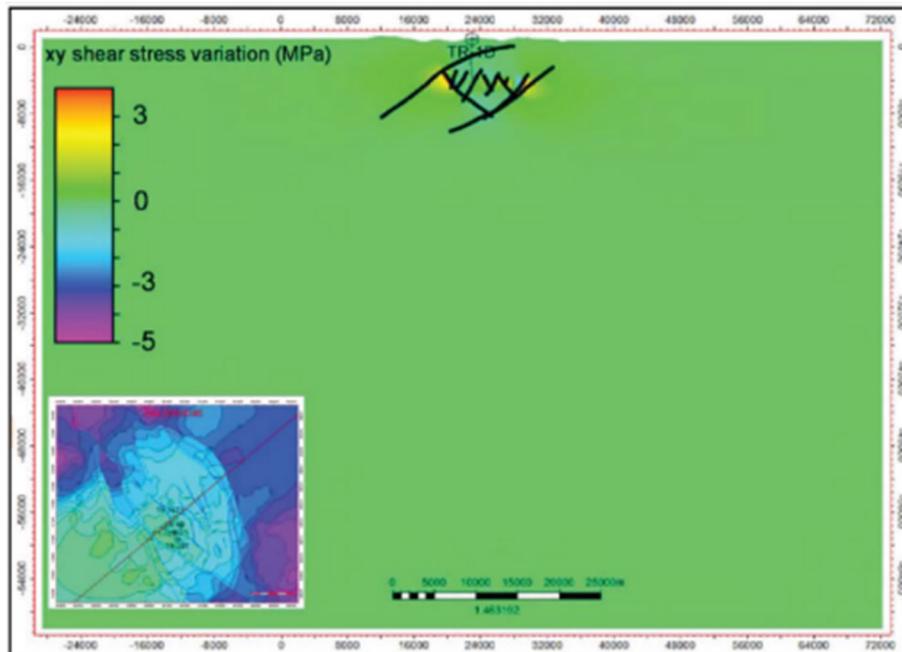


Figura 7: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione xy) – caso di riferimento a sei pozzi

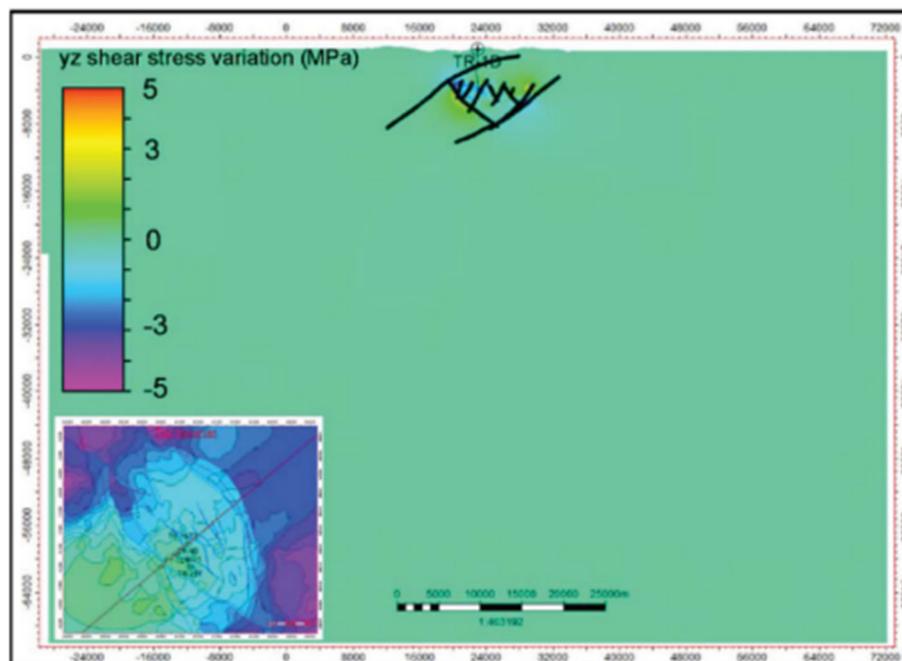


Figura 8: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione yz) – caso di riferimento a sei pozzi

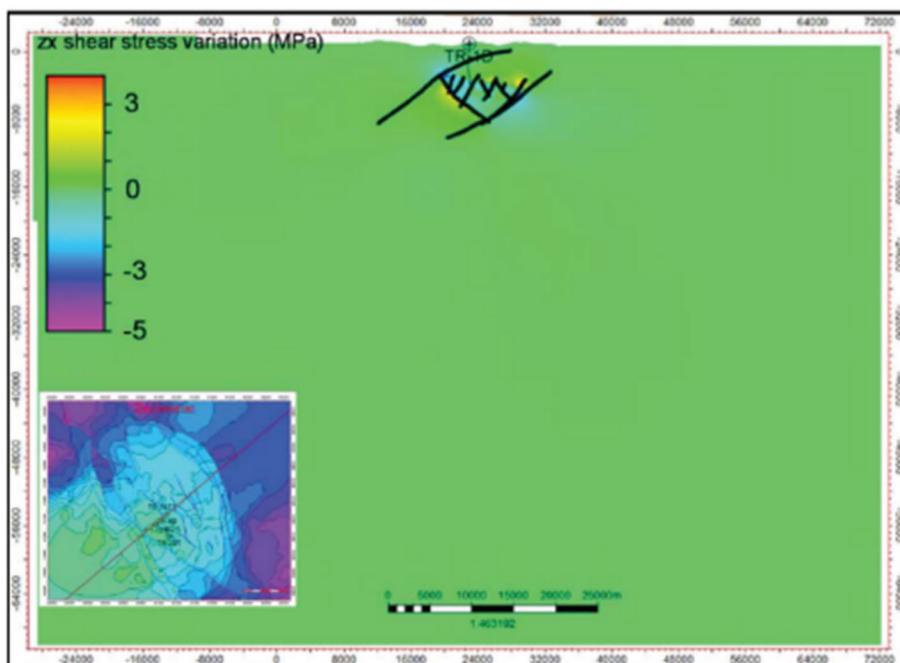


Figura 9: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione zx) – caso di riferimento a sei pozzi

Nelle successive tre figure, invece, vengono riportate le variazioni dello sforzo di taglio connesse all'abbassamento della pressione nel giacimento per il caso a sette pozzi (compreso, quindi, il pozzo GG3) e angolo di attrito pari a 22° .

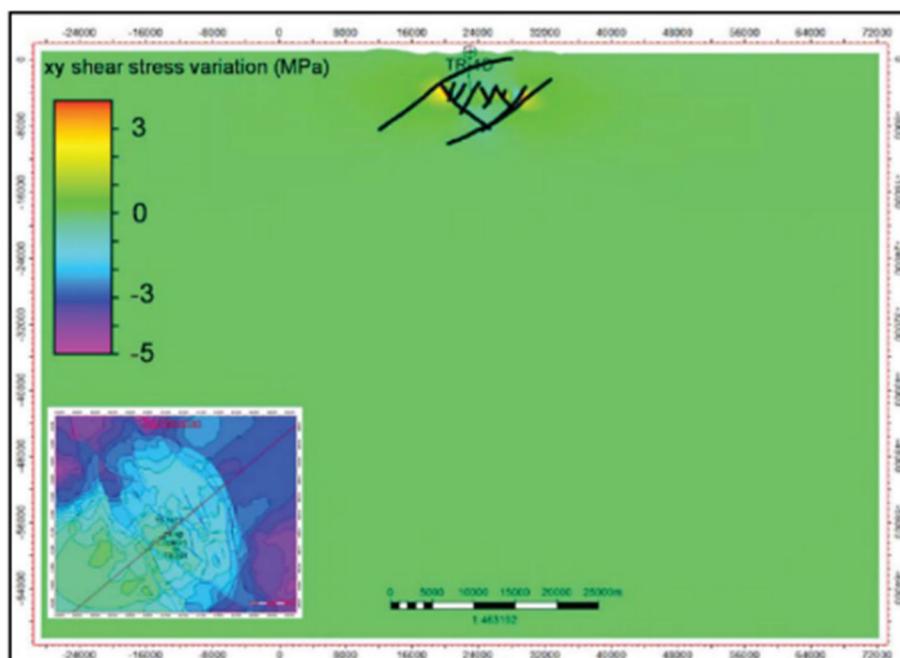


Figura 10: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione xy) – caso a sette pozzi

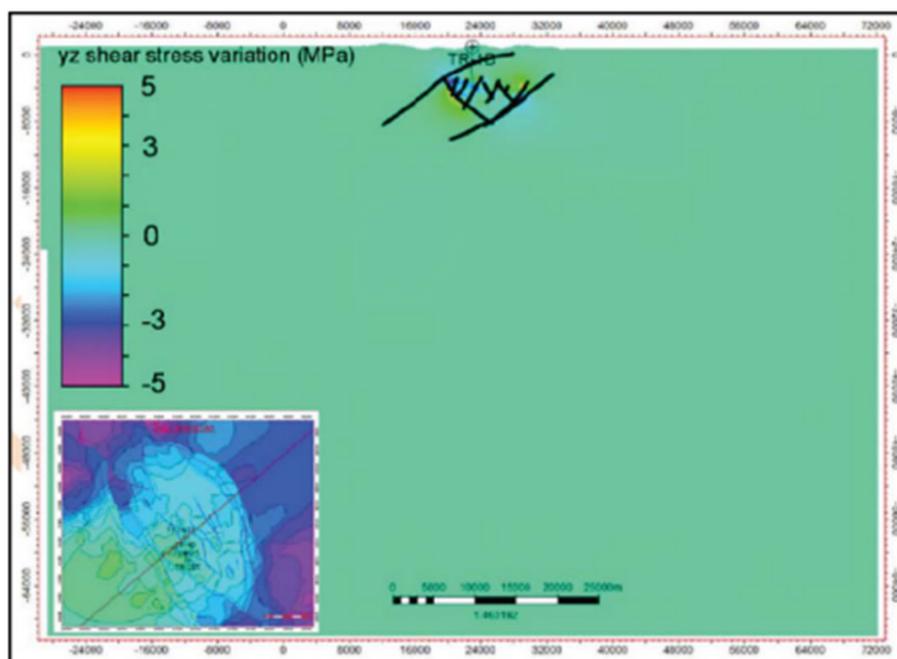


Figura 11: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione yz) – caso a sette pozzi

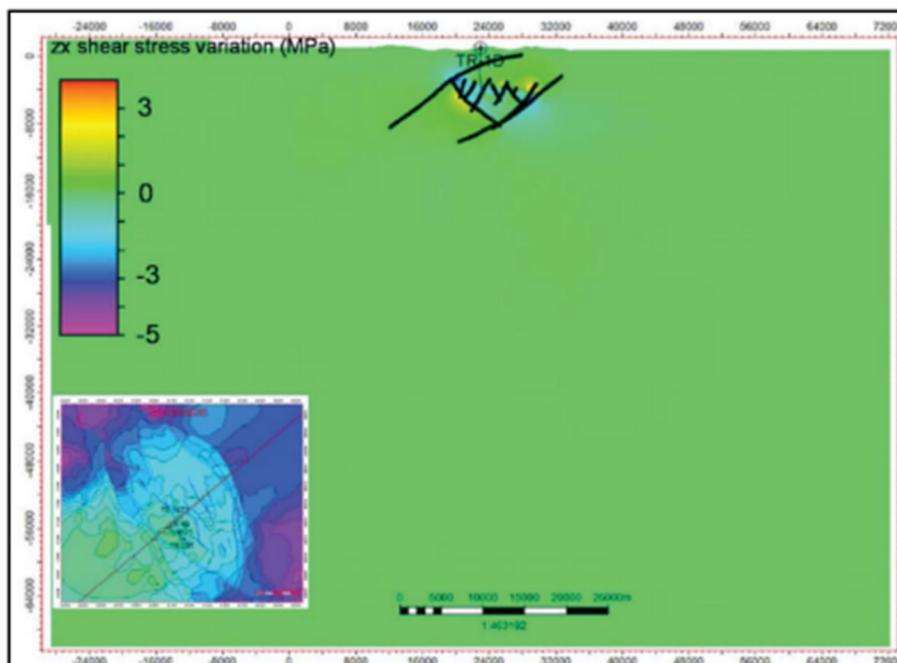


Figura 12: Variazioni dello sforzo di taglio legate all'abbassamento della pressione di giacimento (direzione zx) – caso a sette pozzi

Come si può rilevare dai grafici, le simulazioni hanno mostrato che le variazioni di stress indotte dall'estrazione dal Campo pozzi Tempa Rossa hanno un effetto solo in prossimità del giacimento, mentre al di fuori di esso le variazioni degli sforzi di taglio ottenute sono risultate trascurabili. Di conseguenza, anche ipotizzando che le

faglie circostanti abbiano una loro sismicità naturale, è stato stimato da Totalenergies che la loro condizione e comportamento non vengano influenzate dall'abbassamento di pressione indotto nel giacimento.

I risultati ottenuti indicano quindi che il rischio di attivazione delle faglie legato alla produzione può essere considerato estremamente ridotto anche al di fuori del giacimento Gorgoglione.

Le simulazioni eseguite, infatti, hanno mostrato valori simili a quelli ottenuti all'interno del giacimento anche relativamente alle zone circostante ad esso, con una variazione del campo tensionale localizzata e con un incremento massimo dello sforzo del medesimo ordine di grandezza, ovverosia pari a 0,025%, mentre i risultati ottenuti nello scenario più cautelativo (angolo di attrito pari a 20°) confermano la limitata entità della variazione indotta al campo tensionale, con un massimo incremento dello sforzo plastico pari a 0,030%.

Gli scenari considerati, quello con i sei pozzi attualmente in produzione e quello cumulativo che include anche il nuovo pozzo GG3 in progetto, inoltre, hanno fornito risultati praticamente identici, indicando quindi che l'impatto specifico derivante dalla messa in esercizio del pozzo GG3 è da ritenere trascurabile.

10.1.3 Potenziali eventi sismici indotti e relativa magnitudo

Sulla base dei risultati ottenuti dalle simulazioni è stato possibile stimare la potenziale magnitudo sismica associata a un eventuale scorrimento di faglia come calcolato dal modello; particolare attenzione è stata posta da TotalEnergies nell'assegnare valori cautelativi ai fattori coinvolti in questa determinazione (come, ad esempio, superficie di faglia mobilizzata più estesa, angolo di attrito più basso, assenza di coesione).

Pertanto, considerando la massima deformazione calcolata di 0,03% su una lunghezza del movimento di 100 m, è ipotizzabile uno spostamento lungo il piano di faglia pari a 3 cm, assumendo una superficie di faglia di 10.000 m² e un valore medio del modulo di taglio per le formazioni rocciose in esame pari a 30 GPa, utilizzando le relazioni sismologiche classiche (Hanks and Kanamori, 1979) è stata calcolata da TotalEnergies una magnitudo potenziale dell'ordine di 0.6. Tale magnitudo di momento (M_w) sarebbe quindi quella attesa per un terremoto causato da una faglia attiva (ossia in uno stato tensionale di rottura secondo il criterio di Mohr-Coulomb), in cui viene liberata totalmente l'energia accumulata sul piano di faglia.

TotalEnergies, inoltre, ha considerato il caso della potenziale presenza di faglie nell'intorno del giacimento Gorgoglione il cui stato tensionale possa essere prossimo alle condizioni critiche, ossia in procinto di divenire instabili qualora il campo degli sforzi in atto raggiunga le condizioni di rottura lungo il piano di faglia. L'eventualità che una faglia possa essere riattivata dallo sfruttamento del giacimento (con l'insorgere di un conseguente evento sismico) è stata valutata altamente improbabile tenuto conto delle variazioni massime dello stress stimate con gli studi modellistici eseguiti e sopra descritti: la variazione del campo degli sforzi indotta sarebbe infatti di entità talmente ridotta (0,025÷0,030%) che l'incremento dello sforzo di taglio lungo la faglia risulterebbe sostanzialmente irrilevante e quindi difficilmente in grado di contribuire al raggiungimento delle condizioni di instabilità con riattivazione di un movimento sul piano di faglia e conseguente generazione di un evento sismico.

Infine, essendo iniziata la produzione il 12/12/2019, TotalEnergies ha potuto effettuare delle valutazioni preliminari sul rischio sismico analizzando i dati acquisiti durante il monitoraggio in corso, attivato antecedentemente all'inizio dello sfruttamento del giacimento Gorgoglione. In particolare, sono stati analizzati i dati relativi agli eventi successivi alla definizione della baseline da parte di INGV e alla data di inizio dell'attività di produzione.

A tal fine, è stato recentemente predisposto a cura di TotalEnergies una analisi statistica della sismicità registrata nel periodo 2018-2022 dalla rete sismica Tempa Rossa, installata presso la Concessione Gorgoglione.

Da settembre 2018 a giugno 2022, la rete microsismica ha permesso di localizzare 313 eventi sismici nella zona oggetto di studio.

La magnitudo degli eventi nell'intervallo temporale considerato è risultata variare da -0.4 a 3.8, mentre la profondità è risultata compresa tra 0 e 49,10 km. Durante entrambe le fasi studiate, la maggior parte degli eventi è risultata avere magnitudo compresa tra 0 e 1.0 e il parametro b della legge di Gutenberg-Richter è risultato pari a $0,91 \pm 0,06$, in linea con l'analisi di baseline sulla sismicità redatta da INGV nel periodo precedente ($0,943 \pm 0,09$).

10.2 Rischio sversamenti/perdite accidentali

Nel presente paragrafo vengono individuate le potenziali situazioni da cui possono derivare fenomeni di contaminazione del suolo/sottosuolo e dell'ambiente idrico a causa di sversamenti accidentali dai mezzi d'opera durante la fase di costruzione o per eventuali perdite dagli stoccaggi di sostanze inquinanti durante le fasi mineraria e di esercizio e vengono descritte le relative misure di mitigazione messe in atto per prevenire tali situazioni.

Vengono inoltre descritti i controlli finalizzati a evitare o comunque a limitare gli impatti sulle suddette matrici ambientali in caso di insorgenza di condizioni critiche durante le fasi di perforazione, completamento, prova di produzione, esercizio e dismissione del pozzo.

Si sottolinea che, facendo riferimento alla normativa di cui al D.Lgs. 105/2015, è stata redatta a cura di TotalEnergies una specifica relazione tecnica "**Analisi di sicurezza dell'area pozzo GG3 e della relativa flowline**" (Rif. 22RDS40287), inerente all'analisi di rischio secondo le modalità già utilizzate per la predisposizione del Rapporto di Sicurezza del Centro Olio. In sintesi, tale relazione tecnica ha compreso, per le diverse componenti del Progetto: l'individuazione delle possibili ipotesi incidentali, la stima della loro probabilità di accadimento e la valutazione delle conseguenze dei potenziali scenari incidentali identificati. Nella suddetta relazione, inoltre, sono stati valutati i rischi derivanti da eventi naturali estremi.

Per ogni ulteriore dettaglio relativo in coerenza con la normativa di settore vigente, si rimanda pertanto alla citata relazione tecnica, allegata al Progetto tecnico a corredo del SIA.

Infine, viene presentata una descrizione degli interventi previsti da TotalEnergies nei casi in cui, nonostante l'adozione delle suddette misure precauzionali, dovessero occorrere eventi di inquinamento accidentale da petrolio.

10.2.1 Mezzi d'opera

Per quanto riguarda l'occorrenza di eventuali episodi accidentali con sversamento di sostanze inquinanti nel suolo/sottosuolo (come, ad esempio, carburanti e lubrificanti), con potenziali conseguenze anche per l'ambiente idrico (superficiale e sotterraneo), si sottolinea che verranno adottate da TotalEnergies le seguenti specifiche misure di mitigazione al fine di evitare o ridurre l'insorgere di tali evenienze durante la fase di costruzione delle diverse opere in progetto:

- utilizzo di aree impermeabilizzate per la sosta prolungata degli automezzi di cantiere;
- rifornimenti ai mezzi d'opera effettuati in corrispondenza delle aree impermeabilizzate interne al cantiere di cui al punto precedente o in siti idonei ubicati all'esterno;
- manutenzione periodica dei mezzi impiegati per garantirne la perfetta efficienza, da effettuare esclusivamente nelle aree impermeabilizzate interne, oppure in aree idonee esterne all'area di progetto (officine autorizzate);
- verifica visiva giornaliera dello stato dei mezzi d'opera ai fini di evitare perdite di lubrificanti in fase di lavoro.

L'adozione di tali procedure, pertanto, consentirà di evitare o comunque limitare l'insorgere di perdite di inquinanti dai mezzi d'opera con conseguenti fenomeni di contaminazione del suolo/sottosuolo. Tuttavia, nel

caso dovessero occorrere episodi accidentali con eventuali sversamenti di sostanze inquinanti, saranno messi in atto in tempi rapidi interventi volti al contenimento e alla rimozione della porzione di terreno oggetto di contaminazione, limitando in tal modo l'estensione della contaminazione stessa ed evitando così il coinvolgimento di altre matrici ambientali (come i corpi idrici superficiali o le acque sotterranee). A titolo esemplificativo, si riportano le seguenti tipologie di intervento, da valutare in relazione a tipo ed entità di evento occorso: asportazione della porzione di terreno oggetto di sversamento accidentale, utilizzo di adeguati sistemi di raccolta e stoccaggio dei materiali contaminati asportati (ad es. superfici impermeabilizzate e copertura con teli in plastica, opportuni contenitori in relazione alla tipologia e alla quantità di materiale rimosso), utilizzo di pompe per l'aspirazione di prodotti liquidi inquinanti, eventuali dispositivi per il contenimento e il recupero di oli lubrificanti (barriere di contenimento e/o materiali assorbenti inerti).

I terreni contaminati rimossi, nonché i materiali eventualmente utilizzati per il contenimento dell'inquinamento e a loro volta oggetto di contaminazione, costituendo rifiuto, saranno smaltiti da ditta autorizzata a norma di legge.

10.2.2 Stoccaggio sostanze potenzialmente contaminanti

Al fine di prevenire che eventuali sversamenti accidentali di sostanze pericolose utilizzate in fase di perforazione e di produzione possano raggiungere il suolo e, di conseguenza, essere convogliate verso il reticolo idrografico naturale o possano infiltrarsi nel terreno, si precisa che le sostanze potenzialmente contaminanti (carburanti, combustibili, additivi e chemicals) saranno conservate in serbatoi fuori terra collocati in bacini di contenimento dimensionati in modo da garantire la totale raccolta delle sostanze stoccate.

In merito agli accorgimenti impiantistici previsti da TotalEnergies per la fase mineraria, si elencano i seguenti:

- realizzazione di vasche impermeabili e bacini di contenimento per la raccolta e il contenimento dei fluidi e dei detriti esausti di perforazione, che saranno posizionati su superfici pavimentate e asservite alla vasca di raccolta delle acque (potenzialmente contaminate) di piattaforma;
- realizzazione di basamenti impermeabili e cordolati per l'installazione dell'impianto di perforazione e delle attrezzature ausiliarie (pompe fluido, serbatoi, ecc.), asserviti alla vasca di raccolta delle acque di piattaforma;
- realizzazione di canalette (al perimetro di tutti i basamenti di cui al punto precedente) per la raccolta delle acque dilavanti le superfici interessate dalle apparecchiature potenzialmente inquinate e convogliamento alla vasca di raccolta;
- realizzazione di un bacino di contenimento dedicato, in fase di perforazione, ai serbatoi di gasolio e in fase di prove di produzione ai serbatoi del greggio estratto;
- stoccaggio dei prodotti chimici su basamenti impermeabili e cordolati asserviti alla vasca di raccolta delle acque di piattaforma.

Le acque potenzialmente inquinate convogliate alla vasca di raccolta saranno regolarmente aspirate tramite autobotte per il successivo trasporto a ditte autorizzate allo smaltimento.

Per quanto riguarda la pericolosità dei fanghi di perforazione in relazione a potenziali interferenze con le acque superficiali, si ricorda che i fanghi stessi comprendono in parte componenti pericolose (ai sensi del Regolamento Europeo n. 1272/2008 CLP); in particolare, si tratta dei composti correttivi del pH, degli inibitori di corrosione e degli inibenti delle argille. A riguardo si sottolinea che è previsto lo stoccaggio di tali sostanze all'interno di apposita area cementata e in idonei contenitori chiusi ermeticamente e protetti dagli agenti atmosferici, evitando in tal modo l'insorgere di eventuali dilavamenti di acque potenzialmente contaminate verso recettori della rete idrica superficiale.

Con specifico riferimento alle vasche fanghi, è previsto che queste vengano realizzate in carpenteria metallica con elementi in acciaio semplice laminati a caldo. Per le vasche fanghi prima dell'inizio delle attività di perforazione saranno effettuate prove di tenuta per verificarne l'impermeabilità e la perfetta tenuta, al fine di evitare impatti su suolo e ambiente idrico derivanti da eventuali perdite.

Le vasche fanghi sono dotate, inoltre, di indicatori di livello che permettono di controllarne in remoto lo stato di riempimento, aspetto molto importante durante le fasi di perforazione per identificare ogni minima variazione di flusso tra ingresso e uscita che possa rappresentare un ingresso di fluidi dal pozzo.

Tale aspetto è ripreso nei paragrafi seguenti, relativi ai controlli previsti da TotalEnergies al fine di evitare fuoriuscite incontrollate di greggio dal pozzo con conseguenti impatti sulle matrici ambientali suolo e ambiente idrico, nonché inerenti agli interventi previsti in casi di emergenza per rotture della tubazione di produzione e per perdite di tenuta del packer di produzione e alle misure previste per la gestione in sicurezza durante l'esercizio del pozzo e la dismissione degli impianti.

10.2.3 Controlli in fase di perforazione

Durante tutte le fasi di perforazione, la batteria di perforazione viene calata in pozzo attraverso i BOP (*Blow Out Preventers*) che rappresentano le attrezzature di sicurezza primarie per la chiusura del pozzo al fine di evitare il pericolo di una eruzione incontrollata di greggio (*Blow Out*).

L'impianto di perforazione è dotato di tre BOP "stack" di dimensioni decrescenti e pressioni di esercizio crescenti che vengono installati e messi in funzione nel corso delle successive fasi di approfondimento del pozzo.

Il BOP "stack" da 29½", di tipo "diverter", ha una pressione di esercizio di 500 psi (*pound square inch* – libra per pollice quadrato, pari a circa 6.894,7 Pa), viene installato sul *conductor pipe* e sulla colonna da 24" ed è utilizzato per perforare le formazioni superficiali con regime di pressione di poro idrostatico. Una volta scesa e cementata la colonna da 18½", il BOP "stack" da 21¼" con pressione di esercizio di 5.000 psi viene montato e messo in funzione per l'esecuzione delle fasi di perforazione che portano alla posa della colonna da 13¾". Alla fine della cementazione della colonna da 13¾", il BOP "stack" da 13½" con pressione di esercizio di 10.000 psi viene installato e messo in funzione per tutte le fasi di perforazione successive fino alla profondità finale prevista per il pozzo.

I BOP sono otturatori montati sopra la testa pozzo. I BOP "stack" da 21¼" e 13½" sono costituiti da:

- 1x BOP anulare che può chiudere il pozzo su qualsiasi forma o diametro delle attrezzature in pozzo;
- 1x BOP a ganasce trancianti/cieche che possono tagliare le aste di perforazione e chiudere su tutta la sezione del pozzo;
- 1x BOP a ganasce sagomate che possono chiudere sulle aste di perforazione;
- 1x BOP a ganasce sagomate che possono chiudere su diametri variabili, tali ganasce sono sostituite durante la discesa delle colonne (*casing*) con apposite ganasce che possono chiudere sul diametro della colonna scesa.

I BOP sono attrezzature azionate idraulicamente (in caso estremo anche manualmente) e l'azionamento può avvenire dal piano sonda o dal sistema di accumulazione.

Il sistema di accumulazione è posizionato a circa 15 m dalla testa pozzo ed è costituito da un insieme di elementi, quali: bombole, serbatoi, pompe, valvole di comando, valvole di regolazione, valvole di sicurezza, manometri, dispositivi elettrici, sensori ed elementi per l'autoavviamento. Nelle bombole viene compresso un fluido idraulico che, per mezzo di comandi elettroidraulici, aziona i BOP per la chiusura del pozzo. La

comunicazione tra l'unità di accumulazione e il BOP "stack" è garantita da flessibili e tubazioni rigide ad alta pressione costruite con materiale resistente al fuoco.

L'unità di accumulazione è dotata di due sistemi di pompaggio con alimentazioni completamente indipendenti. I due sistemi sono costituiti da tre pompe con motore elettrico e quattro pompe pneumatiche. Le pompe elettriche hanno ciascuna una portata di 40 l/m mentre la portata delle pompe pneumatiche è di 15 l/m. Le pompe elettriche sono inoltre collegate a un generatore di emergenza che viene utilizzato in caso di blackout totale.

L'utilizzo del fluido idraulico compresso nelle bombole permette di chiudere i BOP a ganasce in 30 secondi e quelli a sacco in 45 secondi. La pressione all'interno delle bombole viene reintegrata automaticamente non appena questa scende al di sotto del 90% della pressione massima di esercizio grazie ai due sistemi di pompaggio sopra descritti.

In caso di avaria grave all'unità di accumulazione che renda inutilizzabili le bombole di accumulo, è possibile utilizzare direttamente uno dei due sistemi di pompaggio per chiudere i BOP.

Invece, nel momento in cui si debba far fronte a una grave avaria del sistema di pompaggio che renda inutilizzabile sia le pompe elettriche sia quelle pneumatiche, il volume di fluido idraulico pressurizzato all'interno delle bombole è equivalente a 1,5 volte il volume necessario a chiudere e aprire tutti i BOP a ganasce e sacco mantenendo una pressione residua sufficiente ad azionare le trancianti/cieche senza bisogno di reintegro di pressione. Il volume di fluido idraulico pressurizzato all'interno delle bombole è perciò sufficiente per mettere in sicurezza il pozzo senza bisogno di nessun tipo di capacità di pompaggio esterna.

Come indicato in precedenza, i BOP possono essere attivati sia in remoto tramite due pannelli posizionati in zone strategiche del cantiere diverse (piano sonda e ufficio capo cantiere) sia direttamente dall'unità di accumulazione. I pannelli di attivazione e controllo remoto sono pneumatici con allarmi visivi e acustici che si innescano nel caso di avaria nel circuito di alimentazione di aria. Per far fronte a grave avarie che interrompono il circuito di alimentazione dell'aria, il sistema di controllo è dotato di un sistema di emergenza che viene utilizzato solo in caso di bisogno.

Le tempistiche di chiusura dei BOP sono verificate ogni due settimane durante i test in pressione del BOP "stack". Durante questi test, tutti i BOP dello "stack" vengono attivati e viene cronometrato il tempo impiegato per la chiusura totale avendo in pozzo un'asta di perforazione. Una volta chiusi, ogni otturatore viene testato a una pressione equivalente alla massima pressione attesa nella fase di perforazione in corso. In aggiunta a questi test bisettimanali vengono svolte anche prove di funzionamento di ogni BOP su base settimanale, durante le quali viene anche verificato il corretto funzionamento del sistema di controllo e dell'unità di accumulazione.

In aggiunta ai test settimanali, una volta ogni tre mesi (o prima se è necessaria una riparazione) vengono eseguite delle prove specifiche sull'unità di accumulazione durante le quali viene scaricata completamente la pressione all'interno delle bombole per cronometrare quanto tempo il sistema di pompaggio impiega per reintegrare la pressione di esercizio normale, che non deve superare i 15 minuti. Durante questa tipologia di prova, viene verificato anche il corretto funzionamento di ogni singolo sistema di pompaggio in modo da provare l'effettiva capacità di questi di reintegrare la pressione e chiudere i BOP lavorando in modo indipendente.

Dal punto di vista del personale, all'interno della squadra di perforazione vi sono figure specifiche e altamente qualificate per la prevenzione del rischio di eruzioni. Il caposquadra, il perforatore, l'aiuto perforatore, il pontista, il capocantiere e il supervisore devono possedere il certificato di controllo pozzo (*Well Control*) rilasciato da un ente riconosciuto dalla IWCF (*International Well Control Forum*) o IADC (*International Association of Drilling Contractors*). Questo tipo di formazione è obbligatoria per lavorare in cantiere e far parte della squadra di perforazione in quanto il personale di sonda è il principale incaricato dell'attivazione dei BOP in caso di problemi.

Per tale motivo, a ogni cambio turno con frequenza giornaliera la squadra di perforazione è sottoposta a una esercitazione durante la quale si simula un allarme e si verifica in che modo e con quale tempistica il pozzo viene messo in sicurezza. Tale tipologia di esercitazioni è fondamentale al fine di mantenere elevato il livello di attenzione e capacità di tutto il personale di cantiere e allo stesso tempo è un metodo utile per identificare eventuali anomalie delle attrezzature di emergenza. La rapidità di risposta della squadra di perforazione nell'attivazione dei BOP è anche garantita dalla presenza di diverse tipologie di sensori che indicano in tempo reale ogni eventuale deviazione dalle normali condizioni operative, come meglio specificato nel seguito.

In cantiere esistono essenzialmente due tipologie di sensori, una che riguarda il controllo dei livelli e una che mira alla rilevazione di atmosfere gassose pericolose. La pressione dei fluidi nei pori è bilanciata da quella idrostatica esercitata dalla colonna di fango presente in pozzo. Nel caso in cui tale pressione idrostatica fosse inferiore a quella di formazione, il fluido (acqua, olio, gas), in esso presente, entrerebbe in pozzo (fenomeno denominato "kick"). Essendo il circuito dei fanghi un sistema chiuso, ogni minima variazione dei volumi in gioco è facilmente rilevabile andando a rappresentare l'indicazione fondamentale di un potenziale kick. Per tale motivo, sono presenti dei sensori di portata installati in entrata e in uscita pozzo in modo da poter monitorare in tempo reale il volume di fango in pozzo durante la perforazione. In aggiunta ai sensori di portata, sono anche presenti dei sensori di livello nelle vasche fango che possono rilevare ogni aumento di volume e indicare quindi un potenziale kick. I sensori di portata e di livello sono posizionati dalla contrattista di perforazione e dalla compagnia di *mudlogging* in modo da avere due sistemi indipendenti. In perforazione vengono settati una serie di allarmi sulla variazione di portata e livello dell'ordine del litro. Se tali allarmi vengono innescati, il perforatore ha l'obbligo di attivare i BOP e mettere in sicurezza il pozzo. Il tempo necessario dal momento in cui l'allarme viene innescato al momento in cui il pozzo è messo in sicurezza è dell'ordine di pochi minuti.

10.2.4 Controlli in fase di completamento

La fase di completamento prevede la discesa in pozzo di una stringa di completamento essenzialmente composta da:

- tubini;
- packer di produzione;
- valvola di sicurezza.

Il packer di produzione è un attrezzo dotato di cunei e di una gomma. Una camicia a facce inclinate, fatta scorrere pressurizzando i tubini, fa espandere la gomma e i cunei di fissaggio contro la colonna di produzione, assicurando la tenuta idraulica e meccanica del packer. Il packer di produzione serve per proteggere le sezioni superiori del pozzo dalla pressione e corrosione dei fluidi.

La colonna di produzione è stata scelta in funzione delle massime sollecitazioni a cui potrebbe essere sottoposta per squarciamento, schiacciamento e trazione secondo le norme API (*American Petroleum Institute*). Le stesse norme API, inoltre, indicano di tenere conto delle sollecitazioni composte, partendo dalla considerazione che tensioni assiali producono una riduzione nella resistenza allo schiacciamento. Il materiale della colonna di produzione è stato scelto anche tenendo in considerazione il tenore di fluidi corrosivi come H₂S e CO₂ (acciaio T95, secondo le norme API la lettera indica il grado dell'acciaio, cioè la composizione chimica, mentre il numero esprime il carico di snervamento minimo garantito in kpsi). L'acciaio T95 è indicato come acciaio ideale per lavorare in presenza di H₂S in quanto resistente al fenomeno di corrosione SSCC (*Sulfide Stress Corrosion Cracking*) secondo le norme API e NACE (*National Association of Corrosion Engineers*).

Di seguito le caratteristiche meccaniche e chimiche dell'acciaio T95:

ACCIAIO	CARICO DI SNERVAMENTO [kpsi]	CARICO DI SNERVAMENTO [MPa]	ALLUNGAMENTO [%]	BANDE COLORATE
T95	95	655	0,5	1 marrone, 1 porpora

Grado	Tipo	C		Mn		Mo		Cr		Ni	Cu	P	S	Si
		min	max	min	max	min	max	min	max	max	max	max	max	max
T95	1	---	0,35	---	1,20	0,25	0,85	0,40	1,50	0,99	---	0,020	0,010	---

Durante la fase di completamento, la stringa di completamento viene calata in pozzo attraverso i BOP, descritti nel precedente paragrafo relativo ai controlli in fase di perforazione. Una volta che il BOP è azionato, il pozzo viene chiuso e isolato dalla superficie.

Alla fine del completamento, quando il packer di produzione è stato installato all'interno della colonna di produzione, la stringa di *tubing* è stata calata e il *tubing hanger* installato nella testa pozzo, il BOP "stack" può essere smontato, previo posizionamento di un tappo meccanico all'interno del *tubing hanger*.

Alla conclusione dello smontaggio del BOP "stack" si procede al montaggio della croce di produzione, che rappresenta una attrezzatura di sicurezza primaria insieme alla valvola di sicurezza della stringa di completamento durante la fase di produzione/erogazione del pozzo.

La croce di produzione è costituita verticalmente da due valvole a saracinesca (*master valves*) per la chiusura del pozzo. Quella inferiore è generalmente utilizzata quando si vuole chiudere il pozzo per periodi prolungati. Verticalmente rispetto alla croce si trova una valvola a saracinesca (*swab valve*), utilizzata per l'esecuzione delle operazioni "*wireline*" (cavo elettrico). In testa, è montata la flangia di coronamento, per chiudere superiormente la croce di produzione e per poter installare strumenti per la lettura della pressione e della temperatura. Orizzontalmente alla croce si trovano altre due valvole a saracinesca (*wing valve*) utilizzabili per l'erogazione. Le croci di produzione sono classificate in base alla pressione di esercizio che viene scelta in funzione della massima pressione attesa a testa pozzo (durante la fase di installazione si prevede di testare la croce di produzione a una pressione dell'ordine di 5.000 psi in modo da garantirne il perfetto funzionamento).

In caso di problemi e necessità di chiusura del pozzo, la valvola di sicurezza della stringa di completamento viene chiusa per interrompere immediatamente il flusso di greggio verso la superficie e, in seguito, le valvole della testa pozzo vengono chiuse. La valvola di sicurezza della stringa di completamento è una valvola posizionata a circa cento metri al di sotto della testa pozzo ed è una valvola del tipo "*fail-safe*". Questa è una valvola a ciabatta che viene mantenuta aperta pressurizzandola con olio idraulico dalla superficie tramite un tubicino esterno (*control line*), che fuoriesce dalla testa pozzo. Nel momento in cui tale pressione viene a mancare, la valvola si mette in posizione più sicura per il processo e si chiude andando a intercettare il flusso di greggio proveniente dal giacimento.

La chiusura della valvola di sicurezza può quindi essere fatta in automatico e/o da remoto ed è parte fondamentale della procedura di chiusura di emergenza (*Emergency Shut Down*). Una volta isolato il pozzo tramite la valvola di sicurezza della stringa di completamento, le valvole della croce di produzione vengono chiuse in modo da mettere il pozzo in completa sicurezza e avere due livelli di barriere.

Durante la fase di completamento il fango di perforazione utilizzato per la realizzazione dell'ultima fase di perforazione viene sostituito con il fluido di completamento.

Il fluido di completamento per il pozzo GG3 sarà costituito da acqua salata (brine) con le seguenti caratteristiche:

- densità tale da assicurare una pressione idrostatica superiore a quella della formazione (giacimento);

- minimo contenuto di solidi, che potrebbero tappare i fori della colonna di rivestimento (se presenti) o diminuire la permeabilità della formazione;
- minimo filtrato, tale da non danneggiare gli strati mineralizzati e non interagire con i fluidi di strato, per evitare la formazione di emulsioni o far precipitare sali organici o paraffine e asfaltini;
- non corrosivo per il packer e la colonna di rivestimento;
- buona capacità di trasporto per la rimozione dei detriti durante le circolazioni;
- non tossico e non inquinante.

La solubilizzazione del sale nell'acqua permette di non avere solidi in sospensione. Il formiato di potassio, che sarà utilizzato come sale nella soluzione del brine, è un sale organico che viene utilizzato nel fluido di completamento essendo molto meno corrosivo del cloruro di potassio o del cloruro di sodio. Il fluido di completamento, inoltre, contiene altri additivi che svolgono il ruolo di battericidi e anticorrosivi. I prodotti pericolosi ai sensi del Regolamento Europeo n. 1272/2008 CLP contenuti nel fluido di completamento sono: controllore di pH, inibitori di corrosione e decontaminante (scavenger) di H₂S, biocida.

Si ricorda, infine, che la formazione mineralizzata che si trova nell'immediato intorno del pozzo viene invasa dal fango di perforazione con conseguente peggioramento della permeabilità rispetto a quella della formazione imperturbata a causa della parziale occlusione dei pori e delle fratture della roccia.

Pertanto, per evitare che gli effetti del danneggiamento della permeabilità compromettano la produzione di idrocarburi, viene eseguito sul pozzo un intervento di stimolazione con soluzione corrosiva, che mira a ripristinare, se non a migliorare, la permeabilità originaria della formazione. Il lavaggio acido mira alla dissoluzione di parte della matrice rocciosa carbonatica, alla riapertura delle fratture presenti e a instaurare (ove possibile) una comunicazione con nuove fratture. L'operazione di acidificazione consiste nel pompare in pozzo un certo quantitativo di acido per rimuovere il pannello del fango, depositi di idrocarburi e tutti i detriti che ostacolano l'erogazione. Nel caso particolare del pozzo GG3, dove la formazione mineralizzata è carbonatica e dove la produzione è strettamente legata alla presenza di fratture, l'acidificazione permette di pulire e allargare tali fratture. L'operazione di acidificazione sul pozzo GG3 sarà effettuata a bassa pressione (*matrix acidifying*), senza cioè la fratturazione della formazione. Il trattamento interessa una zona limitata intorno al pozzo, richiede minimi tempi di reazione e limita fortemente il rischio di aprire indesiderate zone ad acqua o gas (se presenti).

Il pompaggio dell'acido sarà effettuato attraverso il *coiled tubing* infilato all'interno della stringa di completamento. Il cuscinetto di acido viene spazzato davanti alla zona da trattare e spinto dentro la formazione (*bullheading*) pompando all'interno del *coiled tubing*. Una volta che l'acido è stato spinto dentro la formazione, la circolazione viene interrotta per lasciarli il tempo di reagire; successivamente, si riprende la circolazione per lavare i composti di reazione e l'acido spento residuo. Il fluido che sarà utilizzato su GG3 sarà a base di acido cloridrico (HCl).

I prodotti di reazione del lavaggio acido in formazioni carbonatiche (quale quella in oggetto) sono essenzialmente cloruro di calcio e anidride carbonica che vengono rimossi durante la circolazione alla conclusione dell'operazione.

La soluzione di acido cloridrico verrà trasportata in sito dalla compagnia di servizio incaricata della miscelazione e pompaggio della stessa. Il trasporto avverrà qualche giorno prima dell'operazione in modo da ridurre al minimo la permanenza di tali prodotti in cantiere. Come per i prodotti utilizzati per il confezionamento del fango di perforazione e fluido di completamento, anche la soluzione di acido cloridrico sarà posizionata in area cementata. La soluzione di acido cloridrico sarà trasportata e manipolata all'interno di recipienti in PVC ermeticamente chiusi. I recipienti, in attesa del confezionamento della soluzione di lavaggio, saranno posizionati in una zona ben ventilata ma comunque al riparo dalle intemperie. La soluzione di lavaggio verrà confezionata

all'interno di apposite attrezzature di miscelazione costruite in materiale idoneo a contenere fluidi corrosivi e posizionate all'interno dell'area cementata. Queste attrezzature saranno recipienti certificati DNV 2.7-1 o norma ISO/EN equivalente. Il trasferimento della soluzione di acido cloridrico dai contenitori in PVC verso l'attrezzatura di miscelazione verrà eseguito con apposite pompe di trasferimento.

La miscelazione avverrà pochi minuti prima del pompaggio e sempre in presenza di una fonte di illuminazione adatta. Se la miscelazione dovesse avvenire nelle ore di buio, un numero adeguato di torri faro mobili saranno dislocate nei dintorni dell'area interessata. Il confezionamento e manipolazione della soluzione di lavaggio saranno eseguite esclusivamente da personale specializzato munito di dispositivi di protezione individuale appropriati. L'area di miscelazione, inoltre, sarà attrezzata con uno specifico "spill kit" di emergenza per far fronte a ogni eventuale fuoriuscita accidentale, al fine di poter delimitare e bonificare la zona interessata. Alla fine dell'operazione di lavaggio, tutte le attrezzature saranno smontate e rimosse dall'area di lavoro.

10.2.5 Controlli in fase di prova di produzione

Durante la prova di produzione, l'effluente del pozzo GG3 attraverserà la stringa di completamento, la croce di produzione e il "choke manifold", che ne permetterà la regolazione delle portate e da questo sarà inviato al separatore di 1° stadio. Dentro tale recipiente verrà separato il gas naturale associato al greggio e la sua pressione di lavoro sarà in funzione dei parametri di prova (il gas naturale separato sarà smaltito tramite due termocombustori, di opportuna potenzialità). Il greggio, proveniente dal separatore di 1° stadio, sarà inviato a un separatore di 2° stadio per migliorare la stabilizzazione dell'olio (l'ulteriore gas prodotto verrà ugualmente bruciato nei medesimi termocombustori). Dal separatore di 2° stadio l'olio sarà inviato, a mezzo di apposita tubazione, all'interno dei serbatoi di stoccaggio (ove avverrà l'ultima fase di eliminazione del gas residuo).

I serbatoi di stoccaggio saranno dotati di serpentine interne dove verrà fatta circolare acqua calda, proveniente da un riscaldatore, allo scopo di mantenere sempre fluido il prodotto. Il greggio sarà caricato sulle autobotti con l'ausilio di pompe e durante tale operazione verrà immesso gas inerte nei serbatoi di stoccaggio, in quantità tale da rimpiazzare il volume di liquido evacuato. Lo scopo di tale processo è quello di liberare il greggio erogato dal pozzo dall'acqua, gas e da residui solidi per stabilizzarlo al fine di poterlo trasportare verso la raffineria. Il greggio all'interno del processo non subisce infatti trasformazioni chimiche, ma viene unicamente degassato e reso il più possibile anidro per poter essere inviato in raffineria secondo le specifiche indicate.

La separazione dei vari fluidi dal greggio avviene sfruttando unicamente la forza di gravità, che per effetto delle differenze di densità, porta quelli più leggeri ad accumularsi verso l'alto (gas) e quelli più pesanti verso il basso (acqua). In un separatore trifase, il greggio vi entra lateralmente, il gas si accumula verso l'alto, l'olio galleggia sull'acqua che si deposita sul fondo. Disponendo nel dominio di ogni sostanza una linea d'uscita, si riesce a realizzare la separazione. Tale processo di separazione viene in seguito ripetuto all'interno del separatore di 2° stadio dove viene inviato unicamente l'olio separato nel 1° stadio. Poiché spesso nell'interfaccia acqua-olio si forma un'emulsione che disturba la rilevazione del livello, si procede all'iniezione di prodotti anti-emulsionanti per favorire la separazione. Inoltre, al fine di rimuovere la maggior quantità possibile di H₂S dal greggio, si iniettano in vari punti del processo prodotti decontaminanti (*scavenger*) che reagiscono con questo gas pericoloso dando come prodotto di reazione un prodotto innocuo.

Una volta che il greggio ha attraversato i due stadi di separazione viene inviato e stoccato nei serbatoi di stoccaggio dove termina eventualmente la stabilizzazione liberando una residua quantità di gas che viene eliminata attraverso una fiaccola confinata.

Si sottolinea che i serbatoi di stoccaggio sono idonei allo stoccaggio di fluidi contenenti gas acidi (H₂S). Questi sono a corpo cilindrico e orizzontale, usati come stoccaggio temporaneo del greggio prima del trasferimento nelle autobotti.

I serbatoi sono forniti di misuratori di livello visivi ed elettronici con segnalazione di allarme per minimo e massimo livello e sono posizionati all'interno di un bacino di contenimento appositamente costruito in calcestruzzo, progettato secondo quanto previsto dalla normativa di settore in modo che, in caso di problemi, possa raccogliere il 100% del volume stoccato nei serbatoi.

Le autobotti utilizzate per il trasporto dell'olio sono mezzi omologati per il trasporto ADR (trasporto merci pericolose) e condotti da personale qualificato. Il caricamento delle autobotti viene eseguito in circuito chiuso nella stazione di caricamento.

Nel prosieguo del presente paragrafo viene riportata una descrizione di come, nell'eventualità di una perdita di tenuta dell'intercapedine immediatamente esterna al *tubing* di produzione, si procede a ripristinare le condizioni standard di sicurezza. L'intercapedine immediatamente esterna al *tubing* di produzione non è in contatto con nessuna fonte di pressione o fluido a meno che non si verifichi uno dei seguenti problemi:

1. Rottura del *tubing*;
2. Perdita di tenuta del packer di produzione.

10.2.5.1 Rottura del tubing

Durante la prova di produzione, l'olio risale dal giacimento fino in superficie attraversando i *tubing* di produzione. In questa configurazione, il fluido del giacimento non entra in contatto con l'intercapedine a meno di una rottura della stringa di completamento. Una tale rottura metterebbe infatti in contatto l'intercapedine tra il *tubing* e la colonna con il fluido del giacimento. L'eventualità di tale rottura o perdita di tenuta del *tubing* sarebbe immediatamente identificata grazie all'aumento di pressione che si noterebbe nell'intercapedine.

L'intercapedine tra il *tubing* di produzione e la colonna adiacente è denominata "anulare A" ed è continuamente monitorata durante tutta la prova di produzione. La pressione all'interno di tale intercapedine viene tenuta a un valore positivo intorno a 10 bar in modo da poter verificare ogni minima variazione.

L'insorgere di questa problematica porterebbe all'immediata chiusura del pozzo tramite attivazione della valvola di sicurezza nella stringa di completamento e la chiusura della croce di produzione. Una volta messo in sicurezza il pozzo sarebbe necessario un intervento di workover al fine di effettuare il cosiddetto "*kill*" del pozzo e la sostituzione della stringa di completamento. Il *kill* del pozzo viene eseguito pompando fluido di completamento pesante in modo da spingere il greggio nel giacimento (*bullheading*) e circolare il pozzo con fluido pulito. Una volta circolato il pozzo con il nuovo fluido di completamento a densità tale da fornire una pressione idrostatica adeguata a controllare la pressione di giacimento, è possibile proseguire con il workover come segue:

- installazione di un tappo all'interno del *tubing hanger*;
- smontaggio della croce di produzione;
- montaggio BOP;
- rimozione del tappo dall'interno del *tubing hanger*;
- risalita della stringa di completamento danneggiata;
- esecuzione di logs elettrici per confermare che la colonna non sia danneggiata;
- discesa di una nuova stringa di completamento;
- circolazione di nuovo fluido di completamento;
- installazione di un tappo all'interno del *tubing hanger*;

- smontaggio BOP;
- montaggio della croce di produzione.

10.2.5.2 Perdita di tenuta del packer di produzione

Il packer di produzione è l'attrezzatura che serve a proteggere l'intercapedine dalla pressione e dalla corrosione dei fluidi di giacimento. Il danneggiamento di un packer può causare la perdita della tenuta idraulica.

Una tale perdita di tenuta metterebbe infatti in contatto l'intercapedine tra il *tubing* e la colonna con il fluido del giacimento. L'eventualità di questa perdita di tenuta del packer sarebbe immediatamente identificata grazie alla rilevante riduzione iniziale di pressione che si noterebbe nell'intercapedine. Come sopra ricordato, tale intercapedine contiene il fluido di completamento a una densità tale da fornire una pressione idrostatica in grado di controllare e vincere la pressione del giacimento. Nel momento in cui l'intercapedine entrasse in contatto con il giacimento, la maggiore pressione idrostatica del fluido contenuto in essa andrebbe a generare degli assorbimenti a livello del giacimento con conseguente diminuzione della pressione di controllo tenuta sull'intercapedine. Il livello di liquido nell'intercapedine scenderebbe fino a che la sua pressione idrostatica non eguaglia la pressione del giacimento.

Anche in questo caso, il verificarsi di questa problematica porterebbe alla chiusura del pozzo tramite attivazione della valvola di sicurezza nella stringa di completamento e chiusura della croce di produzione e, una volta messo in sicurezza il pozzo, si renderebbe necessario un intervento di workover per la sostituzione del packer seguendo le operazioni già elencate per la rottura del *tubing*.

10.2.6 Controlli in fase di produzione

Al termine della prova di produzione, in caso di esito minerario positivo, sarà eseguito il completamento superiore definitivo e saranno installate le pompe ESP per la messa in produzione del pozzo.

Al fine di garantire la sicurezza durante la fase di esercizio per l'area, normalmente non presidiata, saranno installate specifiche apparecchiature di controllo per il monitoraggio di ogni emergenza o anomalia direttamente dal Centro Olio. Dalla sala controllo del Centro Olio sarà quindi gestito il monitoraggio delle variabili legate alle condizioni operative del pozzo e della flowline, con segnalazione di eventuali allarmi e attivazione manuale o automatica delle azioni di shutdown in caso di necessità.

All'interno dell'area pozzo sarà presente una zona dedicata allo stoccaggio e all'iniezione degli additivi chimici (inibitore di corrosione, inibitore di depositi inorganici, agente di dispersione/disemulsionante di asfalteni, metanolo o similari per prevenire la formazione di idrati, iniezione biocida per prevenire attività microbiologica). Tutta l'area sarà provvista di un basamento e relativo cordolo in c.a. per il contenimento dell'eventuale fuoriuscita accidentale dei liquidi dai recipienti al fine di evitare potenziali fenomeni di contaminazione del terreno.

Con riferimento all'integrità strutturale della condotta in seguito a eventuali sovrappressioni, sono previsti sistemi che attivano la chiusura delle valvole di blocco di emergenza sezionando la condotta dalla testa pozzo e disattivando le pompe all'interno del pozzo (ESP).

In fase di produzione, il fluido trifasico estratto (olio, acqua e gas) sarà trasferito tramite la flowline al Centro Olio per il trattamento prima di essere esportato e, pertanto, non sarà più stoccato presso l'area pozzo per i necessari processi di separazione come durante le prove di produzione.

Inoltre, come per le esistenti aree pozzo e flowline, anche la postazione GG3 sarà provvista di sistemi di controllo e sicurezza che hanno la funzione di gestire, attraverso il monitoraggio dei pertinenti parametri operativi, la sicurezza degli impianti, provvedendo alle regolazioni necessarie in base alle condizioni di processo.

Infine, allo scopo di mantenere nel tempo le performance produttive del pozzo, sarà necessario prevedere, con periodica cadenza, specifiche campagne di manutenzione (denominate “workover”), descritte nel sottoparagrafo seguente.

10.2.6.1 Controlli in fase di manutenzione straordinaria per sostituzione pompe ESP (workover)

Le campagne di manutenzione straordinaria vengono definite considerando il tempo medio fra i guasti tecnici delle pompe ESP. Le pompe ESP, oltre ad assolvere il lavoro di emungimento dal pozzo, facilitando la risalita del greggio, contribuiscono ad agevolare la spedizione del prodotto mediante flowline al Centro Olio. Con il passare del tempo e con la riduzione delle pressioni del giacimento questo contributo diventa sempre più determinante e risultano quindi necessari adeguati interventi di manutenzione.

Il valore medio di tempo tra guasti successivi (acronimo anglosassone “MTBF”) è infatti un parametro importante per la valutazione della vita media di un dispositivo elettronico o di un componente meccanico nelle pompe ESP della stringa di completamento. Il valore di MTBF viene quindi utilizzato per pianificare le attività di manutenzione. Per le pompe ESP della stringa di completamento è stato stimato dal costruttore un MTBF di circa 18 mesi dal momento dell’installazione, sulla base di tale periodo temporale viene pertanto redatto il piano delle attività di manutenzione da eseguire.

Detto programma prevede che l’intera operazione, compreso l’installazione e l’allontanamento dell’impianto RIG, abbia una durata di circa 45 giorni.

Le attività vengono eseguite con l’ausilio di un impianto mobile di estrazione elettrificato e sono articolate in quattro principali fasi di lavoro: (i) montaggio e allestimento attrezzature, (ii) estrazione del completamento superiore, (iii) sostituzione parti ed equipaggiamenti danneggiati e discesa nuovo completamento, (iv) smontaggio attrezzature e riconsegna area per la messa in produzione.

Gli interventi sopra indicati prevedono la sospensione della produzione del pozzo mediante un’attività preliminare di “sickline” volta al posizionamento di un tappo di sicurezza. Una volta installato il tappo di sicurezza (RPT) si procede allo smontaggio delle attrezzature permanenti di produzione al fine di potere consentire il trasferimento e montaggio dell’impianto per la sostituzione delle pompe ESP.

Una volta completate le attività di sostituzione delle pompe ESP saranno ripristinate le condizioni originarie di esercizio per la ripresa della produzione.

L’impianto è stato progettato e costruito esclusivamente per la manutenzione/sostituzione in sicurezza delle pompe ESP della concessione Gorgoglione. L’impianto è dotato di un sistema antincendio e rilevamento gas e rispetta le ultime stringenti norme in ambito di sicurezza.

Stante l’adozione delle suddette misure di sicurezza per lo svolgimento delle attività di workover per sostituzione pompe ESP, non sono attese criticità in ambito di potenziali contaminazioni di suolo/sottosuolo e di ambiente idrico.

10.2.7 Controlli in fase di dismissione

A fine vita utile, stimata in circa 30 anni, si procederà alla fase di dismissione del pozzo GG3 e delle infrastrutture a esso connesse. Secondo gli standard e i regolamenti interni di TotalEnergies, la sequenza di dismissione risulterà la seguente:

- messa in sicurezza delle apparecchiature, tubazioni e condotte;
- chiusura mineraria del pozzo;
- smantellamento delle infrastrutture e impianti;

- ripristino dell'area.

Nel seguito vengono sintetizzate le singole operazioni di dismissione, da cui emerge l'assenza di problematiche dal punto di vista del rischio di contaminazione per eventuali sversamenti/perdite di sostanze inquinanti.

10.2.7.1 Messa in sicurezza di apparecchiature, tubazioni e condotte

La messa in sicurezza di apparecchiature, tubazioni e condotte del pozzo GG3 prevede una prima fase di de-energizzazione delle facilities e di scollegamento degli impianti elettrici e strumentali, per passare poi alla bonifica, tramite flussaggio, al fine di rimuovere gli idrocarburi e le sostanze chimiche presenti.

I rifiuti prodotti durante tale fase saranno gestiti e smaltiti in conformità alla normativa vigente.

10.2.7.2 Chiusura mineraria del pozzo

La chiusura mineraria del pozzo prevede la seguente sequenza di operazioni: chiusura del foro con cemento, taglio delle colonne, messa in sicurezza. Il pozzo chiuso minerariamente deve presentare le stesse condizioni idrauliche precedenti all'esecuzione del foro.

Nello specifico, l'operazione di chiusura consiste nell'apportare dei tappi definitivi per isolare idraulicamente e in maniera permanente il pozzo al fine di:

- evitare l'inquinamento degli acquiferi;
- evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato;
- isolare i fluidi di diversi strati ripristinando le chiusure formazionali.

La chiusura mineraria potrà essere realizzata mediante l'uso combinato di differenti soluzioni, di seguito sintetizzate.

- Tappi di cemento - eseguiti in pozzo per chiudere un tratto di foro. La batteria di aste viene discesa fino alla quota inferiore prevista del tappo e viene pompata una quantità di malta pari al volume di foro da chiudere mediante utilizzo di fango di perforazione. La malta cementizia è preceduta e seguita da un cuscinatore separatore di acqua per evitare contaminazioni con il fango e quindi scarsa presa (a conclusione viene estratta la batteria di aste dal pozzo).
- *Squeeze* di cemento - consiste in una iniezione di cemento in pressione per chiudere gli strati precedentemente perforati per le prove di produzione.
- *Bridge-plug* (tappi ponte) - sono dei tappi meccanici che vengono calati in pozzo, con le aste di perforazione o con un apposito cavo, e fissati alla parete. Gli elementi principali del bridge plug sono: i cunei che permettono l'ancoraggio dell'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma (*packer*) che, espandendosi contro la colonna, isola la zona sottostante da quella superiore.
- I *cement retainer* sono invece tipi particolari di *bridge-plug* provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare della malta cementizia al di sotto.
- Fango - le sezioni di foro libere fra un tappo e l'altro vengono mantenute piene di fango di perforazione a densità opportuna in modo da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei *bridge-plug*.

Il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei *bridge-plug* dipendono principalmente dalla profondità del pozzo e dalle caratteristiche delle formazioni geologiche attraversate.

Dopo l'esecuzione dei tappi di chiusura mineraria, la testa pozzo verrà smontata. Lo spezzone di colonna che fuoriuscirà dalla cantina verrà tagliato a circa 2 metri di profondità dal piano campagna e su questo verrà saldata un'apposita piastra di protezione ("flangia di chiusura mineraria").

10.2.7.3 Smantellamento di infrastrutture e impianti

Le attività di smantellamento dell'area pozzo GG3 prevedono operazioni di demolizione e rimozione di una serie di strutture, quali: piazzali, testa pozzo, vasche interrato e bacini di contenimento, recinzioni, tubazioni, coibentazioni, facilities di produzione superficiali ed interrato, componenti elettrici. I rifiuti che saranno prodotti nell'ambito delle operazioni di demolizione/smantellamento saranno avviati a smaltimento/recupero ai sensi della normativa vigente.

Per quanto concerne la flowline, questa non sarà mantenuta in sito, provvedendo alla sua rimozione previa opportuna bonifica.

10.2.7.4 Ripristino delle aree

L'ultima fase prevede il ripristino dello stato dei luoghi nel rispetto delle caratteristiche della destinazione d'uso pregressa dell'area e delle previsioni degli strumenti urbanistici. A tal fine, TotalEnergies provvederà a condurre attività di caratterizzazione delle matrici ambientali suolo e ambiente idrico sotterraneo nel rispetto della normativa vigente. Saranno quindi prelevati campioni di terreno e di acque sotterranee per la successiva analisi chimica presso laboratori certificati. L'ubicazione dei punti di campionamento e i parametri da analizzare saranno definiti di concerto con gli Enti competenti nel rispetto della normativa vigente di settore.

10.2.8 Gestione situazioni di emergenza per inquinamento accidentale da petrolio

10.2.8.1 Scenari incidentali

Gli eventi incidentali correlati al Progetto GG3 sono nel seguito sintetizzati, in conformità a quanto definito nel "Protocollo di Intesa per la gestione delle situazioni di emergenza, inclusi gli eventi incidentali del Progetto Tempa Rossa di cui alle DGR 1888/11 prescrizione 14 e Delibera CIPE 18/12 prescrizione 15". Per ognuno di questi eventi incidentali è stata associata da TotalEnergies una quantità massima di petrolio potenziale rilasciato nell'ambiente circostante, stimata indipendentemente dalla probabilità di accadimento dell'evento:

Sezione d'impianto	Scenario incidentale	Note
Pozzo di estrazione	Eruzione incontrollata del pozzo (Blow-out)	Scenario possibile durante la fase di perforazione o work-over
	Rilascio da apparecchi e tubazioni del pozzo per rottura casuale	Presenza di area pavimentata per il collettamento di piccoli rilasci all'interno delle aree contenenti gli impianti dei pozzi
Flowline	Rilascio dalla condotta per rottura casuale	Migrazione prevalente nella trincea della condotta e nel substrato

Gli scenari d'inquinamento accidentali da petrolio vengono di seguito classificati secondo il metodo TIER riconosciuto internazionalmente (IPIECA - *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association - Report Series Volume 2*).

TIER 1	<p>Gli sversamenti incidentali di livello TIER-1 sono di gravità moderata.</p> <p>Lo sversamento può essere mitigato dalle risorse locali senza la necessità di assistenza esterna. Tali incidenti sono di solito di piccolo volume e hanno un impatto trascurabile (meno di 10 m³ di petrolio sversato in ambiente esterno).</p> <p>Le risorse per limitare e mitigare gli effetti dell'inquinamento includono attrezzature per il contenimento e il recupero, lo stoccaggio temporaneo e l'uso di società specializzate per l'intervento di messa in sicurezza e ripristino.</p> <p>Le autorità competenti devono essere contattate.</p>
TIER 2	<p>Gli sversamenti incidentali di livello TIER-2 sono di gravità alta.</p> <p>È probabile che gli sversamenti di livello TIER-2 si estendano al di fuori del perimetro dell'area di risposta del TIER-1 e possibilmente siano di dimensioni maggiori, dove potrebbero essere necessarie risorse aggiuntive da una varietà di potenziali fonti e una gamma più ampia di parti interessate potrebbe essere coinvolte nella risposta (tra 10 m³ e 200 m³ di petrolio sversato in ambiente esterno).</p> <p>Le autorità competenti devono essere contattate.</p>
TIER 3	<p>Gli sversamenti incidentali di livello TIER-3 sono di gravità molto alta (sopra i 200 m³ di petrolio sversato in ambiente esterno). L'intervento di messa in sicurezza richiede fino a un mese.</p> <p>Le fuoriuscite di livello 3 sono quelle che, a causa delle loro dimensioni e probabilità di causare impatti maggiori, richiedono sostanziali ulteriori risorse.</p>

	Pozzo	Flowline
TIER-1	X	X
TIER-2	X	X
TIER-3	X (solo in caso di blow-out)	X

10.2.8.2 Principi di intervento

Al verificarsi degli scenari di cui sopra, TotalEnergies assume la responsabilità di attivazione del suo Piano Antinquinamento volto alla efficace risoluzione della situazione emergenziale e al contenimento delle conseguenze sull'ambiente.

Nell'ambito di tale Piano, le azioni di risposta in caso di perdita di greggio seguono i seguenti principi d'intervento:

- isolamento delle tubazioni e degli apparecchi mediante la chiusura delle valvole d'isolamento di sicurezza e l'arresto delle pompe di spedizione del greggio;
- interruzione della perdita dalla tubazione o dal pozzo (includendo installazione di morsetti, lavori di riparazione in emergenza);
- localizzazione e pulizia del terreno o dei corsi d'acqua da greggio e rifiuti oleosi.

Strategia	Tier 1	Tier 2	Tier 3
A. Contenimento e recupero su aree pavimentate	Raccolta nelle vasche di contenimento. Utilizzo di kit antispandimento (panni assorbenti) per recupero manuale del liquido non drenato ancora presente sulla superficie pavimentata. Possibile uso di veicoli industriali di pronto intervento ambientale		
B. Contenimento e recupero greggio da Terreno Permeabile/ Impermeabile	<p>Utilizzo di kit antispandimento (panni assorbenti) per il recupero manuale o uso di veicoli industriali di pronto intervento ambientali.</p> <p>Quando il terreno è impermeabile valutare la realizzazione di scavi temporanei volti al contenimento del greggio e alla prevenzione la propagazione.</p>	<p>Identificazione delle direzioni critiche di propagazione della contaminazione nei confronti delle matrici ambientali acque superficiali e acque sotterranee.</p> <p>In accordo alle criticità sopra identificate, applicare la stessa strategia del TIER-1, con utilizzo rafforzato di veicoli industriali di pronto intervento ambientale.</p>	Applicare strategia del TIER-2 con supporto da parte di società nazionali/ internazionali specializzate nell'intervento di contenimento ambientale.
C. Contenimento e recupero in Fossati/Canali/ Torrenti	<p>Blocco dello scorrimento di greggio utilizzando materiali localmente disponibili o barriere assorbenti. Possibile utilizzo di sistemi di scrematura (Skimmer), argini naturali o artificiali e veicoli industriali di pronto intervento ambientale.</p>	<p>Identificazione delle direzioni critiche di propagazione della contaminazione verso i corpi idrici di maggiore rilevanza.</p> <p>Applicare la stessa strategia del TIER-1, con utilizzo rafforzato di barriere assorbenti, argini e veicoli industriali di pronto intervento ambientale.</p>	Applicare strategia del TIER-2 con supporto da parte di società nazionali/ internazionali specializzate nell'intervento di contenimento ambientale.

Con riferimento alle strategie di intervento sopra descritte, vengono di seguito riportati ulteriori elementi di dettaglio estratti dal Piano Antinquinamento di TotalEnergies.

A: Contenimento e recupero su aree pavimentate

Azioni da intraprendere

- Predisposizione di una zona di sicurezza. Limitazione degli accessi.
- Interruzione della perdita nell'area e isolamento dell'unità di processo interessata.
- Contenimento della perdita con sabbia o barriere assorbenti.
- Pulizia finale dell'area e delle installazioni contaminate.
- Trattamento dell'acqua inquinata, se presente, con l'aiuto di società specializzate.
- Smaltimento dei materiali assorbenti contaminati attraverso società specializzate.

B: Contenimento e recupero greggio da terreno permeabile/impermeabileAzioni da intraprendere

- Predisposizione di una zona di sicurezza. Limitazione degli accessi.
- In caso di perdite da flowline è obbligatorio effettuare le operazioni con ausilio autorespiratori vista la presenza di H₂S.
- In caso di perdite da flowline è obbligatorio effettuare le operazioni monitorando la presenza di atmosfera infiammabile, vista la presenza di gas infiammabili.
- Isolamento della tubazione interessata dalla perdita tramite chiusura delle valvole da entrambe le estremità.
- Laddove possibile, contenere lo sversamento con dighe costruite con sacchi di sabbia, terra o rivestimenti in materiale impermeabile.
- Recuperare il greggio dalla superficie del terreno con l'aiuto di pale. Raccoglierlo nell'area di stoccaggio temporaneo rifiuti.
- Rimuovere il terreno contaminato e depositarlo adeguatamente in adeguato contenitore a tenuta.

C: Contenimento e recupero in fossati/canali/torrentiAzioni da intraprendere

- Predisposizione di una zona di sicurezza. Limitazione degli accessi.
- In caso di perdite da flowline è obbligatorio effettuare le operazioni con ausilio autorespiratori vista la presenza di H₂S.
- In caso di perdite da flowline è obbligatorio effettuare le operazioni monitorando la presenza di atmosfera infiammabile, vista la presenza di gas infiammabili.
- Isolare la tubazione con la perdita da entrambe le estremità.
- Costruire un argine/barriera artificiale (con sacchi di sabbia o paratie in legno o metallo).

10.2.8.3 Gestione degli interventi

Gli scenari incidentali individuati sono associabili ai tre seguenti livelli di allerta inquinamento: (i) stato di attenzione, (ii) stato di preallarme, (iii) stato di allarme-emergenza di cui al Protocollo di Intesa sopra citato.

LIVELLO DI ALLERTA	TIER	NOTA
STATO DI ATTENZIONE	Sversamento su area pavimentata/cordolata	Nessun impatto ambientale sulle matrici suolo/sottosuolo o acqua è osservato.
STATO DI PRE-ALLARME	TIER-1	<p>Impatto moderato sulla matrice suolo/sottosuolo e acqua.</p> <p>Recupero del liquido e messa in sicurezza predisposta con le risorse interne del Gestore.</p> <p>Le autorità vengono informate e predispongono un controllo sul luogo dell'evento.</p>
STATO DI ALLARME-EMERGENZA	TIER-2	<p>Impatto elevato sulla matrice suolo/sottosuolo e acqua.</p> <p>Messa in sicurezza predisposta con le risorse interne ed esterne del Gestore.</p> <p>Le autorità vengono informate e predispongono un controllo sul luogo dell'evento.</p>
	TIER-3	Le autorità predispongono il divieto di circolazione nelle aree interessate e altre restrizioni di pubblica sicurezza verso la popolazione.

Per ciascuno dei suddetti livelli si adottano da parte dei soggetti coinvolti le procedure operative e le azioni descritte nei seguenti sottoparagrafi, il flusso delle comunicazioni principali tra i soggetti coinvolti è sintetizzato nei diagrammi a blocchi riportati negli stessi.

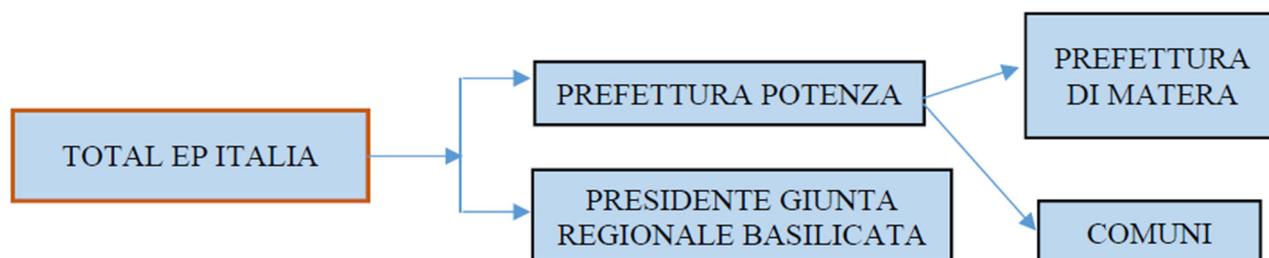
Si sottolinea che lo stato di attenzione e lo stato di preallarme non corrispondono necessariamente a una situazione di effettivo pericolo ed emergenza per la popolazione tale da richiedere l'attuazione di misure di pubblica sicurezza.

10.2.8.3.1 Stato di attenzione

Lo stato di attenzione viene attivato, anche sulla base dell'esperienza storica maturata, per quegli eventi che, seppur privi di qualsiasi conseguenza sull'ambiente, possono o potrebbero essere avvertiti dalla popolazione creando in essa una forma incipiente di allarmismo e preoccupazione. Si tratta di eventi che non comportano nessun impatto ambientale poiché avvengono all'interno di zone pavimentate o cordolate.

Il prodotto sversato viene recuperato da TotalEnergies secondo le procedure del Piano Antinquinamento.

Nel caso in cui lo stato di attenzione venga attivato, si rende necessario avviare una procedura informativa da parte delle Autorità interessate secondo il seguente schema:



TotalEnergies, sotto la responsabilità del Gestore degli impianti Tempa Rossa:

- pone in essere tutte le procedure interne, comprese quelle eventualmente previste del Piano di Emergenza Interno, al fine di ripristinare le normali condizioni di funzionamento degli impianti;
- intraprende le operazioni di recupero del liquido sversato tramite le risorse interne secondo le procedure previste dal Piano Antinquinamento;
- informa della situazione in atto (tipologia, entità, gravità) la Prefettura di Potenza, il Presidente della Giunta Regionale di Basilicata, anche trasmettendo lo specifico modello di "Segnalazione stato di attenzione da parte del Gestore degli impianti Tempa Rossa - Total E&P Italia S.p.A.".

Alla cessazione dello stato di attenzione, TotalEnergies comunicherà a tutti gli Enti precedentemente interessati la risoluzione del problema e il ripristino del normale funzionamento degli impianti.

10.2.8.3.2 Stato di preallarme

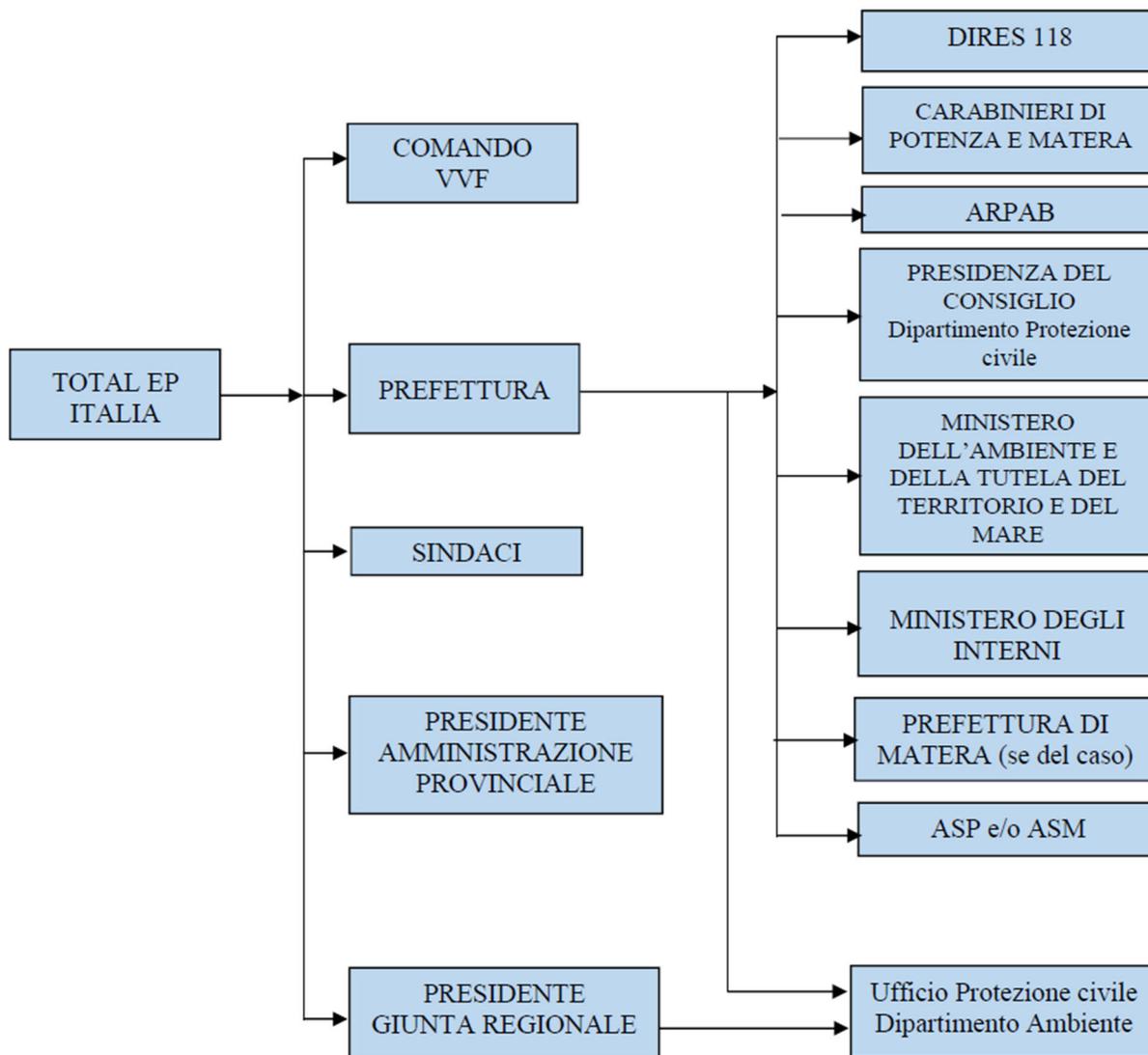
Lo stato di preallarme viene attivato per quegli eventi che, pur sotto controllo, per la propria natura o per particolari condizioni ambientali, temporali, meteorologiche e di spazio, possano far temere un aggravamento o possano essere avvertiti dalla maggior parte della popolazione esposta, comportando la necessità di attivazione delle procedure di sicurezza e di informazione.

Tali circostanze sono relative a tutti quegli eventi che raggiungono livelli di soglia che la letteratura scientifica assume come pericolosi per l'ambiente e associati al livello TIER 1.

Per questa tipologia di eventi, il recupero del liquido sversato e la messa in sicurezza viene predisposta con le risorse interne del Gestore.

Le Autorità vengono informate dal Gestore e predispongono un controllo sul luogo dell'evento, ma senza necessità di attuare misure restrittive di pubblica sicurezza.

Nel seguente schema si riporta la procedura informativa da parte delle Autorità interessate:



TotalEnergies, sotto la responsabilità del Gestore:

- attiva il Piano di Emergenza Interno, al fine di evitare la propagazione degli effetti e delle conseguenze secondo le procedure dello stesso;
- intraprende le operazioni di recupero del liquido sversato tramite le proprie risorse interne secondo le procedure previste dal Piano Antinquinamento;
- informa della situazione in atto (tipologia, entità, gravità) la Prefettura di Potenza, la Regione Basilicata, l'Amministrazione Provinciale, il Comando dei Vigili del Fuoco e i Comuni interessati anche trasmettendo lo specifico modello di "Segnalazione incidente da parte del Gestore degli impianti Tempa Rossa - Total E&P Italia S.p.A", comunicando:
 - luogo e tipologia dell'incidente,
 - caratteristiche della sostanza presente nell'incidente,
 - estensione dell'evento e possibili futuri sviluppi,
 - percorso migliore da effettuare da parte delle squadre di emergenza per raggiungere il sito;

- avvia e/o segue l'attività di monitoraggio delle matrici ambientali impattate tramite la rete di monitoraggio predisposta per le acque sotterranee, il suolo e il sottosuolo.
- assicura ogni utile assistenza alle squadre di intervento, fornendo, se richiesto, il proprio personale e le proprie attrezzature.

Alla cessazione dello stato di preallarme, TotalEnergies, sotto la responsabilità del Gestore:

- comunica la fine dello stato di preallarme alla Prefettura e alla Regione anche trasmettendo lo specifico modello di "Segnalazione da parte del Gestore degli impianti Tempa Rossa - Total E&P Italia S.p.A di CESSAZIONE dello stato di preallarme e/o allarme emergenza inquinamento";
- continua l'opera di monitoraggio delle matrici ambientali impattate tramite la rete di monitoraggio predisposta per le acque sotterranee, il suolo e il sottosuolo.

10.2.8.3.3 Stato di allarme — emergenza inquinamento

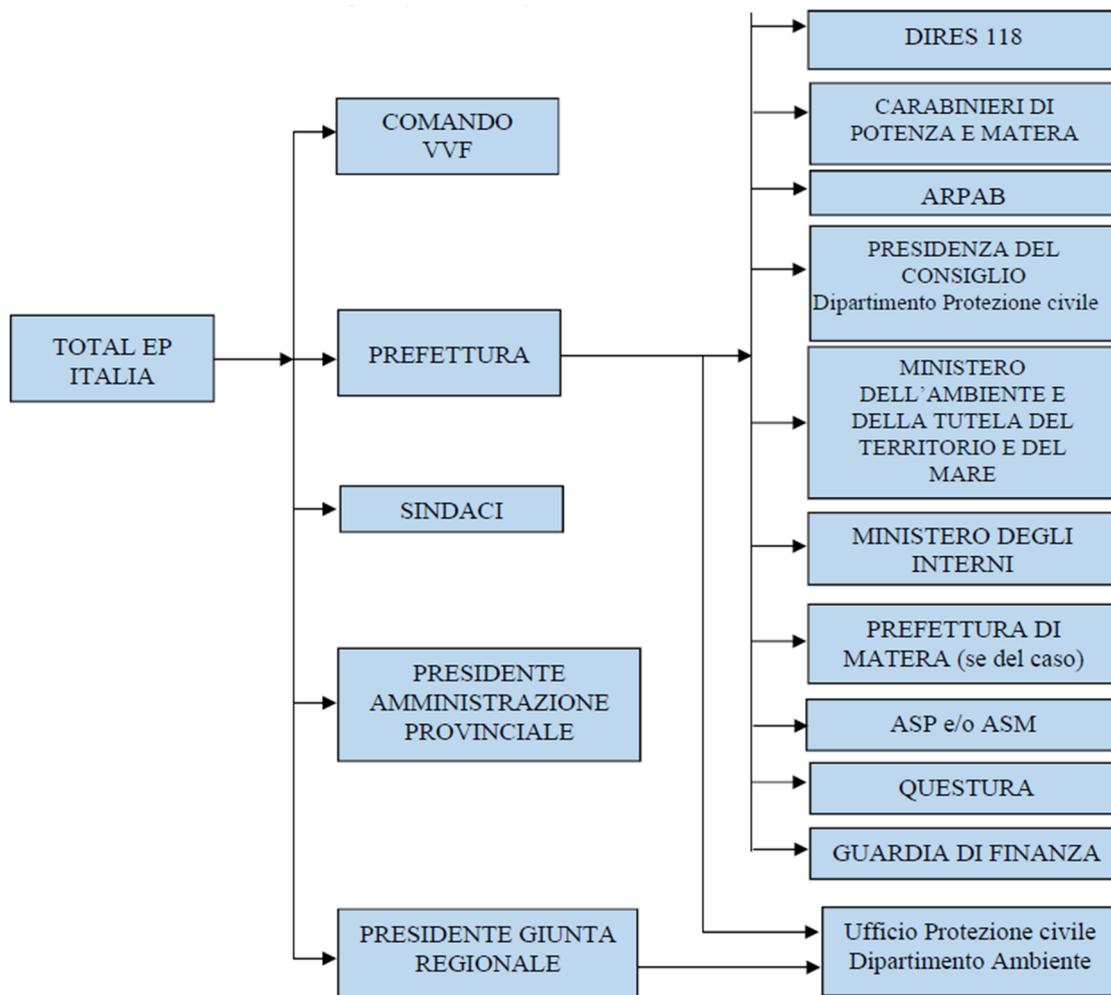
Lo stato di emergenza inquinamento viene attivato per quegli eventi che richiedono, per il loro impatto sull'ambiente, l'ausilio delle autorità pubbliche (Regione Basilicata e Prefettura di Potenza).

Si tratta di un evento incidentale che, fin dal suo insorgere o a seguito del suo sviluppo incontrollato, può provocare effetti inquinanti immediati nelle aree esterne agli impianti.

Tali circostanze sono relative a tutti quegli eventi che raggiungono livelli di soglia che la letteratura scientifica assume come molto pericolosi per l'ambiente e associati ai livelli TIER 2 e TIER 3.

Si può pervenire a uno stato di allarme-emergenza inquinamento da un livello di allerta corrispondente allo stato di preallarme, oppure, nel caso in cui la situazione contingente lo richieda, lo stato di allarme di emergenza inquinamento può essere direttamente dichiarato dal Gestore.

Nel seguente schema si riporta la procedura informativa da parte delle Autorità interessate:



Totalenergies, sotto la responsabilità del Gestore:

- attiva il Piano di Emergenza Interno, al fine di evitare la propagazione degli effetti e delle conseguenze secondo le procedure dello stesso;
- informa la sala operativa dei Vigili del Fuoco di quanto sta accadendo comunicando: luogo e tipologia dell'incidente, le caratteristiche della sostanza presente nell'incidente, l'estensione dell'evento e i possibili futuri sviluppi, il percorso migliore da effettuare da parte delle squadre di emergenza per raggiungere il sito;
- intraprende le operazioni di recupero del liquido sversato tramite le proprie risorse interne e/o esterne secondo le procedure previste dal Piano Antinquinamento;
- informa della situazione in atto (tipologia, entità, gravità) la Prefettura di Potenza, la Regione Basilicata, l'Amministrazione Provinciale e i Comuni interessati anche trasmettendo lo specifico modello di "Segnalazione incidente da parte del Gestore degli impianti Tempa Rossa - Total E&P Italia S.p.A" e comunicando:
 - luogo e tipologia dell'incidente;
 - le caratteristiche della sostanza presente nell'incidente;
 - l'estensione dell'evento e i possibili futuri sviluppi;
 - il percorso migliore da effettuare da parte delle squadre di emergenza per raggiungere il sito;

- avvia e/o segue l'attività di monitoraggio delle matrici ambientali impattate tramite la rete di monitoraggio predisposta per le acque sotterranee, il suolo e il sottosuolo.

Alla cessazione dello stato di emergenza inquinamento, TotalEnergies, sotto la responsabilità del Gestore:

- comunica la fine dello stato di allarme-emergenza inquinamento alla Regione Basilicata, alla Prefettura e agli altri Enti coinvolti, anche trasmettendo lo specifico modello di "Segnalazione da parte del Gestore degli impianti Tempa Rossa - Total E&P Italia S.p.A di cessazione dello stato di preallarme e/o allarme-emergenza inquinamento";
- continua l'opera di monitoraggio delle matrici ambientali impattate tramite la rete di monitoraggio predisposta per le acque sotterranee, il suolo e il sottosuolo.

10.3 Vulnerabilità alle calamità

Con riferimento al documento 22RDS40287 preparato da Total (par. 10.2), si riportano nel seguito in forma tabellare gli esiti dell'Analisi di Sicurezza, indicando la tipologia di calamità considerata, la situazione di contesto in cui si trova l'area di Progetto, le eventuali misure mitigative o preventive che verranno adottate e di conseguenza il grado di vulnerabilità del Progetto.

Tabella 2: Analisi di vulnerabilità del Progetto alle calamità

Tipologia di Calamità	Situazione di contesto	Misure mitigative o preventive	Grado di vulnerabilità
Rischio sismico	L'area interessata dalla costruzione del pozzo GG3 ricade in zona sismica di categoria 1 di cui all'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 e Deliberazione Consiglio Regionale n.731 del 19 novembre 2003.	La progettazione antisismica di tutte le installazioni dell'area pozzo sarà realizzata in conformità alla normativa vigente ed in particolare: Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC18) – D.M. 17/01/2018, pubblicate nella G.U. N. 42 del 20/02/2018, in vigore dal 22/03/2018; Circolare 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni" di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018. (pubblicato sulla GU n.35 del 11-2-2019 – Suppl. Ordinario n. 5)	Con riferimento a quanto riportato, non si è ritenuta ragionevolmente credibile la possibilità di incidente indotto da terremoto.
Trombe d'aria	È stata effettuata un'analisi storica che ha considerato un'area di 5000 km2	N/A	La possibilità di un evento

Tipologia di Calamità	Situazione di contesto	Misure mitigative o preventive	Grado di vulnerabilità
	<p>baricentrica con la posizione del pozzo GG3. Sulla base delle ricerche effettuate è stato individuato un unico evento nel 1987. A partire da questo dato è stato effettuato una stima della frequenza di accadimento.</p>		<p>incidentale indotto da tornado è <u>ritenuta ragionevolmente trascurabile.</u></p>
<p>Rischio idrogeologico</p>	<p>L'area pozzo GG3:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ricade in aree considerate a rischio idrogeologico – PAI- Autorità di Bacino Interregionale della Basilicata (AdB) ■ ricade in aree soggette a vincolo idrogeologico- R.D.L. 3267/23 e L.R. Basilicata n. 42/98. La presenza del vincolo idrogeologico, ai sensi del R.D.L. 3267/23 e della L.R. Basilicata n. 42/98 come integrata e modificata dalla L.R. n. 11/2004; comporta che le varie attività siano soggette ad autorizzazione ai sensi del suddetto R.D.L. 3267/1923 e secondo le Disposizioni in materia di Vincolo Idrogeologico emanate dalla Regione Basilicata (D.G.R. n. 412 marzo 2015). ■ Solo un breve tratto della flow line lambisce una zona classificata dall' AdB come R1- Area a "rischio moderato". 	<p>Per le aree a rischio idrogeologico moderato R1 le Norme di Attuazione del PAI prevedono: "Nelle aree a rischio idrogeologico moderato sono consentiti gli interventi di cui all'art.17, C.3, punto 3.1, nonché interventi di nuova costruzione, di ampliamento e completamento di opere esistenti, così come definiti dalla legislazione vigente, realizzati con modalità che non determinino situazioni di pericolosità idrogeologica. Pertanto, non viene richiesto il preventivo nulla osta da parte degli uffici regionali competenti. Il tracciato individuato per la flowline si sviluppa per gran parte lungo la sede della strada comunale esistente, attraversando litotipi appartenenti al membro più litoide del Flysch di Gorgoglione, in cui risulta prevalente in più punti la componente marnosa su quella argillosa; questa scelta consente di utilizzare un tracciato con una maggiore stabilità dei</p>	<p>Sulla base di quanto sopra riportato e in considerazione degli interventi di consolidamento previsti <u>non si è ritenuta ragionevolmente credibile la possibilità di incidente indotto da eventi idrogeologici.</u></p> <p>Nel "TEMPA ROSSA OIL SPILL CONTINGENCY PLAN" è comunque presa in considerazione tale evenienza.</p>

Tipologia di Calamità	Situazione di contesto	Misure mitigative o preventive	Grado di vulnerabilità
		versanti per il passaggio della flowline.	

Pagina delle firme

WSP Italia S.r.l.



Lorenzo Fassino
Project Manager

WSP Italia S.r.l.



Livia Manzone
Project Director

C.F. e P.IVA 03674811009
Registro Imprese Torino
R.E.A. Torino n. TO-938498
Capitale sociale Euro 105.200,00 i.v.

wsp

wsp.com