

TEA REPORT 17-358  
Rev.0

Via Ponte a Piglieri, 8  
56122 Pisa

telephone: + 39 050  
6396101

telefax: + 39 050  
6396110



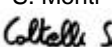

e-mail: [info@tea-group.com](mailto:info@tea-group.com)  
[www.tea-group.com](http://www.tea-group.com)



Mod. 7.2.01-Rev3

**L. Antico  
S. Coltelli  
S. Monti**

**Revisione dell'Analisi di  
Rischio sulla Sealine  
Cassiopea-terra per  
Cause Esterne dovute  
a traffico navale**

<b>TEA SISTEMI SPA</b>					
<b>CENTRO PER LE TECNOLOGIE ENERGETICHE ED AMBIENTALI</b>			<b>DOC.N°</b> <b>17-328 Rev.0</b>		
<b>PROGETTO</b> PROJECT	O17/TTEC/B03 (Argo_Cluster)				
<b>DISTRIBUZIONE</b> DISTRIBUTION					
<b>TITOLO</b> TITLE	<b>Revisione dell'Analisi di Rischio sulla Sealine Cassiopea-terra per Cause Esterne dovute a traffico navale.</b>				
<b>SOMMARIO</b> ABSTRACT					
<b>PAROLE CHIAVE</b> KEY WORDS					
<b>NOTE</b> REMARKS					
0	04/10/2017	Emesso per commenti	 S. Monti  S. Coltelli	 L. Antico	Eni Progetti
<b>REV.</b> REV.	<b>DATA</b> DATE	<b>DESCRIZIONE</b> DESCRIPTION	<b>REDATTO</b> PREPARED	<b>CONTROLLATO</b> CHECKED	<b>APPROVATO</b> APPROVED

File :TEA17-358 Revisione Analisi di Rischio sulla Sealine Cassiopea-terra per Cause Esterne dovute a traffico navale .docx

## INDICE

<b>1</b>	<b>OBIETTIVI .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>10</b>
3.1	CALCOLO DELLE FREQUENZE DI IMPATTO DI IMBARCAZIONI SUI RISER .....	10
3.2	CALCOLO DELLE FREQUENZE DI IMPATTO DI IMBARCAZIONI IN AFFONDAMENTO .....	11
3.3	CALCOLO DELLE FREQUENZE DI INTERAZIONE CON NAVI CHE SI ARENANO SUL FONDALE.....	12
3.4	CALCOLO DELLE FREQUENZE DI INTERFERENZA CON ATTREZZATURE DA PESCA.....	13
3.5	CALCOLO DELLE FREQUENZE DI INTERAZIONE CON ANCORE .....	13
3.6	CALCOLO DELLE FREQUENZE DI CADUTA OGGETTI DALLE NAVI.....	15
3.7	VALUTAZIONE DEL DANNO .....	15
3.7.1	<i>Calcolo dell'energia di impatto .....</i>	<i>16</i>
3.7.2	<i>Impatto con reti a strascico .....</i>	<i>19</i>
3.7.3	<i>Valutazione del danno della condotta sottomarina.....</i>	<i>19</i>
3.8	ANALISI DELLE CONSEGUENZE.....	22
<b>4</b>	<b>SCENARI DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>24</b>
<b>5</b>	<b>DATI DI BASE.....</b>	<b>26</b>
5.1	DATI GEOMETRICI.....	26
5.2	CONDIZIONI AL CONTORNO.....	26
5.3	DATI TERMODINAMICI .....	27
5.4	TRAFFICO MARINO.....	28
5.5	DATI DI PESCA .....	29
5.6	CARATTERIZZAZIONE ANCORE .....	29
5.7	CARATTERIZZAZIONE IMBARCAZIONI .....	29
5.8	DATI AMBIENTALI .....	30
<b>6</b>	<b>ANALISI DEL TRAFFICO MARITTIMO .....</b>	<b>32</b>
6.1	TRAFFICO NAVALE .....	32
6.2	TRAFFICO DELLE NAVI DA PESCA .....	35
<b>7</b>	<b>FREQUENZE DI ROTTURA PER CAUSE ESTERNE.....</b>	<b>36</b>
7.1	FREQUENZE DI INTERAZIONE.....	36
7.1.1	<i>Frequenze di interazione per affondamento nave .....</i>	<i>36</i>
7.1.2	<i>Frequenze di interazione per incagliamento con il fondale.....</i>	<i>38</i>
7.1.3	<i>Frequenze di interazione con attrezzature da pesca.....</i>	<i>40</i>
7.1.4	<i>Frequenze di interazione con ancore.....</i>	<i>41</i>
7.1.5	<i>Frequenze di interazione per caduta oggetti dalle imbarcazioni in movimento .....</i>	<i>45</i>
7.1.6	<i>Frequenze di interazione con il riser .....</i>	<i>47</i>

7.2	VALUTAZIONE DEL DANNO .....	49
7.2.1	<i>Valutazione del danno dovuto all'impatto di navi in affondamento .....</i>	49
7.2.2	<i>Valutazione del danno dovuto all'incagliamento di navi.....</i>	49
7.2.3	<i>Valutazione del danno dovuto all'impatto di ancore.....</i>	50
7.2.4	<i>Valutazione del danno dovuto all'aggancio di ancore .....</i>	51
7.2.5	<i>Valutazione del danno dovuto alla caduta oggetti da imbarcazioni in movimento .....</i>	52
7.2.6	<i>Valutazione del danno dovuto ad impatto di imbarcazioni con il riser .....</i>	52
7.2.7	<i>Tabella riassuntiva delle frequenze di rilascio.....</i>	53
<b>8</b>	<b>VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE.....</b>	<b>54</b>
<b>9</b>	<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>69</b>

## 1 OBIETTIVI

Nell'ambito del progetto Offshore Ibleo, che prevede lo sviluppo integrato dei campi a gas Argo e Cassiopea, era stata condotta un'analisi di rischio sulla sealine per cause esterne al fine di ottemperare ad una prescrizione del decreto di compatibilità ambientale<sup>1</sup>.

Allo stato attuale tale analisi deve essere rivista essendo variate le condizioni di progetto in particolare per ciò che riguarda il trasporto del gas a terra che avverrà attraverso sealine da 14" che parte dal manifold Cassiopea e giunge a costa da est connettendosi ad una tubazione in cemento (configurazione DUCT).

A tale scopo, è stata effettuata un'analisi delle frequenze di rottura della linea in oggetto dovute a cause esterne legate alle caratteristiche specifiche del sito e alle operazioni effettuate, sulla base delle linee guida dettate all'interno della "Recommended Practice DNV-RP-F107<sup>2</sup>".

In accordo alla normativa internazionale DNV-OS-F101, "Submarine Pipeline System", è stato verificato che la probabilità di rottura per cause esterne di ogni condotta sia inferiore a  $1 \times 10^{-5}$  ev/anno, per il tratto offshore, e  $1 \times 10^{-6}$  ev/anno per la sezione di arrivo a costa.

In Tabella-1 sono indicati tutti i possibili rischi per cause esterne indicati dalla DNV e il relativo riferimento alle valutazioni compiute nel presente studio.

Operation/activity	Hazard	Possible consequence to pipeline	Note/Riferimenti
Installation of pipeline	Dropped and dragged anchor/anchor chain from pipe lay vessel Vessel collision during laying leading to dropped object, etc.	Impact damage	Le attività di installazione non sono state considerate in quanto non è ritenuto praticabile proteggersi dagli eventi incidentali che si possono verificare durante l'installazione di linee, ombelicali, etc. Questo tipo di attività deve essere gestito tramite la redazione di opportuni piani e procedure operative
	Loss of tension, drop of pipe end, etc.	Damage to pipe/umbilical being laid or other pipes/umbilicals already installed	
	Damage during trenching, gravel dumping, installation of protection cover, etc.	Impact damage	
	Damage during crossing construction.	Impact damage	
Installation of risers, modules, etc. (i.e. heavy lifts)	Dropped objects	Impact damage	E' stata valutata la frequenza di interazioni con le ancore delle imbarcazioni circolanti nell'area di interesse (7.1.4)
	Dragged anchor chain	Pull-over and abrasion damage	
Anchor handling (Rig and lay vessel operations)	Dropped anchor, breakage of anchor chain, etc.	Impact damage	Le frequenze di caduta oggetti sono state valutate dalle imbarcazioni (7.1.5)
	Dragged anchor	Hooking (and impact) damage	
	Dragged anchor chain	Pull-over and abrasion damage	
Lifting activities (Rig or Platform operations)	Drop of objects into the sea	Impact damage	Le frequenze di caduta oggetti sono state valutate dalle imbarcazioni (7.1.5)
Subsea operations (simultaneous operations)	ROV impact	Impact damage	Le operazioni simultanee devono essere gestite tramite una opportuna programmazione in modo da non comportare rischi aggiuntivi
	Manoeuvring failure during equipment installation/removal	Impact damage Pull-over and abrasion damage	
Trawling activities	Trawl board impact, pull-over or hooking	Impact and pull-over damage	In accordo con DNV-RP-F111 <sup>3</sup> (7.1.3)
Tanker, supply vessel and commercial ship traffic	Collision (either powered or drifting)	Impact damage	Le frequenze dovute a traffico marittimo e a random distributed vessels sono state calcolate in accordo con DNV-RP-F107 <sup>2</sup> (7.1)
	Emergency anchoring	Impact and/or hooking damage	
	Sunken ship (e.g. after collision with platform or other ships)	Impact damage	

**Tabella-1-1: Possibili danni per cause esterne<sup>2</sup>**

Le operazioni denominate “Installation of pipelines”, “Installation of risers, modules, etc.”, “subsea operations (simultaneous operations)” non sono state oggetto di questo studio in quanto, come specificato nella stessa procedura di riferimento<sup>2</sup>, la gestione del rischio durante le operazioni di installazione tubazioni, risers etc. deve essere affrontato tramite lo sviluppo di opportuni piani e

procedure operative, così come per quanto riguarda le operazioni simultanee per le quali la metodologia riportata nella procedura di riferimento<sup>2</sup> non è ritenuta applicabile (si vedano rispettivamente le sezioni 2.5 e 5.5 della “Recommended Practice DNV-RP-F107<sup>2</sup>” per ulteriori dettagli a riguardo).

Conseguentemente, sono stati investigati e approfonditi gli hazards associati alle attività di anchor handling, lifting, trawling e gli hazards associati al passaggio di tanker, supply vessels e traffico marino in generale.

Dopo aver calcolato le frequenze di interazione associate agli scenari incidentali identificati, si è passati alla fase di:

- Valutazione della frequenza di rottura complessiva per cause esterne (precedentemente elencate) e verifica del rispetto della normativa internazionale DNV-OS-F101<sup>4</sup>
- Analisi delle conseguenze

Nei paragrafi successivi è descritta la metodologia adottata, i dati di base e gli scenari di riferimento.

## 2 CONCLUSIONI

Nell'ambito del progetto Argo Cluster, è stata selezionata la configurazione DUCT per il trasporto a terra del gas estratto dai pozzi. Al fine di avere un quadro più completo è stato fatto riferimento alla normativa internazionale DNV-OS-F101, "Submarine Pipeline System", verificando cioè che la probabilità di rottura per cause esterne di ogni condotta sia inferiore a  $1 \times 10^{-5}$  ev/anno, nel tratto offshore, e  $1 \times 10^{-6}$  ev/anno per l'arrivo a costa.

Per il tratto offshore, sommando tutte le frequenze di rottura relative ad ogni scenario (riassunte in Tabella -7-18 e Tabella -7-19) si ottiene la frequenza di rottura globale (Tabella-2-1) che risulta inferiore al limite imposto dalla "DNV Recommended Practice". Per quanto riguarda l'arrivo a costa (assunto pari all'ultimo chilometro di linea), l'analisi delle frequenze è stata limitata alle sole cause di rottura strettamente legate al traffico navale (Tabella-2-2) e risultano inferiori rispetto al limite di  $1 \times 10^{-6}$  ev/anno. L'analisi è stata condotta considerando condizioni di operazione normale. Casi di chiusura spuria della valvola SDV a costa non sono state considerate.

L'analisi è stata completata con la valutazione degli impatti legati ad eventuali rotture lungo la linea. Lo scenario di riferimento considerato è relativo alle normali condizioni di esercizio (pressione d'arrivo 45 bar). Non è stato considerato lo scenario di chiusura della SDV a costa e mancata chiusura dei pozzi con conseguente pressurizzazione della linea (220 bar). Tale scenario sarebbe caratterizzato da frequenze inferiori ai limiti imposti dalla DNV-OS-F101, essendo esso scatenato dalla concomitanza di più eventi (chiusura spuria SDV, mancata chiusura pozzi, rottura dovuta a traffico navale). Per quanto sopra tale scenario non è ritenuto significativo.

Per lo scenario di riferimento, come dettagliato al paragrafo 8, nel caso di rilascio sottomarino, una frazione significativa di gas rilasciato si dissolve in mare e il residuo in grado di risalire in superficie. La dispersione atmosferica di tale nube determina aree di impatto di alcune centinaia di metri, ma in un'area dove non sono previste installazioni fisse e la frequenza di interazione tra linee e imbarcazioni è molto bassa.

In prossimità dell'arrivo a costa il gas risale in superficie formando una nube che si disperde nell'ambiente, potenzialmente arrivando all'impianto a terra (Raffineria di Gela) con concentrazioni nel campo di infiammabilità.

Nel caso di rilascio a costa le aree di impatto potenzialmente raggiungono l'impianto a terra. In particolare, dall'analisi delle conseguenze si ottiene che tale impatto è previsto per rilascio dalla linea, che avviene entro 2 km dalla costa.



Per quanto riguarda i casi di rilascio a costa (rilasci entro 1 km dalla linea costiera), l'analisi evidenzia dunque che le frequenze associate risultano inferiori rispetto al limite, mentre l'analisi delle conseguenze evidenzia impatti possibili sull'impianto a terra. Non si ritiene comunque necessario intraprendere alcuna azione preventiva.

<b>Linea</b>	<b>R1</b>	<b>R2</b>	<b>Totale</b>
14" DUCT	9.67E-07	3.37E-06	4.34E-06

**Tabella -2-1: Frequenze di rilascio. Tratto offshore**

<b>Arrivo a costa</b>	<b>R1</b>	<b>R2</b>	<b>Totale</b>
14" DUCT	5.48E-08	1.92E-07	2.46E-07

**Tabella 2-2: Frequenze di rilascio. Arrivo a costa**

### 3 METODOLOGIA

All'interno dello studio sono stati valutati i seguenti scenari relativi alla sealine:

- Impatto di Imbarcazioni sui Riser
- Impatto di Imbarcazioni in affondamento
- Interazione con navi che si arenano sul fondale
- Interferenza con attrezzature da pesca
- Interazione con Ancore
- Caduta oggetti dalle navi

Per ciascun scenario sono state valutate le frequenze relative. Le assunzioni e la metodologia di calcolo sono riportate all'interno dei paragrafi successivi.

#### 3.1 CALCOLO DELLE FREQUENZE DI IMPATTO DI IMBARCAZIONI SUI RISER

Lo scenario di impatto delle navi sul *riser* si riscontra in caso di perdita di manovrabilità di una nave per mancanza di propulsione o problemi dovuti al cattivo tempo.

La frequenza di collisione tra *riser* e nave errante si può calcolare con la seguente formula in accordo con DNV RP F107 per i passing vessels:

$$F_{coll\_riser} = N \cdot P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_{riser}$$

dove:

- $F_{coll\_riser}$  è la frequenza di interazione geometrica tra le navi e il *riser* (eventi/anno);
- $N$  è il numero di navi che passano in ogni rotta (navi/anno);
- $P_1$  è la probabilità geometrica di essere su una rotta di collisione per passaggio (eventi/nave);
- $P_2$  è la probabilità di perdita di controllo di una nave, assunta pari a  $2E-04^2$ ;
- $P_3$  è la probabilità di fallimento del tentativo di avvertire o far deviare la nave in rotta di collisione, o che la nave riesca a cambiare rotta. Tale probabilità può essere assunta pari a 1 in assenza di uno standby vessel e 0.14 in presenza dello stesso. Nel caso in cui un sistema RACON (Radar beaCON) sia installato, tali probabilità diventano 0.9 e 0.13, rispettivamente;
- $P_{riser}$  è la probabilità geometrica che venga colpito il *riser* dato un impatto contro la piattaforma.

Nel caso invece di *random distributed vessels*, ovvero navi che non seguono una precisa rotta (come ad esempio le navi da pesca), tale probabilità va calcolata con la formula:

$$F_{coll\_riser} = (365 \cdot 24 \cdot v \cdot D \cdot \rho) \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_{riser}$$

dove:

- $v$  è la velocità delle imbarcazioni (km/h);
- $D$  è il diametro di collisione dell'installazione (km);
- $\rho$  è la densità di navi (per km<sup>2</sup>);
- $P_2$ ,  $P_3$  e  $P_{riser}$  sono le stesse elencate precedentemente.

Per quanto concerne  $P_{riser}$  e  $P_1$ , queste possono essere calcolate in accordo con la DNV-RP-F107:

- $P_{riser}$  viene assunta pari a

$$P_{riser} = \frac{(L + B_{vessel}) \cdot \alpha}{B_{vessel}},$$

dove:

- o  $L$  è la larghezza esposta del riser (km);
- o  $\alpha$  è il fattore di riduzione dipendente dalle strutture che possono agire come difesa del riser;
- o  $B_{vessel}$  è la larghezza dell'imbarcazione (km).
- $P_1$  viene assunta pari a

$$P_1 = D \cdot \frac{1}{\sqrt{2\pi\delta}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{x}{\delta}\right)^2},$$

dove:

- o  $D$  è il diametro di collisione, pari a  $B_{vessel}$  (km);
- o  $\delta$  è la deviazione standard della rotta delle navi (km);
- o  $x$  è la distanza dal centro della linea di navigazione all'installazione (km).

### 3.2 CALCOLO DELLE FREQUENZE DI IMPATTO DI IMBARCAZIONI IN AFFONDAMENTO

Lo scenario di affondamento di una nave è dovuto principalmente ad una situazione di incidente legato a incendi, esplosioni, o guasti al sistema di propulsione, specialmente in situazioni meteo avverse. In caso di affondamento l'interazione nave-condotta può avvenire per impatto diretto

dell'imbarcazione sulla pipeline oppure per impatto indiretto, ovvero quando la nave si adagia sulla pipeline dopo aver colpito il fondale con la chiglia.

La frequenza di interazione tra navi in affondamento e pipeline può essere calcolata con la relazione:

$$N_i = \frac{n_i \cdot \mu_{aff} \cdot L_i}{v}$$

dove

- $N_i$  è la frequenza di interazione geometrica tra la nave di classe  $i$  in affondamento e la condotta (eventi/anno)
- $n_i$  è il numero di navi di classe  $i$  circolanti nell'area compresa tra la costa e la pipeline (navi/anno)
- $\mu_{aff}$  è la frequenza di affondamento di una nave, assunta pari a  $1.09E-04$  eventi/nave/anno. Tale valore è stato calcolato considerando il numero di affondamenti di navi avvenuti nel Mar Mediterraneo tra il 1998 e il 2008, con riferimento alla banca dati della International Maritime Organization<sup>5</sup>, in rapporto al numero totale di navi transitate nel Mediterraneo nello stesso lasso temporale.
- $L_i$  è l'ampiezza del corridoio critico, pari alla lunghezza della nave di classe  $i$  sommato al diametro esterno della tubazione presa in esame
- $v$  è il numero medio di km navigati all'anno (km/anno) da una nave. Tale valore si assume pari alla distanza percorsa in un anno da una nave che viaggi ad una velocità media di 13 nodi<sup>6</sup>, e risulta pertanto pari a  $2.1E+05$  km/anno.

### 3.3 CALCOLO DELLE FREQUENZE DI INTERAZIONE CON NAVI CHE SI ARENANO SUL FONDALE

L'evento di arenamento è legato a imbarcazioni che, navigando in acque basse, possono sbagliare rotta e pertanto incagliarsi sul fondale ed eventualmente danneggiare la condotta sottomarina.

La frequenza di interazione con navi che si arenano sul fondale può essere calcolata con la relazione:

$$N_i = n_i \cdot \mu_{gr} \cdot L_i$$

dove:

- $N_i$  è la frequenza di interazione geometrica con la pipeline sottomarina in seguito all'incagliamento di una nave (eventi/anno);
- $n_i$  è il numero di navi appartenenti alla classe  $i$  che transitano nell'area (navi/anno). Tale valore fa riferimento unicamente alle navi il cui pescaggio sia maggiore o uguale alla profondità della pipeline nel tratto considerato;
- $\mu_{gr}$  è la frequenza di incagliamento di una nave, assunta pari a  $4.3E-08$  eventi/km/nave. Tale valore è stato calcolato partendo dai dati statistici riportati nel documento COST 301 (1988)<sup>7</sup>.
- $L_i$  è l'ampiezza del corridoio critico a cavallo della condotta. Tale ampiezza viene assunta pari alla lunghezza della nave di classe  $i$ .

### 3.4 CALCOLO DELLE FREQUENZE DI INTERFERENZA CON ATTREZZATURE DA PESCA

L'attività di pesca a strascico (*trawling*) viene generalmente eseguita con attrezzature dotate di pesi in grado di garantire l'adesione delle reti al fondale marino. Ciò comporta che l'integrità strutturale della pipeline sottomarina possa essere messa a rischio a causa dell'impatto dell'attrezzatura stessa (*impact*) oppure per aggancio (*pull-over o hooking*) della condotta da parte della rete che viene trascinata.

La frequenza di interazione con l'attrezzatura da pesca e le pipeline sottomarine è calcolata in accordo alla DNV RP F111:

$$N_f = n_g \cdot \rho \cdot \alpha_e \cdot \cos \phi$$

dove

- $N_f$  è la frequenza di interazione geometrica tra l'attrezzatura da pesca e le pipeline sottomarine (eventi/anno);
- $n_g$  è il numero di attrezzature da pesca per peschereccio;
- $\rho$  è la densità di imbarcazioni da pesca per unità di superficie (navi da pesca/km<sup>2</sup>);
- $\alpha_e$  è il tratto di linea esposto alle interazioni con le attrezzature da pesca ( $0 \leq \alpha_e \leq 1$ );
- $\phi$  è l'angolo tra la direzione prevalente delle operazioni di pesca e la perpendicolare alla condotta ( $0^\circ \leq \phi \leq 180^\circ$ ).

### 3.5 CALCOLO DELLE FREQUENZE DI INTERAZIONE CON ANCORE

Il piano di navigazione di un'imbarcazione prevede che l'ancoraggio della stessa avvenga sempre in zone delimitate dedicate a tale attività e pertanto sgombre di ostacoli sul fondo marino.

L'interazione con ancore va pertanto attribuita fondamentalmente a manovre d'emergenza (problemi di propulsione, cattivo tempo etc.) che richiedano l'ancoraggio di un'imbarcazione per evitarne la deriva incontrollata, che sarebbe estremamente rischiosa, soprattutto in condizioni di scarsa visibilità o alta densità di traffico.

L'interazione tra ancora e pipeline può avvenire sia per impatto (*impact*) dell'ancora con la condotta, sia per aggancio (*hooking*) dell'ancora che, venendo trascinata sul fondale, può mettere a rischio l'integrità strutturale della pipeline.

La frequenza di interazione con le ancore è calcolata con la seguente relazione:

$$N_{a(i)} = \frac{n_i \cdot \mu_a \cdot L_{a(i)}}{v}$$

dove

- $N_{a(i)}$  è la frequenza di interazione geometrica con la pipeline per ancoraggi di emergenza (eventi/anno);
- $n_i$  è il numero di navi di classe  $i$  circolanti nella zona compresa tra costa e pipeline (navi/anno) – sono comprese unicamente le navi passeggeri, le navi commerciali, i mezzi in visita e i mezzi dedicati;
- $\mu_a$  è la frequenza annua di ancoraggi di emergenza, che può essere assunta pari a 3.6E-04 eventi/nave/anno; tale valore calcolato sommando la frequenza di rottura dei motori (2.9E-03 ev/nave/ora<sup>8</sup>) alla frequenza di collisione navi (pari a 7.0E.04 eventi/nave/anno<sup>7</sup>). Sulla base dell'esperienza e in analogia con analoghi studi, si assume ragionevolmente che solo il 10% delle condizioni di emergenza porti ad un ancoraggio incontrollato nell'area oggetto di studio, pertanto  $\mu_a$  è stimato all'incirca pari a 3.6E-04 eventi/nave/anno \*
- $L_{a(i)}$  è l'ampiezza del corridoio critico a cavallo della pipeline sottomarina relativo all'ancora della nave di classe  $i$ . Tale ampiezza può essere assunta pari alla lunghezza di dragaggio media dell'ancora per la nave di classe  $i$ , ovvero:
  - nel caso di impatto  $L_{ad(i)} = b_i + D_{ext}$ , dove  $b_i$  è la dimensione massima dell'ancora della nave di classe  $i$  (km) e  $D_{ext}$  il diametro esterno della condotta sottomarina (km).
  - nel caso di aggancio  $L_{ar(i)} = b_i + D_{ext} + L_{D(i)}$ , dove  $L_{D(i)}$  è la lunghezza di dragaggio dell'ancora a bordo della nave di classe  $i$  (km).

- $v_i$  è il numero medio di km navigati all'anno (km/anno) da una nave. Tale valore si assume pari alla distanza percorsa in un anno da una nave che viaggi ad una velocità media di 13 nodi<sup>7</sup>, e risulta pertanto pari a 2.1E+05 km/anno.

\* Anche effettuando una ipotesi più conservativa e cioè assumendo che nel 100% delle condizioni di emergenza si possano determinare le condizioni per un ancoraggio incontrollato, le conclusioni del presente studio non subirebbero modifiche in quanto il limite di 1.0E-05 [ev/anno] verrebbe comunque rispettato su tutte le linee

### 3.6 CALCOLO DELLE FREQUENZE DI CADUTA OGGETTI DALLE NAVI

Lo scenario di caduta oggetti è legato all'impatto di oggetti caduti dalle navi e che possono andare ad urtare e danneggiare la pipeline sottomarina. Tali oggetti possono essere containers o i cosiddetti *deck cargo*, ovvero piccoli oggetti presenti sul ponte delle navi. La caduta di tali oggetti può essere dovuta a cattivi ancoraggi del carico sui ponti esterni oppure a condizioni di maltempo gravose.

La frequenza di interazione con oggetti in caduta può essere calcolata con la seguente formula:

$$N_c = \frac{N_{teu} \cdot \mu_{teu} \cdot L_c}{v}$$

dove:

- $N_c$  è la frequenza di interazione geometrica con la condotta sottomarina in seguito alla caduta di oggetti (eventi/anno);
- $N_{teu}$  è il numero di oggetti trasportati in un anno nell'area per tipologia di oggetto (container/anno; deck cargo/anno);
- $\mu_{teu}$  è la frequenza annua di caduta in mare di oggetti, assunta pari a 1.2E-05<sup>9</sup> eventi/anno/oggetto;
- $L_c$  è l'ampiezza del corridoio critico a cavallo della pipeline, assunto pari alla lunghezza dell'oggetto sommato il diametro esterno della condotta;
- $v_i$  è il numero medio di km navigati all'anno (km/anno) da una nave. Tale valore si assume pari alla distanza percorsa in un anno da una nave che viaggi ad una velocità media di 13 nodi<sup>6</sup>, e risulta pertanto pari a 2.1E+05 km/anno.

### 3.7 VALUTAZIONE DEL DANNO

Per poter valutare la probabilità che un evento incidentale, determinato dalle cause esterne analizzate, sia in grado o meno di comportare un rilascio di fluido dalle condotte sottomarine è necessario analizzare la risposta della condotta al carico accidentale causato dall'evento incidentale

in esame. Tale valutazione è stata fatta confrontando l'energia cinetica associata a ciascun carico accidentale analizzato con l'energia cinetica necessaria per danneggiare la condotta.

Nei paragrafi successivi è descritta la metodologia adottata per il calcolo di tali energie cinetiche.

### 3.7.1 Calcolo dell'energia di impatto

Per valutare le conseguenze derivanti dall'impatto di un oggetto cadente su una condotta è necessario valutare l'energia d'impatto. Tale energia può essere calcolata in accordo con la DNV-RP-F107:

$$E_E = \frac{1}{2}(m + m_a) \cdot v^2$$

dove:

- $E_E$  è l'energia cinetica dell'oggetto impattante (J)
- $m$  è la massa dell'oggetto impattante (kg)
- $m_a$  è la massa idrodinamica aggiunta (kg)
- $v$  è la velocità dell'oggetto al momento dell'impatto con la condotta (m/s)

La massa idrodinamica aggiunta,  $m_a$ , può essere molto significativa per oggetti dotati di volume consistente come i containers. Tale massa viene calcolata in accordo alla seguente formula:

$$m_a = \rho_w \cdot C_a \cdot V$$

dove:

- $\rho_w$  è la densità dell'acqua ( $\text{kg/m}^3$ )
- $V$  è il volume dell'oggetto ( $\text{m}^3$ )
- $C_a$  è il coefficiente di massa aggiunta. Tale coefficiente dipende dalla forma dell'oggetto e può essere valutato con i valori suggeriti in Tabella -4<sup>2</sup> sotto riportata.

La velocità dell'oggetto al momento dell'impatto viene assunta in maniera conservativa pari alla velocità terminale in acqua dell'oggetto. Tale velocità è la massima che può raggiungere un oggetto in caduta in un fluido, e si ottiene quando le forze gravitazionali, il volume spostato e la resistenza al flusso sono in equilibrio tra loro. Tale velocità può quindi essere calcolata a partire dall'equazione:

$$(m - \rho_w V)g = \frac{1}{2} \rho_w C_D A \cdot v_t^2$$

dove:

- $C_D$  è il coefficiente di drag, che dipende dalla forma dell'oggetto e può essere valutato in accordo con la DNV-RP-F107 con la Tabella -4 sotto riportata;
- $A$  è la proiezione dell'area dell'oggetto nella direzione del flusso ( $\text{m}^2$ );



- $v_t$  è la velocità terminale (m/s). Tale velocità è ottenuta uguagliando la forza di resistenza idrodinamica con la forza di gravità.

Descrizione	$C_a$	$C_D$
Forma idrodinamica	0.1-1.0	0.7-1.5
Forma parallelepipedo	0.6-1.5	1.2-1.3
Altro (forme complesse)	1.0-2.0	0.6-2.0

**Tabella -3-1: Coefficienti di massa aggiunta e di drag**

#### 3.7.1.1 Impatto con navi in affondamento o arenamento

Una nave in affondamento può interagire con una condotta impattando sulla stessa in maniera diretta oppure adagiandosi sul fondale e quindi sulla condotta stessa. Escluse le imbarcazioni di basso tonnellaggio (quali ad esempio le imbarcazioni da diporto che di solito sono costruite in legno o vetroresina, cioè materiale non in grado di causare gravi danni) in questo studio è stato assunto che i danni attesi dall'impatto di una imbarcazione affondata o che si incagli sulla condotta porti sempre a rilascio di prodotto.

#### 3.7.1.2 Impatto con oggetti caduti

L'energia cinetica di impatto di oggetti caduti da imbarcazioni può essere calcolata usando le espressioni precedenti. Per quanto riguarda i così detti "deck cargo", ovvero piccoli oggetti e bidoni, l'energia cinetica degli stessi è dell'ordine di poche centinaia di Joules, quindi la sola resistenza della condotta è più che sufficiente per sopportare tale impatto senza conseguenze.

Per quanto riguarda i container invece è necessario considerare i coefficienti di drag e di massa aggiunta relativi alla forma di parallelepipedo della Tabella -3-2. In via conservativa, è stato assunto che il container abbia sempre velocità di impatto pari alla velocità terminale. Per quanto riguarda tale velocità occorre tenere in considerazione che:

- Tale velocità è fortemente influenzata dalla frazione di riempimento del container e dal tipo di carico contenuto.
- I containers di nuova generazione sono in grado di galleggiare così da poterne permettere il recupero.

- In caso di limitate profondità di fondo mare (30-50 m) il container raggiunge il fondo senza aver ancora perduto la sua capacità di galleggiamento, ovvero senza aver ancora raggiunto la sua velocità terminale.

Alla luce di queste considerazioni, per la valutazione dell'energia cinetica si assume un valore medio della velocità terminale pari a 2 m/s.

Tale valore è stato ottenuto utilizzando la formula per il calcolo della velocità terminale ottenuta dall'equilibrio della forza di resistenza fluidodinamica e della forza di gravità

$$v_t = \sqrt{\frac{2(\rho_o - \rho_w)gV_o}{C_D A_o \rho_w}}$$

dove  $\rho_o$ ,  $V_o$  e  $A_o$  sono rispettivamente la densità, il volume e l'area ortogonale al moto dell'oggetto in caduta e  $C_D$  è il coefficiente di resistenza aerodinamica (Tabella -4). Utilizzando le dimensioni di un container standard da 20' e una massa di 28000 kg (container a pieno carico), si ottiene un valore di velocità terminale pari a 2 m/s.

### 3.7.1.3 Impatto con ancore

L'interazione tra ancora e pipeline può avvenire sia per impatto (*impact*) dell'ancora con la condotta, sia per aggancio (*hooking*) dell'ancora che, venendo trascinata sul fondale, può mettere a rischio l'integrità strutturale della pipeline.

- Impatto diretto (Dropped Anchor)

Per quanto concerne l'energia di impatto è sufficiente utilizzare la metodologia descritta precedentemente e utilizzare per i coefficienti  $C_D$  e  $C_a$  quelli proposti per oggetti idrodinamici in Tabella -4.

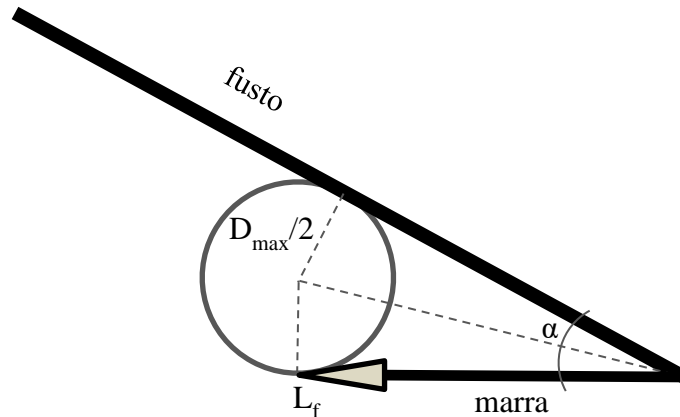
- Trascinamento (Dragging Anchor)

Per quanto concerne invece il trascinamento, occorre valutare parametri geometrici caratteristici dell'ancora, quali l'angolo tra la marra e il fusto e la lunghezza della marra. Intuitivamente viene assunto che un'ancora di piccole dimensioni non possa agganciare una tubazione di grande diametro, perché la condotta semplicemente non entrerebbe all'interno della zona tra fusto e marra. In base a considerazioni di tipo geometrico-trigonometrico (vedi Figura 3-1) è possibile calcolare il valore del diametro massimo per cui può avvenire l'aggancio,  $D_{max}$ , con l'espressione:

$$D_{max} = 2L_f \tan \frac{\alpha}{2} = \frac{2L_f(1 - \cos \alpha)}{\sin \alpha}$$

dove

- $L_f$  è la lunghezza della marra (m)
- $\alpha$  è l'angolo formato tra il fusto e la marra (rad)



**Figura 3-1 – Geometria semplificata per il calcolo del diametro di condotta massimo agganciabile da un'ancora con geometria nota**

Nel caso in cui l'ancora agganci la condotta, il carico applicato può provocare un danno locale, nell'intorno del punto di aggancio, e uno globale, legato alla deformazione indotta sulla tubazione. Conservativamente si assume che in ogni caso in cui si verifichi l'aggancio della condotta ci sia una deformazione tale da produrre una rottura a ghigliottina della condotta (rottura full bore). La frequenza di rilascio del prodotto è in questo caso pari alla frequenza di accadimento dell'evento stesso.

### 3.7.2 *Impatto con reti a strascico*

Gli impatti dovuti ad attrezzature da pesca, quali ad esempio reti per la pesca a strascico, comportano energie molto contenute, dell'ordine di 5-10 kJ<sup>2</sup>. Tipicamente un rivestimento in cemento di spessore dell'ordine di 40mm è in grado di fornire una resistenza di 30-40 kJ<sup>2</sup>, quindi se questo è presente l'impatto delle attrezzature da pesca non comporta gravi rischi. Inoltre, in caso di condotte interrate, la protezione fornita da un interrimento fa sì che il rischio per impatto di attrezzature da pesca sia annullato.

### 3.7.3 *Valutazione del danno della condotta sottomarina*

L'energia cinetica necessaria per produrre un danno sulla condotta sottomarina è calcolata in accordo alla DNV-RP-F107. In particolare, è data la formula che relaziona l'energia necessaria per produrre una data ammaccatura su una tubazione d'acciaio:

$$E = 16 \cdot \left(\frac{2\pi}{9}\right)^{1/2} \cdot m_p \cdot \left(\frac{D}{t}\right)^{1/2} \cdot D \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^{3/2}$$

Dove:

- E è l'energia necessaria per produrre l'ammaccatura  $\delta$  (J)
- $\delta$  è la profondità dell'ammaccatura sulla condotta (m)
- $m_p$  è la capacità del momento plastico della parete della condotta (pari a  $\frac{1}{4} \sigma_{yt} t$ ) (N)
- t è lo spessore della condotta (m)
- D è il diametro della condotta (m)

### 3.7.3.1 Rivestimento in cemento

Uno dei classici metodi utilizzati per proteggere le condotte da un potenziale danno dovuto ad impatto è creare un rivestimento in cemento alle condotte stesse, come nel caso oggetto di studio. Tale rivestimento incrementa la resistenza della condotta ed il contributo di energia dipende dallo spessore dello strato di cemento stesso.

Il contributo per l'assorbimento dell'energia dovuto al rivestimento di cemento può essere calcolato in accordo alla DNV-RP-F107 con due diverse formulazioni:

$$E_K = Y \cdot b \cdot h \cdot x_0$$

$$E_K = Y \cdot b \cdot \frac{4}{3} \cdot \sqrt{D_t \cdot x_0^3}$$

Dove:

- Y è la resistenza a frattura del rivestimento in cemento ( $N/m^2$ ). Y è pari tipicamente a 3-5 volte la resistenza cubica del cemento a densità normale, a sua volta pari a circa 35-45 MPa;
- b è la larghezza dell'oggetto impattante (m). Nella DNV-RP-F107 viene indicato un valore medio di b pari a 0.03 m;
- h è la lunghezza dell'oggetto impattante (m). Nella DNV-RP-F107 viene indicato un valore medio di b pari a 0.3 m;
- $x_0$  è il valore della penetrazione dell'oggetto nel rivestimento in cemento (m). Per valutare l'energia necessaria per rompere tutto lo strato di cemento e arrivare all'acciaio della tubazione tale valore viene assunto pari allo spessore del rivestimento in cemento stesso;
- $D_t$  è il diametro esterno della tubazione più due volte lo spessore del rivestimento in cemento (m).

In via conservativa è stata assunto come resistenza del cemento il valore minore tra le due formulazioni proposte.

### 3.7.3.2 Interramento

Un altro metodo utilizzato per la protezione delle condotte è l'interramento. Nel caso di oggetti impattanti sul lato, la DNV-RP-F107 propone la seguente formulazione:

$$E_p = \frac{2}{3} \gamma' \cdot L \cdot N_\gamma \cdot z^3$$

dove

- $\gamma'$  è il peso unitario effettivo del materiale utilizzato per l'interramento ( $\text{kN/m}^3$ ). La DNV-RP-F107 propone un valore di  $11 \text{ kN/m}^3$  per questo coefficiente;
- $L$  è la lunghezza del lato che impatta con la condotta (m) (ad esempio lunghezza del container)
- $N_\gamma$  è un coefficiente di capacità di assorbimento (-), il cui valore è proposto pari a 137 dalla DNV-RP-F107;
- $z$  è lo spessore di ricoprimento della condotta (m).

Va sottolineato comunque che nel caso di ricoprimento con materiale naturale (come avviene tipicamente per le condotte sottomarine), l'assorbimento di energia da parte dello strato di ricoprimento è decisamente inferiore a quello che si potrebbe avere con ricoprimenti in ghiaia o materiali appositi. In tal caso la resistenza all'urto può essere ridotta al 2-10% del valore ottenuto con la formulazione precedente.

Tenuto conto di tutti i sistemi di protezione previsti, se l'energia a cui è soggetta la condotta per cause esterne è maggiore del massimo carico sopportabile dalla condotta stessa, si verifica una rottura. In accordo con la DNV-RP-F107, per ogni impatto si è valutata l'energia d'urto associata e si sono identificate le possibili rotture associando a ciascuna una specifica probabilità di accadimento. Le rotture prodotte possono essere classificate in funzione dell'entità del rilascio che ne consegue:

- R0: assenza di rilascio di fluido
- R1: rilascio da piccola/media rottura della parete della condotta (diametro < 80mm)
- R2: rilascio da rottura completa della linea (ghigliottina)

Le probabilità associate a ciascun rilascio/rottura sono riportate in Tabella -3-2.

Dent/ Diameter (%) <sup>1</sup>	Impact energy	Damage description	Conditional probability <sup>2</sup>					
			D1	D2	D3	R0	R1	R2
< 5	Eq. (3)	Minor damage.	1.0	0	0	1.0	0	0
5 – 10	Eq. (3)	Major damage. Leakage anticipated	0.1	0.8	0.1	0.9	0.1	0
10 – 15	Eq. (3)	Major damage. Leakage and rupture anticipated.	0	0.75	0.25	0.75	0.2	0.05
15 – 20	Eq. (3)	Major damage. Leakage and rupture anticipated.	0	0.25	0.75	0.25	0.5	0.25
> 20	Eq. (3)	Rupture.	0	0.1	0.9	0.1	0.2	0.7

<sup>1</sup> The energy limits for larger damage (i.e. 15 - 20%) should be carefully assessed as the energy levels might get unrealistic high  
<sup>2</sup> For definition on damage categories (i.e. D1, D2, etc), see section 1.6.

**Tabella -3-3: Classificazione del danno e probabilità associate**

### 3.8 ANALISI DELLE CONSEGUENZE

A seguito della rottura della linea il fluido in essa contenuta viene scaricato nell'ambiente circostante. Tale fluido risale fino alla superficie del mare dalla quale è disperso in atmosfera.

La portata di fluido in uscita dalle rotture è calcolata con il codice OLGA<sup>10</sup> considerando due dimensioni rappresentative:

- R1: 70mm
- R2: rottura a ghigliottina.

La valutazione delle aree di sicurezza associate agli eventi incidentali menzionati è stata condotta mediante l'ausilio del codice CDOG<sup>11</sup> per l'evoluzione sottomarina del rilascio e CALPUFF<sup>12</sup> per la successiva dispersione in atmosfera. Per le rotture sul tratto atmosferico le conseguenze sono state analizzate con il codice PHAST<sup>13</sup>.

Gli impatti sono stati valutati considerando i criteri suggeriti dalla DNV-RP-F107 e riportati in Tabella 9. In particolare, la fuoriuscita di gas viene ritenuta non rilevante, in questo caso, in termini di valutazione di impatto ambientale. Verranno pertanto opportunamente valutati gli impatti dovuti a potenziali conseguenze nei confronti del personale e dei danni alle strutture, che sono invece ritenute rilevanti.

<b>Table 14 Identifying potential consequences for pipeline and umbilical damage</b>			
<i>Pipeline contents</i>	<i>Human safety</i>	<i>Environmental impact</i>	<i>Material damage</i>
Gas	Relevant	Normally not relevant <sup>4</sup>	Relevant
Condensate	Relevant	Relevant <sup>1</sup>	Relevant
Oil	Relevant	Relevant	Relevant
Water	Normally not relevant	Relevant <sup>5</sup>	Relevant
Umbilical	Normally not relevant <sup>2</sup>	Normally not relevant <sup>2,3</sup>	Relevant

- 1 Condensate normally disperses / evaporates quicker than oil. During storm conditions the condensate can be gone within hours. This means that leakage from a condensate pipeline is less likely to give significant environmental consequence to the environment.
- 2 Damage to an umbilical will normally not cause any consequence for humans or the environment. However, safety and environment should be considered if damage to an umbilical leads to failure in the subsea installation which in turn leads to a release.
- 3 Release of fluids from an umbilical will normally be a small amount and can normally be neglected.
- 4 Gas release can result in pollution if the gas contains injected chemicals or releases H<sub>2</sub>S dissolving into the water.
- 5 The water may be processed water which contains substances dangerous to the environment.

**Tabella -3-4: Criteri di identificazione delle potenziali conseguenze in seguito ad eventi incidentali sulle tubazioni**

## 4 SCENARI DI RIFERIMENTO

La linea oggetto di studio è la linea da 14" di collegamento tra il manifold Cassiopea e la costa, configurazione DUCT (Figura 4-1).

Per ciò che riguarda l'analisi delle frequenze di rottura è stata analizzata l'intersezione del profilo delle linee con le rotte marittime allo scopo di valutare la frequenza di rottura legata alla navigazione marittima.

La valutazione delle conseguenze associate ad un eventuale rottura sulle linee è stata effettuata, in corrispondenza di 2 punti diversi:

1. *costa*: rottura atmosferica nel tratto di linea sul duct
2. *midline*: rottura sottomarina lungo la linea in corrispondenza della sezione in cui la frequenza di rottura risulta massima

In aggiunta, coerentemente a quanto fatto nel precedente studio<sup>1</sup>, è stata verificata la rottura a ghigliottina in prossimità del manifold Cassiopea

Lo scenario preso in considerazione è relativo alle normali condizioni di esercizio. Lo scenario associato alla chiusura della SDV a costa e mancata chiusura dei pozzi con conseguente pressurizzazione della linea non è stato analizzato essendo relativo a situazioni di emergenza o procedure di manutenzione che si verificano raramente.



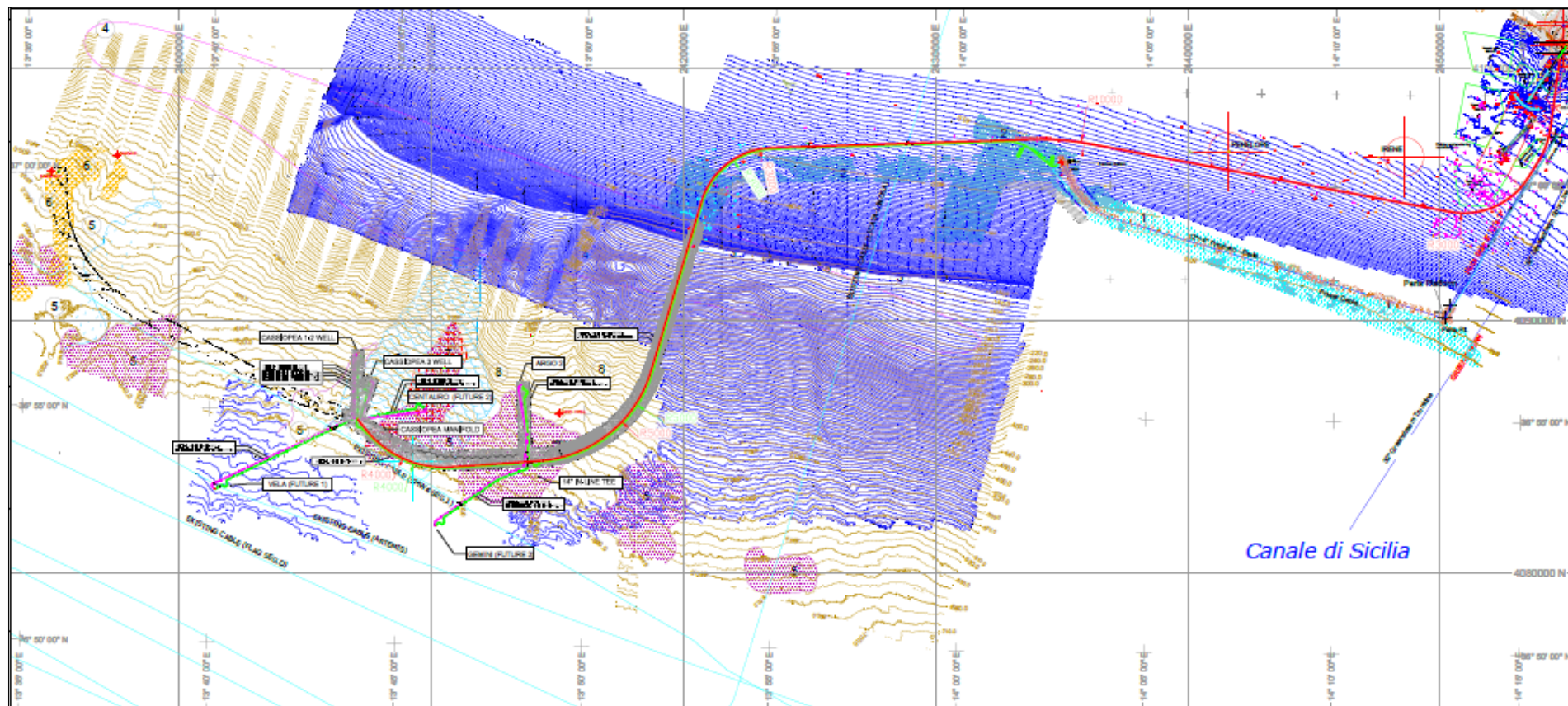


Figura 4-1 – Layout generale del sistema di *sealine production/export*<sup>14</sup>

## 5 DATI DI BASE

### 5.1 DATI GEOMETRICI

Le caratteristiche geometriche sono state fornite con il modello di OLGA, nel quale è stato posizionato il riser di risalita in corrispondenza del pulvino 30.

### 5.2 CONDIZIONI AL CONTORNO

L'analisi degli impatti è stata condotta considerando come scenario di riferimento quello caratterizzato dai dati di produzione che presentano la massima pressione di ricevimento e la massima portata al separatore (2/10/2020), riportati in Tabella -7.

La detection automatica dei rilasci è stata basata su un segnale di bassa pressione (set point pari all'80% della pressione operativa) e la pressione operativa di riferimento per l'isolamento delle linee di produzione è stata considerata in prossimità della SDV a costa in area trappola.

Ai fini della modellazione con OLGA sono state incluse nel modello le seguenti valvole:

- Wing, master valves e choke valve alle teste pozzo
- Valvola di sezionamento (SSIV) posta a base riser in acqua, perpendicolare al piperack ad una distanza di 30 metri, a circa ad una profondità d'acqua di 5 metri circa.
- SDV a costa (in area trappola)

Non è stata considerata intercettazione automatica tra i plem di ARGO/Cassiopea e l'in-line tee presente sulla 14”.

Di seguito, sono elencati i tempi di attuazione e chiusura delle valvole ipotizzati nel caso di ESD automatico:

- SSIV/SDV a costa: tempo di attuazione 10 s e tempo di chiusura valvola pari a 3.5s/inch; (nota<sup>1</sup>)
- Wing e Master valves alle teste pozzo: tempo di attuazione 30 s e tempo di chiusura totale durante nell'ordine di 15 – 20 min (nota<sup>2</sup>).

Nota<sup>1</sup>: i tempi di chiusura della SSIV e della SDV a costa consentono il sezionamento della linea in un tempo complessivo pari a 1 minuto.

Nota<sup>2</sup>: il tempo di chiusura di 15-20 min è relativo alla chiusura di Wing e Master valves per depressurizzazione della potenza idraulica del network sottomarino, in caso di mancato intervento del sistema di controllo installato sulla piattaforma Prezioso.

Nel caso in cui a seguito di un rilascio il segnale di bassa pressione non è intervenuto sono stati considerati i seguenti tempi di detection, attuazione e chiusura delle valvole (SSIV e SDV a costa):

- Rottura con diametro 70 mm: 3 min di tempo di detection (attraverso sistema F&G) + tempi di attuazione e chiusura come sopra descritti
- Rottura a ghigliottina: detection istantanea + tempi di attuazione e chiusura come sopra descritti.

Parametri in ingresso all'impianto Onshore		Valore
<b>Pressione</b>	bara	45
<b>Temperatura</b>	°C	17
<b>Gas rate</b>	1000 Sm <sup>3</sup> /d	4300
<b>Water rate</b>	Sm <sup>3</sup> /d	5.7

**Tabella -5-1: Dati di produzione di riferimento**

### 5.3 DATI TERMODINAMICI

La composizione del gas in linea è ricavata dalla composizione del gas prodotto dai pozzi che convogliano alle linee, riportate in Tabella -8 e Tabella -9.

Cassiopea Fluid	
Components	Molar Percentual Composition
Nitrogen	0.7
Carbon dioxide	0.04
Methane	99.21
Ethane	0.02
Propane	0.01
i-buthane	0.01
n-buthane	< 0.005
neo-penthane	< 0.005
i-penthane	0.01
n-penthane	< 0.005
Hexanes	< 0.005
Heptanes	< 0.005
Octanes (plus)	< 0.005

 Tabella -5-2: Composizione del gas di Cassiopea<sup>15</sup>

Argo Fluid (*)	
Components	Molar Percentual Composition
Nitrogen	0.374
Carbon dioxide	0.012
Methane	99.59
Ethane	0.012
Propane	0.008
i-buthane	< 0.005
n-buthane	< 0.005
i-penthane	< 0.005
Hexanes (plus)	< 0.005

 Tabella -5-3: Composizione del gas di Argo<sup>15</sup>

#### 5.4 TRAFFICO MARINO

I dati di traffico marino di riferimento sono quelli già referenziati all'interno della documentazione SIA del progetto<sup>16</sup>.

Si sottolinea che, secondo quanto analizzato nel Quadro di Riferimento Ambientale (Paragrafi 4.5.2 e 4.5.3), il Canale di Sicilia risulta essere un tratto di mare interessato soprattutto da transiti di navi di dimensioni medie indicativamente comprese tra 1.600 e 29.999 tonnellate, che rappresentano circa il 70% del traffico navale totale stimato.

## 5.5 DATI DI PESCA

Per quanto concerne i dati di pesca, sono stati utilizzati i dati relativi all'area di pesca denominata B1 situata a sud di Gela. Tali dati possono essere riassunti nella Tabella -10.

Dati di pesca	
Operazioni per giorno per nave	4
Giorni di pesca all'anno	190
Numero di navi	120÷131
Numero totale di operazioni per giorno	480÷524
Numero medio di operazioni all'anno	95380
Durata media delle operazioni [hr]	4
Velocità media [nodi]	2.8
Area di pesca [km <sup>2</sup> ]	1300
Densità di navi [navi/km <sup>2</sup> ]	0.097
Operazioni in direzione N-S	30%
Operazioni in direzione NW-SE	70%

**Tabella -5-4: Dati di pesca. Fonte: rielaborazione dati documentazione SIA relazione Snamprogetti<sup>14</sup>**

## 5.6 CARATTERIZZAZIONE ANCORE

Le ancore prese in esame tipiche per ciascuna classe di imbarcazione sono indicate in Tabella -11<sup>17</sup>.

Categoria nave	Massa ancora (kg)	Lunghezza ancora (m)	Lunghezza di dragaggio (m)
ALL1	900	1.1	15
ALL2	1440	1.2	15
ALL3	3060	1.7	16
ALL4	8700	2.4	17
ALL5	17800	3.1	23
ALL6	29000	3.4	30

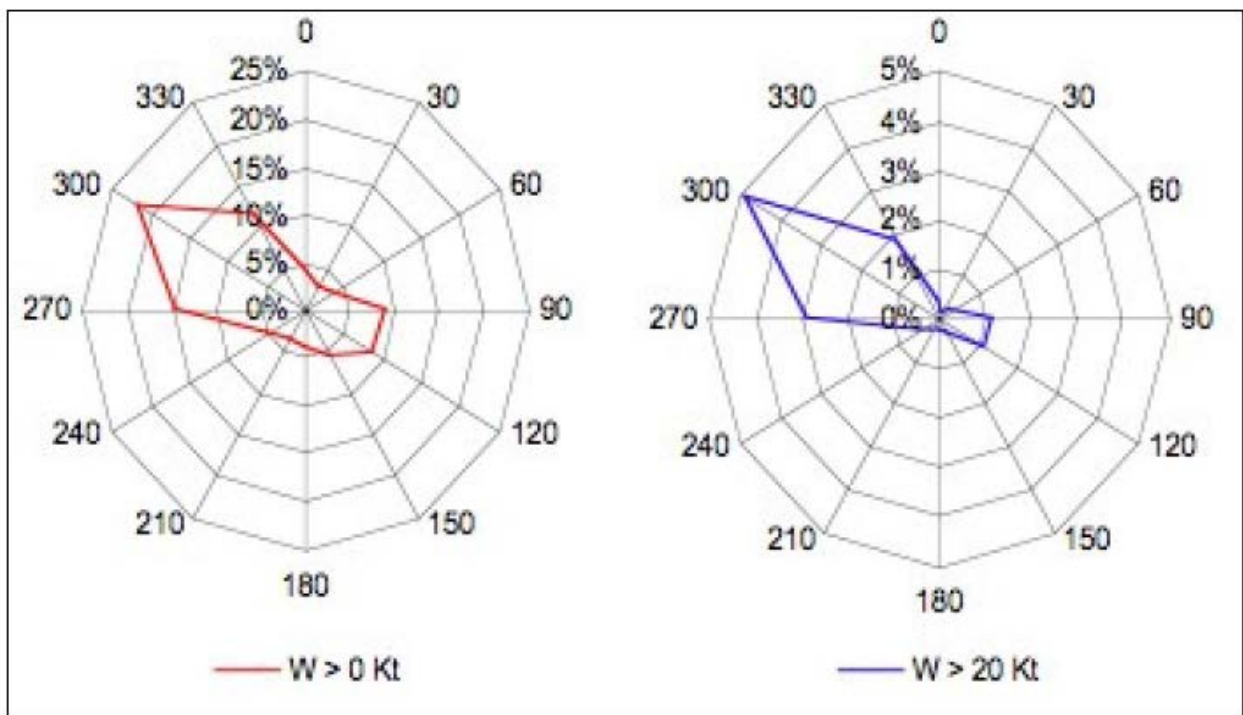
**Tabella -5-5: Caratteristiche tipiche delle ancore**

## 5.7 CARATTERIZZAZIONE IMBARCAZIONI

Classe GRT	Dimensioni medie imbarcazione		
	Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Pescaggio (m)

All1 (100-500 tons)	61	10	3
All2 (500-1600 tons)	81	13	5
All3 (1600-10000 tons)	115	17	7
All4 (10000-60000 tons)	194	28	11
All5 (60000-100000 tons)	279	44	17
All6 (>100000 tons)	343	55	21

**Tabella -5-6: Dimensioni medie imbarcazioni**



**Figura 5-1 - Distribuzione media annuale della velocità del vento per direzione di provenienza relativi a tutti i dati ( $W > 0$  Kt) e relativi a venti con velocità maggiore di 20 Kt ( $W > 20$  Kt)**

## 5.8 DATI AMBIENTALI

Le simulazioni di impatto sono state eseguite con riferimento alle seguenti condizioni ambientali:

- Temperatura media annuale dell'aria: 17.5 °C (temperatura media annuale)<sup>18</sup>
- Condizioni meteorologiche di riferimento: F2 D5<sup>19</sup>
- Temperatura del mare: è stato considerato il profilo relativo alla media annuale<sup>18</sup>

- Profilo di corrente è dedotto considerando la corrente superficiale maggiormente ricorrente pari a  $15 \text{ cm/s}^{18}$

## 6 ANALISI DEL TRAFFICO MARITTIMO

I dati relativi al traffico marittimo, che possono essere reperiti nella documentazione SIA<sup>14</sup>, sono stati elaborati ed analizzati al fine di calcolare l'effettiva interferenza del traffico marino con la pipeline. I dati a disposizione, contenenti le principali rotte presenti nell'area che va dalla Libia allo stretto di Sicilia sono stati suddivisi, in accordo a quanto previsto dalla DNV-RP-F107, in dati di traffico navale e dati relativi ad imbarcazioni da pesca.

### 6.1 TRAFFICO NAVALE

Le rotte sono definite con le coordinate dei punti dell'asse, con l'ampiezza del corridoio all'interno del quale si muovono le navi e il numero di imbarcazioni che si muovono con frequenza annuale su quella rotta. Oltre al valore totale di navi transitanti in ogni rotta, sono riportati i valori suddivisi per classi di stazza. Le classi di stazza utilizzate sono quelle riportate in Tabella -6-1.

Per ognuna di queste categorie si ha a disposizione il numero di navi transitanti in ogni rotta. Il tracciato di tutte le rotte a disposizione è disponibile in Figura 6-1.

La norma DNV-RP-F107 stabilisce che per calcolare il numero di navi potenzialmente interagenti con la condotta in analisi, sia necessario assumere che la distribuzione delle navi sul corridoio di una rotta assuma forma gaussiana. La deviazione standard è fornita nei dati a disposizione per ogni punto della rotta. Nell'analisi dei dati è stata considerata la deviazione standard massima per ogni rotta e sono state prese in considerazione le rotte fino ad una distanza massima di 15 miglia nautiche (all'incirca pari a 5-7 volte la deviazione standard). Il tracciato e il numero delle rotte comprese all'interno del cerchio di 15 miglia nautiche sono riportati in Figura 6-2.

Data una distribuzione intorno ad una rotta, il numero di navi che interseca una condotta è calcolato moltiplicando il numero totale di navi per la probabilità geometrica di intersezione P, come mostrato in Figura 6-3. La condotta è stata suddivisa in tratti progressivi di lunghezza pari a 1 km (in seguito chiamati KP), e per ognuno degli stessi è stato ottenuto il valore della distanza degli estremi dalla rotta. Tali distanze rappresentano gli estremi di integrazione della distribuzione intorno alla rotta e consentono il calcolo della probabilità geometrica di intersezione P.

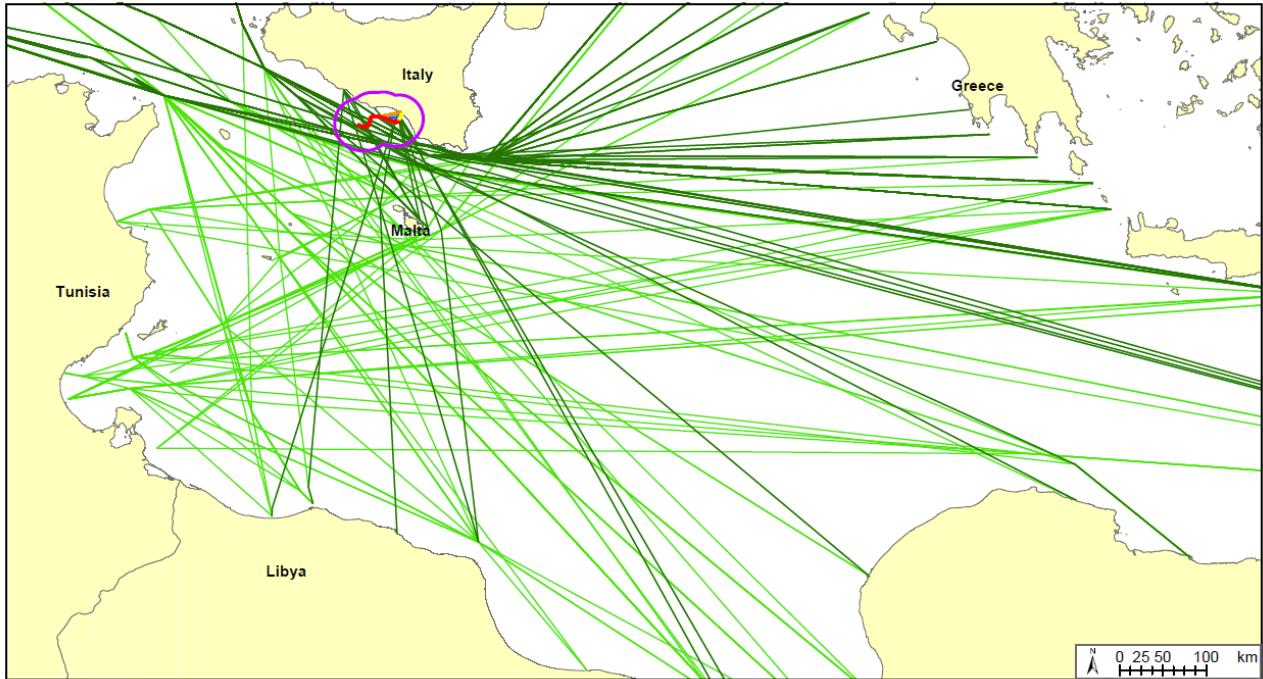
Tale procedura è stata effettuata per ogni condotta e per ogni rotta all'interno della distanza massima di 15 miglia nautiche.

ALL1	Traffico totale annuale relativo al range di dimensioni 1 (100-500 GRT)
ALL2	Traffico totale annuale relativo al range di dimensioni 2 (500-1600 GRT)
ALL3	Traffico totale annuale relativo al range di dimensioni 3 (1600-10000 GRT)
ALL4	Traffico totale annuale relativo al range di dimensioni 4 (10000-60000 GRT)



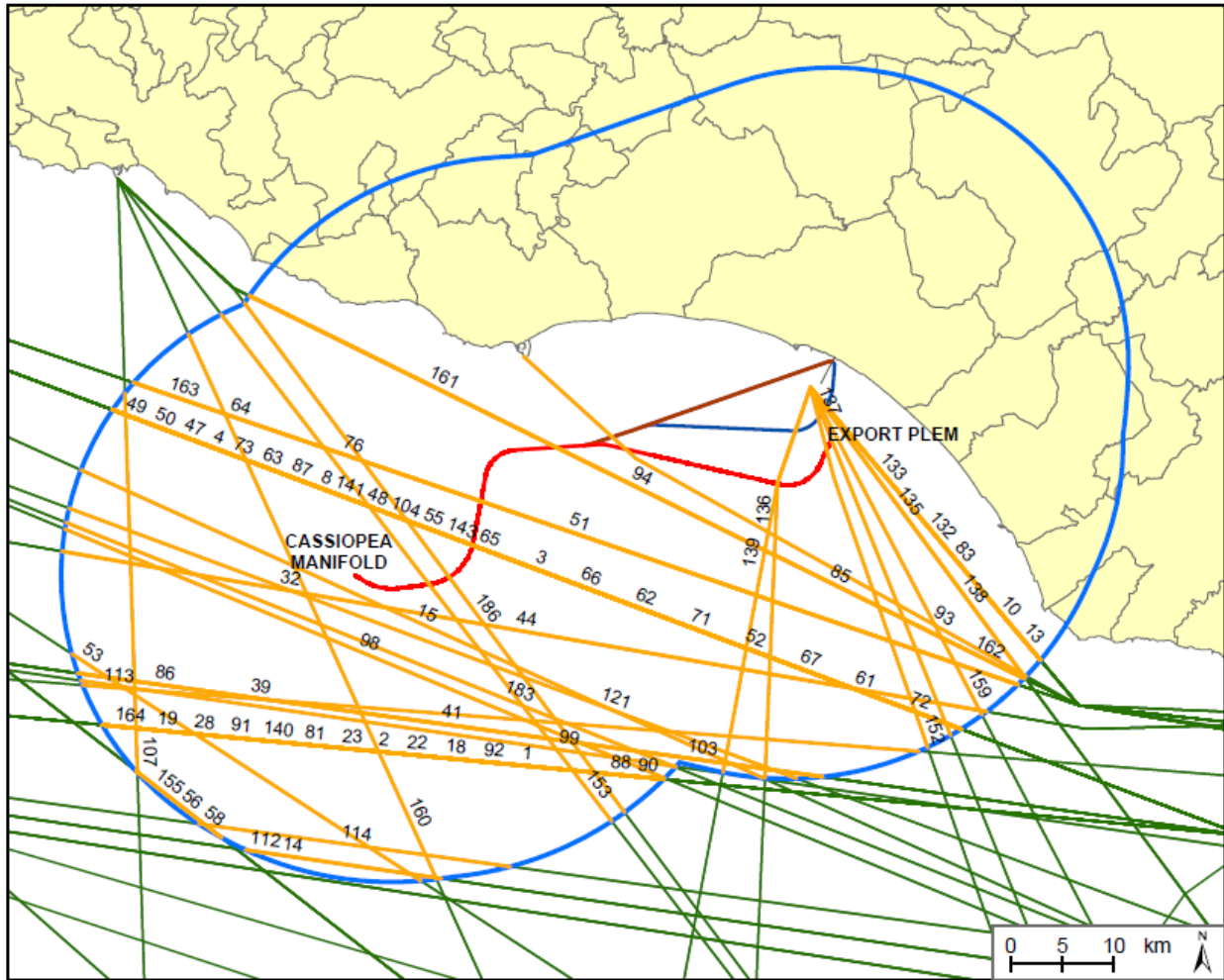
ALL5	Traffico totale annuale relativo al range di dimensioni 5 (60000-100000 GRT)
ALL6	Traffico totale annuale relativo al range di dimensioni 6 (>100000 GRT)

**Tabella -6-2: Classi di stazza delle imbarcazioni. Fonte: rielaborazione dati documentazione SIA relazione Snamprogetti**



- Legend**
- Area of Study (<=28 km from sealines)
  - Mean Shipping Route Positions
  - Selected Route
  - DUCT pipeline
  - JETTY pipeline
  - SPUR pipeline
  - Green Stream SPUR pipeline

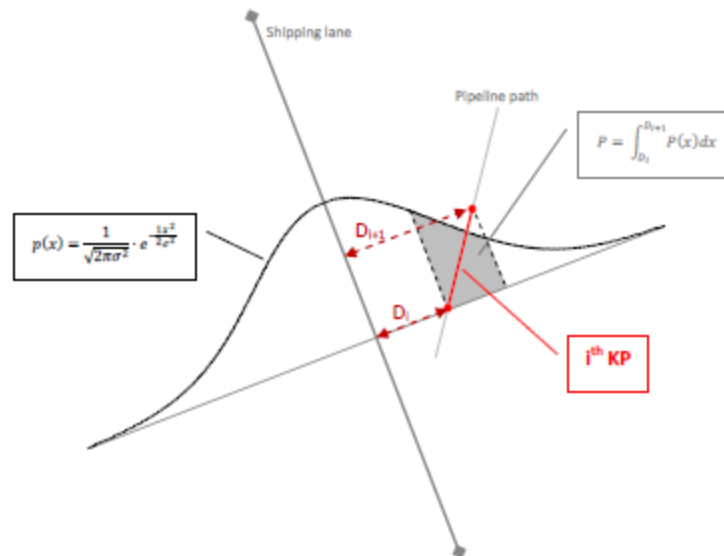
**Figura 6-1 – Rotte registrate. Fonte: rielaborazione dati documentazione SIA relazione Snamprogetti**



**Legend**

- SUR Sealine
- JETTY Sealine
- DUCT Sealine
- Selected Route with Buffer
- Mean Shipping Route Position
- Buffer <= 28 km from Sealines

**Figura 6-2 – Tracciati delle rotte nell’area di interesse. Fonte: rielaborazione dati documentazione SIA relazione Snamprogetti**



**Figura 6-3 – Metodologia di calcolo della probabilità di intersezione tra la distribuzione di una rotta e una condotta**

## 6.2 TRAFFICO DELLE NAVI DA PESCA

Il traffico delle imbarcazioni adibite alla pesca è limitato ad alcune zone, denominate B1, B2, D, E, Lybian Area<sup>16</sup>. L'area di interesse perché prossima alle condotte in analisi è l'area B1. I dati di tale area sono riportati in Tabella -10.

Il 30% delle operazioni è effettuato in direzione N-S e il 70% in direzione NW-SE. Per calcolare la densità media di imbarcazioni (navi/km<sup>2</sup>) è sufficiente calcolare la media del numero di navi e dividerla per l'area di pesca, ottenendo quindi un valore di densità  $\rho = 0.097$  navi/km<sup>2</sup>.

## 7 FREQUENZE DI ROTTURA PER CAUSE ESTERNE

La linea da 14" è stata oggetto dell'analisi delle frequenze per cause esterne.

In accordo con la normativa internazionale DNV-OS-F101, è stato considerato una sezione offshore e una di arrivo a costa, distinte. In assenza di indicazioni specifiche è stato considerato come sezione di arrivo a costa l'ultimo chilometro di linea.

### 7.1 FREQUENZE DI INTERAZIONE

All'interno dello studio sono stati valutati gli scenari di:

- interazione affondamento nave
- interazione incagliamento con il fondale
- interazione con attrezzature da pesca
- interazione con ancore
- interazioni per caduta oggetti dalle imbarcazioni in movimento
- interazione con il riser

Nelle tabelle di seguito riportate sono indicate le frequenze per i vari scenari calcolate sulla base della metodologia descritta nel paragrafo 3 partendo dai dati riportati nel paragrafo 6.

#### 7.1.1 Frequenze di interazione per affondamento nave

##### 7.1.1.1 Traffico marittimo

Le frequenze di interazione per affondamento sono riportate nelle seguenti tabelle per la condotta.

Pipeline KP	Frequenza di affondamento nave [eventi/km/anno]						
	All1	All2	All3	All4	All5	All6	Totale
1	1.16E-11	1.05E-10	1.99E-09	2.29E-09	4.86E-10	5.17E-11	4.93E-09
2	3.71E-12	4.48E-11	1.01E-09	1.13E-09	2.25E-10	3.33E-11	2.45E-09
3	1.39E-11	8.44E-11	1.17E-09	1.45E-09	3.85E-10	3.13E-11	3.14E-09
4	3.06E-11	2.15E-10	3.34E-09	3.98E-09	9.45E-10	6.55E-11	8.58E-09
5	4.31E-11	3.44E-10	5.89E-09	6.78E-09	1.49E-09	1.10E-10	1.47E-08
6	4.35E-11	3.94E-10	7.26E-09	8.12E-09	1.66E-09	1.21E-10	1.76E-08
7	4.49E-11	4.39E-10	8.61E-09	9.39E-09	1.80E-09	1.30E-10	2.04E-08

8	7.05E-11	5.30E-10	1.11E-08	1.17E-08	2.11E-09	1.52E-10	2.57E-08
9	1.76E-10	7.92E-10	1.80E-08	1.80E-08	3.07E-09	2.22E-10	4.03E-08
10	6.78E-11	1.14E-09	2.53E-08	2.63E-08	4.26E-09	3.09E-10	5.74E-08
11	2.01E-10	1.58E-09	3.62E-08	3.62E-08	5.60E-09	4.08E-10	8.02E-08
12	1.14E-10	2.05E-09	4.55E-08	4.61E-08	6.89E-09	5.08E-10	1.01E-07
13	1.00E-10	2.48E-09	5.36E-08	5.38E-08	7.79E-09	5.88E-10	1.18E-07
14	3.54E-11	1.19E-09	1.72E-08	1.51E-08	1.57E-09	2.06E-10	3.53E-08
15	1.02E-10	2.95E-09	5.84E-08	5.70E-08	7.72E-09	6.35E-10	1.27E-07
16	9.90E-11	3.01E-09	5.65E-08	5.41E-08	7.04E-09	6.16E-10	1.21E-07
17	9.19E-11	2.93E-09	5.20E-08	4.88E-08	6.04E-09	5.69E-10	1.10E-07
18	6.28E-11	1.87E-09	3.57E-08	3.43E-08	4.52E-09	3.86E-10	7.69E-08
19	6.99E-11	2.42E-09	3.80E-08	3.40E-08	3.71E-09	4.22E-10	7.87E-08
20	5.78E-11	2.04E-09	3.03E-08	2.64E-08	2.67E-09	3.38E-10	6.19E-08
21	4.70E-11	1.65E-09	2.33E-08	1.97E-08	1.83E-09	2.60E-10	4.68E-08
22	3.67E-11	1.23E-09	1.65E-08	1.35E-08	1.15E-09	1.83E-10	3.26E-08
23	2.64E-11	7.98E-10	1.03E-08	8.09E-09	6.40E-10	1.12E-10	2.00E-08
24	1.74E-11	4.57E-10	5.72E-09	4.29E-09	3.19E-10	6.05E-11	1.09E-08
25	1.13E-11	2.58E-10	3.14E-09	2.25E-09	1.60E-10	3.19E-11	5.85E-09
26	1.06E-11	2.19E-10	2.61E-09	1.80E-09	1.23E-10	2.57E-11	4.79E-09
27	1.01E-11	1.91E-10	2.22E-09	1.46E-09	9.64E-11	2.10E-11	4.01E-09
28	9.65E-12	1.67E-10	1.89E-09	1.18E-09	7.51E-11	1.71E-11	3.34E-09
29	5.17E-12	1.22E-10	1.36E-09	9.38E-10	5.81E-11	1.37E-11	2.50E-09
30	8.60E-12	1.27E-10	1.36E-09	7.57E-10	4.47E-11	1.09E-11	2.30E-09
31	8.01E-12	1.11E-10	1.14E-09	5.98E-10	3.41E-11	8.64E-12	1.91E-09
32	8.44E-12	1.13E-10	1.13E-09	5.63E-10	3.10E-11	8.13E-12	1.85E-09
33	9.08E-12	1.14E-10	1.09E-09	4.95E-10	2.62E-11	7.11E-12	1.74E-09
34	7.68E-12	8.91E-11	8.22E-10	3.29E-10	1.68E-11	4.67E-12	1.27E-09
35	6.33E-12	7.24E-11	6.12E-10	2.14E-10	1.08E-11	2.99E-12	9.19E-10
36	5.08E-12	5.70E-11	4.51E-10	1.38E-10	7.25E-12	1.87E-12	6.61E-10
37	4.01E-12	4.47E-11	3.33E-10	8.89E-11	5.48E-12	1.16E-12	4.77E-10
38	3.01E-12	3.45E-11	2.35E-10	5.43E-11	5.96E-12	6.51E-13	3.33E-10
39	1.29E-12	1.47E-11	9.77E-11	2.18E-11	5.81E-12	2.11E-13	1.41E-10
40	1.06E-12	1.15E-11	8.30E-11	2.10E-11	8.67E-12	1.62E-13	1.25E-10

41	8.66E-13	9.64E-12	7.46E-11	2.33E-11	1.31E-11	1.24E-13	1.22E-10
42	6.96E-13	8.19E-12	7.56E-11	3.04E-11	1.97E-11	9.43E-14	1.35E-10
43	5.53E-13	7.28E-12	9.18E-11	4.49E-11	2.94E-11	7.13E-14	1.74E-10
44	4.34E-13	7.10E-12	1.32E-10	7.07E-11	4.35E-11	5.36E-14	2.53E-10
45	3.37E-13	7.87E-12	2.06E-10	1.12E-10	6.32E-11	4.01E-14	3.90E-10
46	2.58E-13	9.81E-12	3.24E-10	1.74E-10	8.97E-11	2.98E-14	5.98E-10
47	1.96E-13	1.29E-11	4.91E-10	2.57E-10	1.23E-10	2.20E-14	8.84E-10
48	1.47E-13	1.69E-11	6.96E-10	3.53E-10	1.60E-10	1.62E-14	1.23E-09
49	1.09E-13	2.18E-11	9.47E-10	4.68E-10	2.05E-10	1.18E-14	1.64E-09
50	7.94E-14	2.86E-11	1.30E-09	6.32E-10	2.69E-10	8.60E-15	2.23E-09
51	5.74E-14	3.67E-11	1.70E-09	8.41E-10	3.46E-10	6.21E-15	2.92E-09
52	4.94E-14	5.05E-11	2.25E-09	1.16E-09	4.77E-10	5.81E-15	3.94E-09
53	4.28E-14	7.34E-11	3.35E-09	1.76E-09	6.95E-10	5.35E-15	5.88E-09
54	2.46E-14	9.08E-11	4.11E-09	2.16E-09	8.63E-10	2.71E-15	7.22E-09
55	1.02E-14	9.58E-11	4.22E-09	2.11E-09	9.10E-10	9.36E-16	7.34E-09
56	3.57E-15	6.46E-12	4.72E-10	3.77E-10	1.03E-10	2.47E-16	9.59E-10
57	1.15E-15	8.99E-11	3.99E-09	1.99E-09	8.46E-10	5.98E-17	6.91E-09
58	3.37E-16	6.84E-11	3.02E-09	1.47E-09	6.36E-10	1.31E-17	5.19E-09
59	1.01E-16	5.93E-11	2.63E-09	1.29E-09	5.49E-10	2.78E-18	4.53E-09
60	2.72E-17	4.25E-11	1.90E-09	9.36E-10	3.97E-10	5.35E-19	3.27E-09
Totale	1.68E-09	3.32E-08	6.14E-07	5.68E-07	8.15E-08	6.67E-09	<b>1.30E-06</b>

**Tabella -7-1: Frequenze di interazione per affondamento nave – DUCT pipeline**

**7.1.2 Frequenze di interazione per incagliamento con il fondale**

Lo scenario di incagliamento delle navi sul fondale può avvenire quando il pescaggio di una nave è inferiore alla profondità del fondale, pertanto per calcolare la frequenza di questo rischio è necessario conoscere i valori di pescaggio medio dei vari tipi di imbarcazione, riportati in Tabella -5-6.

Avvicinandosi alla costa il fondale si alza sempre più e in alcuni casi risulta pertanto possibile l'incagliamento. Le tabelle seguenti riportano le frequenze di interazione per questo tipo di scenario.

Pipeline KP	Frequenza di incagliamento nave [eventi/km/anno]						
	All1	All2	All3	All4	All5	All6	Totale
1	0	0	0	0	0	0	0



2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0

TEA Sistemi spa



35	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	2.25E-13	2.25E-13
55	0	0	0	0	7.54E-08	7.75E-14	7.54E-08
56	0	0	0	0	8.57E-09	2.04E-14	8.57E-09
57	0	0	0	1.64E-07	7.01E-08	4.95E-15	2.35E-07
58	0	0	0	1.22E-07	5.27E-08	1.09E-15	1.74E-07
59	0	0	0	1.07E-07	4.55E-08	2.31E-16	1.52E-07
60	0	0	1.57E-07	7.75E-08	3.29E-08	4.44E-17	2.68E-07
Totale	0	0	1.57E-07	4.71E-07	2.85E-07	3.29E-13	<b>9.13E-07</b>

**Tabella -7-2: Frequenze di interazione per incagliamento con il fondale – DUCT pipeline**

### 7.1.3 Frequenze di interazione con attrezzature da pesca

La condotta da 14'' dopo l'installazione verranno interrata per uno spessore di almeno 40 cm<sup>20,25</sup>



Relativamente all'impatto delle attrezzature da pesca, l'energia derivante dall'impatto delle stesse è di solito molto contenuta (dell'ordine di  $5-10 \text{ kJ}^3 \text{ }^{21}$ ) e pertanto viene sicuramente assorbita dallo strato di ricoprimento.

Poiché le linee sono interrato, sono da escludere eventuali scenari di hooking e pull-over delle linee ad opera di attrezzature da pesca.

#### **7.1.4 Frequenze di interazione con ancore**

Le frequenze di interazione per ancoraggio di emergenza sono calcolate, sulla base delle assunzioni fatte al paragrafo 3.5, e indicate nelle tabelle, di seguito riportate, per la condotta. È stato assunto che per profondità marine maggiori di  $120 \text{ m}^{22}$  l'avvenimento di un eventuale ancoraggio di emergenza sia un fenomeno poco credibile in quanto possibile solo per alcune tipologie di navi, dotate di sufficienti catene per raggiungere tali profondità; conseguentemente, il rischio di danneggiamento delle sealines oltre tale profondità è stato assunto pari a zero.

Per quanto concerne le caratteristiche tipiche delle ancore, sono stati utilizzati i dati riportati in Tabella -11.

Come è possibile notare, le frequenze risultanti sono molto basse, e rimarrebbero trascurabili anche considerando che il 100% delle situazioni di emergenza porta ad un ancoraggio incontrollato piuttosto che il solo 10%, come assunto (§3.5).

##### **7.1.4.1 Interazione con ancore – Impatto (traffico marittimo)**

Pipeline KP	Frequenza di interazione con ancore – Impatto [eventi/km/anno]						
	All1	All2	All3	All4	All5	All6	Totale
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0

11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0
21	3.68E-12	1.04E-10	1.37E-09	9.22E-10	7.48E-11	9.39E-12	2.48E-09
22	2.88E-12	7.75E-11	9.70E-10	6.31E-10	4.71E-11	6.61E-12	1.74E-09
23	2.07E-12	5.04E-11	6.06E-10	3.79E-10	2.61E-11	4.06E-12	1.07E-09
24	1.37E-12	2.89E-11	3.36E-10	2.01E-10	1.30E-11	2.18E-12	5.83E-10
25	8.89E-13	1.63E-11	1.85E-10	1.05E-10	6.54E-12	1.15E-12	3.15E-10
26	8.31E-13	1.39E-11	1.54E-10	8.42E-11	5.02E-12	9.28E-13	2.59E-10
27	7.94E-13	1.21E-11	1.31E-10	6.86E-11	3.94E-12	7.60E-13	2.17E-10
28	7.56E-13	1.05E-11	1.11E-10	5.55E-11	3.07E-12	6.17E-13	1.82E-10
29	4.05E-13	7.70E-12	8.00E-11	4.39E-11	2.37E-12	4.96E-13	1.35E-10
30	6.74E-13	8.04E-12	7.97E-11	3.54E-11	1.83E-12	3.95E-13	1.26E-10
31	6.28E-13	7.04E-12	6.73E-11	2.80E-11	1.40E-12	3.12E-13	1.05E-10
32	6.61E-13	7.12E-12	6.65E-11	2.63E-11	1.27E-12	2.94E-13	1.02E-10
33	7.11E-13	7.19E-12	6.42E-11	2.32E-11	1.07E-12	2.57E-13	9.66E-11
34	6.02E-13	5.62E-12	4.83E-11	1.54E-11	6.88E-13	1.69E-13	7.08E-11
35	4.96E-13	4.57E-12	3.60E-11	1.00E-11	4.43E-13	1.08E-13	5.17E-11
36	3.98E-13	3.60E-12	2.66E-11	6.46E-12	2.96E-13	6.77E-14	3.74E-11
37	3.14E-13	2.82E-12	1.96E-11	4.16E-12	2.24E-13	4.20E-14	2.72E-11
38	2.36E-13	2.18E-12	1.38E-11	2.55E-12	2.43E-13	2.35E-14	1.90E-11
39	1.01E-13	9.26E-13	5.75E-12	1.02E-12	2.37E-13	7.62E-15	8.04E-12
40	8.34E-14	7.27E-13	4.89E-12	9.85E-13	3.54E-13	5.86E-15	7.04E-12
41	6.78E-14	6.09E-13	4.39E-12	1.09E-12	5.34E-13	4.48E-15	6.70E-12
42	5.45E-14	5.17E-13	4.45E-12	1.42E-12	8.04E-13	3.41E-15	7.25E-12
43	4.33E-14	4.60E-13	5.40E-12	2.10E-12	1.20E-12	2.58E-15	9.21E-12

44	3.40E-14	4.48E-13	7.74E-12	3.31E-12	1.78E-12	1.94E-15	1.33E-11
45	2.64E-14	4.97E-13	1.21E-11	5.27E-12	2.58E-12	1.45E-15	2.05E-11
46	2.02E-14	6.20E-13	1.91E-11	8.16E-12	3.67E-12	1.08E-15	3.15E-11
47	1.53E-14	8.17E-13	2.89E-11	1.20E-11	5.02E-12	7.96E-16	4.68E-11
48	1.15E-14	1.07E-12	4.10E-11	1.65E-11	6.55E-12	5.85E-16	6.51E-11
49	8.50E-15	1.37E-12	5.58E-11	2.19E-11	8.39E-12	4.27E-16	8.74E-11
50	6.22E-15	1.81E-12	7.63E-11	2.96E-11	1.10E-11	3.11E-16	1.19E-10
51	4.50E-15	2.32E-12	1.00E-10	3.94E-11	1.41E-11	2.24E-16	1.56E-10
52	3.87E-15	3.19E-12	1.32E-10	5.43E-11	1.95E-11	2.10E-16	2.09E-10
53	3.35E-15	4.63E-12	1.97E-10	8.25E-11	2.84E-11	1.93E-16	3.13E-10
54	1.93E-15	5.73E-12	2.42E-10	1.01E-10	3.53E-11	9.80E-17	3.84E-10
55	8.02E-16	6.05E-12	2.49E-10	9.88E-11	3.72E-11	3.38E-17	3.91E-10
56	2.80E-16	4.08E-13	2.78E-11	1.77E-11	4.23E-12	8.91E-18	5.01E-11
57	9.01E-17	5.68E-12	2.35E-10	9.30E-11	3.46E-11	2.16E-18	3.68E-10
58	2.64E-17	4.32E-12	1.78E-10	6.87E-11	2.60E-11	4.75E-19	2.77E-10
59	7.93E-18	3.74E-12	1.55E-10	6.05E-11	2.24E-11	1.01E-19	2.41E-10
60	2.13E-18	2.69E-12	1.12E-10	4.38E-11	1.62E-11	1.93E-20	1.74E-10
Totale	1.88E-11	4.18E-10	6.26E-09	3.41E-09	4.7E-10	2.79E-11	<b>1.06E-08</b>

**Tabella -7-3: Frequenze di interazione con ancore (impatto) – DUCT pipeline**

7.1.4.2 Interazione con ancore – Aggancio (traffico marittimo)

Pipeline KP	Frequenza di interazione con ancore – Aggancio [eventi/km/anno]						
	All1	All2	All3	All4	All5	All6	Totale
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0

8	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0
21	4.16E-11	1.11E-09	1.20E-08	6.61E-09	5.73E-10	8.44E-11	2.04E-08
22	3.25E-11	8.25E-10	8.52E-09	4.53E-09	3.61E-10	5.94E-11	1.43E-08
23	2.34E-11	5.36E-10	5.32E-09	2.72E-09	2.00E-10	3.65E-11	8.84E-09
24	1.54E-11	3.07E-10	2.95E-09	1.44E-09	9.97E-11	1.96E-11	4.84E-09
25	1.01E-11	1.73E-10	1.62E-09	7.55E-10	5.00E-11	1.04E-11	2.62E-09
26	9.40E-12	1.47E-10	1.35E-09	6.04E-10	3.85E-11	8.34E-12	2.16E-09
27	8.98E-12	1.29E-10	1.15E-09	4.92E-10	3.02E-11	6.83E-12	1.82E-09
28	8.55E-12	1.12E-10	9.76E-10	3.98E-10	2.35E-11	5.54E-12	1.52E-09
29	4.58E-12	8.19E-11	7.02E-10	3.15E-10	1.82E-11	4.46E-12	1.13E-09
30	7.62E-12	8.56E-11	7.00E-10	2.54E-10	1.40E-11	3.55E-12	1.07E-09
31	7.10E-12	7.49E-11	5.91E-10	2.01E-10	1.07E-11	2.81E-12	8.88E-10
32	7.48E-12	7.58E-11	5.84E-10	1.89E-10	9.69E-12	2.64E-12	8.69E-10
33	8.04E-12	7.65E-11	5.64E-10	1.66E-10	8.21E-12	2.31E-12	8.25E-10
34	6.81E-12	5.99E-11	4.25E-10	1.10E-10	5.27E-12	1.52E-12	6.08E-10
35	5.61E-12	4.87E-11	3.16E-10	7.20E-11	3.39E-12	9.71E-13	4.47E-10
36	4.50E-12	3.83E-11	2.33E-10	4.63E-11	2.27E-12	6.08E-13	3.25E-10
37	3.55E-12	3.00E-11	1.72E-10	2.99E-11	1.72E-12	3.78E-13	2.38E-10
38	2.67E-12	2.32E-11	1.21E-10	1.82E-11	1.86E-12	2.11E-13	1.67E-10
39	1.15E-12	9.85E-12	5.05E-11	7.33E-12	1.82E-12	6.85E-14	7.07E-11
40	9.43E-13	7.73E-12	4.29E-11	7.06E-12	2.71E-12	5.27E-14	6.14E-11

41	7.67E-13	6.48E-12	3.86E-11	7.83E-12	4.09E-12	4.03E-14	5.78E-11
42	6.16E-13	5.50E-12	3.91E-11	1.02E-11	6.16E-12	3.06E-14	6.16E-11
43	4.90E-13	4.89E-12	4.74E-11	1.51E-11	9.21E-12	2.32E-14	7.71E-11
44	3.84E-13	4.77E-12	6.80E-11	2.37E-11	1.36E-11	1.74E-14	1.10E-10
45	2.98E-13	5.29E-12	1.06E-10	3.77E-11	1.98E-11	1.30E-14	1.69E-10
46	2.29E-13	6.59E-12	1.68E-10	5.85E-11	2.81E-11	9.67E-15	2.61E-10
47	1.73E-13	8.70E-12	2.54E-10	8.62E-11	3.85E-11	7.15E-15	3.87E-10
48	1.30E-13	1.14E-11	3.60E-10	1.19E-10	5.02E-11	5.26E-15	5.40E-10
49	9.61E-14	1.46E-11	4.90E-10	1.57E-10	6.42E-11	3.84E-15	7.26E-10
50	7.03E-14	1.93E-11	6.70E-10	2.12E-10	8.42E-11	2.79E-15	9.86E-10
51	5.09E-14	2.47E-11	8.79E-10	2.82E-10	1.08E-10	2.02E-15	1.29E-09
52	4.37E-14	3.39E-11	1.16E-09	3.89E-10	1.49E-10	1.89E-15	1.74E-09
53	3.79E-14	4.93E-11	1.73E-09	5.91E-10	2.17E-10	1.74E-15	2.59E-09
54	2.18E-14	6.10E-11	2.12E-09	7.25E-10	2.70E-10	8.81E-16	3.18E-09
55	9.07E-15	6.44E-11	2.18E-09	7.09E-10	2.85E-10	3.04E-16	3.24E-09
56	3.16E-15	4.34E-12	2.44E-10	1.27E-10	3.24E-11	8.01E-17	4.07E-10
57	1.02E-15	6.04E-11	2.06E-09	6.67E-10	2.65E-10	1.94E-17	3.05E-09
58	2.99E-16	4.60E-11	1.56E-09	4.93E-10	1.99E-10	4.27E-18	2.30E-09
59	8.97E-17	3.99E-11	1.36E-09	4.33E-10	1.72E-10	9.04E-19	2.00E-09
60	2.41E-17	2.86E-11	9.81E-10	3.14E-10	1.24E-10	1.74E-19	1.45E-09
Totale	2.13E-10	4.45E-09	5.5E-08	2.44E-08	3.59E-09	2.51E-10	<b>8.79E-08</b>

**Tabella -7-4: Frequenze di interazione con ancore (aggancio) – DUCT pipeline**

### 7.1.5 Frequenze di interazione per caduta oggetti dalle imbarcazioni in movimento

Le frequenze di interazione per caduta oggetti con la condotta sono riportate nelle tabelle che seguono.

Pipeline KP	Frequenza di interazione per caduta oggetti [eventi/km/anno]						
	All1	All2	All3	All4	All5	All6	Totale
1	9.80E-11	4.10E-10	7.47E-09	3.73E-09	1.84E-10	2.17E-11	1.19E-08
2	3.01E-11	1.59E-10	3.77E-09	1.84E-09	8.70E-11	9.64E-12	5.89E-09

3	1.23E-10	4.00E-10	4.42E-09	2.34E-09	1.32E-10	1.76E-11	7.44E-09
4	2.66E-10	9.38E-10	1.26E-08	6.51E-09	3.44E-10	4.35E-11	2.07E-08
5	3.70E-10	1.41E-09	2.21E-08	1.10E-08	5.36E-10	6.35E-11	3.55E-08
6	3.67E-10	1.52E-09	2.72E-08	1.32E-08	5.92E-10	6.53E-11	4.29E-08
7	3.74E-10	1.59E-09	3.22E-08	1.52E-08	6.38E-10	6.57E-11	5.00E-08
8	5.96E-10	1.80E-09	4.17E-08	1.88E-08	7.48E-10	7.19E-11	6.37E-08
9	1.53E-09	2.51E-09	6.82E-08	2.88E-08	1.08E-09	9.66E-11	1.02E-07
10	5.06E-10	3.36E-09	9.36E-08	4.19E-08	1.50E-09	1.25E-10	1.41E-07
11	1.68E-09	4.31E-09	1.34E-07	5.68E-08	1.96E-09	1.54E-10	1.99E-07
12	8.37E-10	5.24E-09	1.66E-07	7.13E-08	2.40E-09	1.80E-10	2.46E-07
13	6.67E-10	5.92E-09	1.92E-07	8.13E-08	2.68E-09	1.96E-10	2.82E-07
14	2.43E-10	1.48E-09	4.81E-08	1.47E-08	4.44E-10	3.67E-11	6.51E-08
15	6.63E-10	6.01E-09	2.00E-07	8.05E-08	2.57E-09	1.83E-10	2.90E-07
16	6.41E-10	5.60E-09	1.88E-07	7.30E-08	2.29E-09	1.62E-10	2.69E-07
17	5.96E-10	4.94E-09	1.67E-07	6.20E-08	1.91E-09	1.34E-10	2.36E-07
18	4.08E-10	3.57E-09	1.20E-07	4.71E-08	1.48E-09	1.04E-10	1.73E-07
19	4.60E-10	3.29E-09	1.13E-07	3.70E-08	1.07E-09	7.53E-11	1.55E-07
20	3.86E-10	2.49E-09	8.61E-08	2.61E-08	7.25E-10	5.08E-11	1.16E-07
21	3.20E-10	1.81E-09	6.35E-08	1.75E-08	4.60E-10	3.22E-11	8.36E-08
22	2.59E-10	1.23E-09	4.35E-08	1.07E-08	2.63E-10	1.84E-11	5.60E-08
23	1.95E-10	7.36E-10	2.67E-08	5.79E-09	1.31E-10	9.20E-12	3.35E-08
24	1.34E-10	3.98E-10	1.48E-08	2.81E-09	5.93E-11	4.15E-12	1.82E-08
25	9.04E-11	2.16E-10	8.20E-09	1.39E-09	2.77E-11	1.94E-12	9.93E-09
26	8.62E-11	1.77E-10	6.88E-09	1.05E-09	1.97E-11	1.38E-12	8.22E-09
27	8.38E-11	1.50E-10	5.93E-09	8.09E-10	1.43E-11	9.98E-13	6.99E-09
28	8.10E-11	1.26E-10	5.13E-09	6.20E-10	1.02E-11	7.12E-13	5.96E-09
29	4.15E-11	8.86E-11	3.44E-09	4.72E-10	7.17E-12	5.01E-13	4.05E-09
30	7.40E-11	9.03E-11	3.84E-09	3.57E-10	4.98E-12	3.49E-13	4.36E-09
31	6.95E-11	7.63E-11	3.32E-09	2.68E-10	3.42E-12	2.40E-13	3.74E-09
32	7.37E-11	7.53E-11	3.33E-09	2.39E-10	2.70E-12	1.89E-13	3.72E-09
33	7.99E-11	7.31E-11	3.32E-09	1.98E-10	1.95E-12	1.36E-13	3.68E-09
34	6.82E-11	5.56E-11	2.61E-09	1.23E-10	1.04E-12	7.24E-14	2.86E-09
35	5.65E-11	4.19E-11	2.02E-09	7.56E-11	5.34E-13	3.74E-14	2.19E-09

36	4.56E-11	3.12E-11	1.54E-09	4.56E-11	2.68E-13	1.88E-14	1.67E-09
37	3.61E-11	2.33E-11	1.17E-09	2.75E-11	1.33E-13	9.30E-15	1.26E-09
38	2.72E-11	1.65E-11	8.53E-10	1.50E-11	6.00E-14	4.20E-15	9.12E-10
39	1.17E-11	6.84E-12	3.62E-10	4.78E-12	1.67E-14	1.17E-15	3.85E-10
40	9.65E-12	5.64E-12	3.02E-10	3.63E-12	1.13E-14	7.90E-16	3.21E-10
41	7.85E-12	4.73E-12	2.56E-10	2.75E-12	7.54E-15	5.29E-16	2.71E-10
42	6.31E-12	4.17E-12	2.23E-10	2.07E-12	5.01E-15	3.51E-16	2.36E-10
43	5.01E-12	4.11E-12	2.08E-10	1.56E-12	3.31E-15	2.32E-16	2.19E-10
44	3.94E-12	4.78E-12	2.15E-10	1.16E-12	2.17E-15	1.52E-16	2.25E-10
45	3.06E-12	6.46E-12	2.50E-10	8.65E-13	1.41E-15	9.90E-17	2.60E-10
46	2.34E-12	9.41E-12	3.17E-10	6.40E-13	9.11E-16	6.40E-17	3.29E-10
47	1.78E-12	1.37E-11	4.16E-10	4.72E-13	5.85E-16	4.11E-17	4.32E-10
48	1.33E-12	1.89E-11	5.36E-10	3.46E-13	3.73E-16	2.62E-17	5.57E-10
49	9.85E-13	2.50E-11	6.81E-10	2.52E-13	2.36E-16	1.66E-17	7.07E-10
50	7.21E-13	3.35E-11	8.86E-10	1.84E-13	1.48E-16	1.04E-17	9.21E-10
51	5.21E-13	4.34E-11	1.13E-09	1.33E-13	9.25E-17	6.50E-18	1.17E-09
52	4.48E-13	5.99E-11	1.54E-09	1.26E-13	7.17E-17	5.01E-18	1.60E-09
53	3.88E-13	8.74E-11	2.23E-09	1.19E-13	5.15E-17	3.57E-18	2.32E-09
54	2.23E-13	1.08E-10	2.75E-09	6.32E-14	1.94E-17	1.33E-18	2.86E-09
55	9.30E-14	1.15E-10	2.90E-09	2.35E-14	4.84E-18	3.24E-19	3.02E-09
56	3.25E-14	7.68E-12	1.95E-10	7.05E-15	9.37E-19	6.01E-20	2.03E-10
57	1.05E-14	1.08E-10	2.72E-09	2.12E-15	1.76E-19	1.04E-20	2.83E-09
58	3.07E-15	8.18E-11	2.07E-09	6.47E-16	3.30E-20	1.69E-21	2.16E-09
59	9.23E-16	7.10E-11	1.80E-09	2.06E-16	6.64E-21	2.87E-22	1.87E-09
60	2.48E-16	5.09E-11	1.29E-09	6.54E-17	1.37E-21	4.82E-23	1.35E-09
Totale	1.27E-08	6.33E-08	1.95E-06	7.36E-07	2.44E-08	1.93E-09	<b>2.79E-06</b>

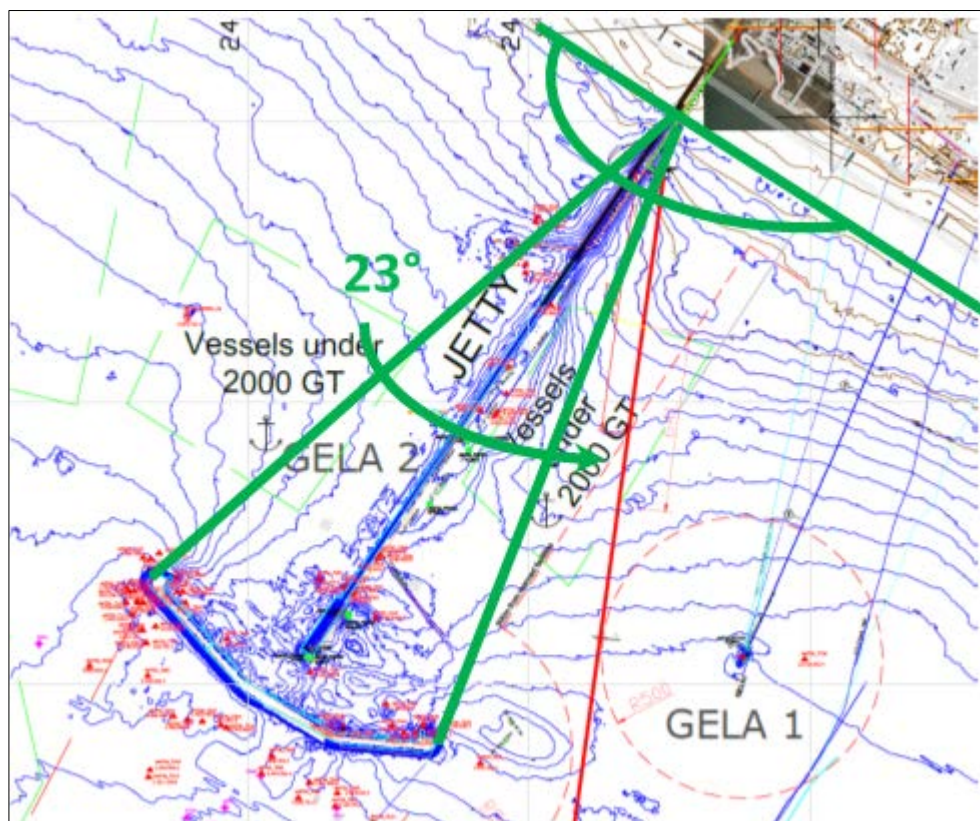
**Tabella -7-5: Frequenze di interazione per caduta oggetti – DUCT pipeline**

### **7.1.6 Frequenze di interazione con il riser**

Nella configurazione DUCT il riser è ubicato sul pontile a circa 470 m di distanza dalla costa. In tale zona la profondità dell'acqua è di 5 m, pertanto la frequenza di interazione con il riser per traffico marittimo è trascurabile, in quanto le imbarcazioni in esame presentano tutte un pescaggio maggiore e quindi prima di avvicinarsi al riser si incaglierebbero nel fondale.

Per quanto concerne le imbarcazioni erranti (ovvero i random distributed vessels), in base ai dati a disposizione è possibile calcolare la frequenza di collisione (§3.1). In particolare, si assume:

- D pari alla larghezza di una imbarcazione di categoria ALL1 (quindi 10 m) + il diametro del riser (14''), pertanto  $D = 10.35$  m;
- $\rho = 0.097$  navi/km<sup>2</sup> (§5.5);
- $v = 5.1856$  km/h (§5.5);
- $P_2 = 2E-4$  (§3.1);
- $P_3 = 1$  perché non sono previsti standby vessels o sistemi RACON (§3.1);
- $P_{\text{riser}}$  viene calcolata considerando che di fronte al pontile esiste una struttura di protezione che limita l'angolo di arrivo delle imbarcazioni. In particolare, come visibile in Figura 7-1 l'angolo coperto è pari a  $23^\circ$ .



**Figura 7-1 – Angolo coperto dalla struttura di protezione del pontile**

Nel caso DUCT sul lato destro (linea blu Figura 7-1), pertanto si può considerare che, dato che dal lato opposto il pontile protegge il riser, il fattore di riduzione  $\alpha$  può essere calcolato come



$\alpha = \frac{180^\circ - 90^\circ - (23^\circ / 2)}{180^\circ} = 0.44$ . Pertanto, dato che non esiste una piattaforma che possa proteggere

ulteriormente il riser, risulta che  $P_{\text{riser}}$  è pari ad  $\alpha$ , ovvero 0.44.

Si ottiene quindi che  $F_{\text{coll\_riser}}$  per random distributed vessels per la configurazione DUCT è pari a 4.54E-07.

## 7.2 VALUTAZIONE DEL DANNO

### 7.2.1 Valutazione del danno dovuto all'impatto di navi in affondamento

Nel caso di affondamento navi viene assunto che tutti gli eventi portino a rottura della condotta. Pertanto, con riferimento alla Tabella -3-2 si ottengono le frequenze riportate in Tabella -7-6, per la sezione offshore, e in Tabella -7-7. per il tratto di arrivo a costa (frequenze in ev/yr).

Condotta	Frequenza globale (da Tabella -7-1)	R0	R1	R2
DUCT	1.30E-06	1.30E-07	2.60E-07	9.11E-07

**Tabella -7-8: Frequenze di rilascio per impatto di navi in affondamento. Sezione Offshore**

Arrivo a costa	Frequenza globale (da Tabella -7-1)	R0	R1	R2
DUCT	3.27E-09	3.27E-10	6.55E-10	2.29E-09

**Tabella -7-9: Frequenze di rilascio per impatto di navi in affondamento. Sezione Arrivo a costa**

### 7.2.2 Valutazione del danno dovuto all'incagliamento di navi

Nel caso di incagliamento navi viene assunto che tutti gli eventi portino a rottura della condotta. Pertanto, con riferimento alla Tabella -3-2, si ottengono le frequenze riportate in Tabella -7-8 e Tabella -7-9 (frequenze in ev/yr).

Condotta	Frequenza globale (da Tabella -7-2)	R0	R1	R2
DUCT	6.45E-07	6.45E-08	1.29E-07	4.52E-07

**Tabella -7-8: Frequenze di rilascio per impatto dovuto ad incagliamento navi. Sezione Offshore**

Arrivo a costa	Frequenza globale (da Tabella -7-2)	R0	R1	R2
DUCT	2.68E-07	2.68E-08	5.35E-08	1.87E-07

**Tabella -7-9: Frequenze di rilascio per impatto dovuto ad incagliamento navi. Arrivo a costa**

### 7.2.3 Valutazione del danno dovuto all'impatto di ancore

#### 7.2.3.1 Traffico marittimo

Per ogni stazza di imbarcazione è stata calcolata l'energia di impatto della sua ancora e valutata quindi l'intensità dell'ammaccamento. Riferendosi quindi alla Tabella -3-2 si è valutata la frequenza di rilascio. Al fine di una maggiore conservatività, dato che alcuni tratti di condotta non presentano uno spessore di rivestimento di cemento intorno ad esse, il contributo di resistenza dato dallo strato di cemento non è stato preso in considerazione nei calcoli relativi all'impatto di ancore. Per quanto concerne lo strato di ricoprimento di terreno, come evidenziato al paragrafo §7.1.3, si è considerato uno spessore di ricoprimento di 40 cm per tutte le condotte.

	Peso dell'ancora (kg)						Totale
	900	1440	3060	8700	17800	29000	
R0	1.70E-11	3.74E-10	1.54E-09	3.36E-10	4.53E-11	2.79E-12	2.31E-09
R1	1.89E-12	4.16E-11	3.07E-09	6.72E-10	9.07E-11	5.58E-12	3.88E-09
R2	0.00E+00	0.00E+00	1.54E-09	2.35E-09	3.17E-10	1.95E-11	4.23E-09
<b>Totale</b>	1.89E-11	4.16E-10	6.14E-09	3.36E-09	4.53E-10	2.79E-11	

**Tabella -7-10: Frequenza di rilascio per impatto ancore – DUCT pipeline**

	Peso dell'ancora (kg)						Totale
	900	1440	3060	8700	17800	29000	
R0	1.92E-18	2.42E-12	2.79E-11	4.38E-12	1.62E-12	1.93E-21	3.63E-11

R1	2.13E-19	2.69E-13	5.58E-11	8.76E-12	3.24E-12	3.87E-21	6.81E-11
R2	0.00E+00	0.00E+00	2.79E-11	3.07E-11	1.13E-11	1.35E-20	6.99E-11
<b>Totale</b>	2.13E-18	2.69E-12	1.12E-10	4.38E-11	1.62E-11	1.93E-20	

**Tabella -7-11: Frequenza di rilascio per impatto ancore – DUCT arrivo a costa**

## 7.2.4 Valutazione del danno dovuto all'aggancio di ancore

### 7.2.4.1 Traffico marittimo

Per quanto riguarda l'aggancio delle condotte con ancore è stato calcolato  $D_{max}$  per i vari tipi di ancora considerati nello studio<sup>23</sup>, ed è stato confrontato con il valore del diametro della condotta sommato allo spessore dell'interramento. Come già riportato in precedenza, non è stato preso in considerazione lo spessore del rivestimento di cemento perché in alcune zone questo non è presente. Tale assunzione è conservativa anche in questo caso, perché la condotta risulta con un diametro inferiore e pertanto l'aggancio di un'ancora è più probabile.

In Tabella -7-12 sono riportati i risultati per le condotte in esame (z rappresenta lo spessore di interramento e  $x_0$  lo spessore del rivestimento di cemento). Le frequenze di rilascio risultanti sono riassunte in Tabella -7-12 e tabella 7-14.

	Peso dell'ancora (kg)					
	900	1440	3060	8700	17800	29000
$D_{max}$ (mm)	582	692	874	1237	1543	1815
D+z (mm)	756	756	756	756	756	756
Hooking	No	No	Sì	Sì	Sì	Sì

**Tabella -7-13: Valutazione aggancio di ancore – DUCT pipeline**

	Peso dell'ancora (kg)						Totale
	900	1440	3060	8700	17800	29000	
R0	2.13E-10	4.42E-09	5.40E-09	2.41E-09	3.47E-10	2.51E-11	1.28E-08
R1	0.00E+00	0.00E+00	1.08E-08	4.82E-09	6.94E-10	5.01E-11	1.64E-08
R2	0.00E+00	0.00E+00	3.78E-08	1.69E-08	2.43E-09	1.75E-10	5.73E-08
<b>Totale</b>	2.13E-10	4.42E-09	5.40E-08	2.41E-08	3.47E-09	2.51E-10	

**Tabella -7-14: Frequenza di rilascio per aggancio ancore – DUCT pipeline**

	Peso dell'ancora (kg)						Totale
	900	1440	3060	8700	17800	29000	
R0	2.41E-17	2.86E-11	9.81E-11	3.14E-11	1.24E-11	1.74E-20	1.71E-10
R1	0.00E+00	0.00E+00	1.96E-10	6.28E-11	2.48E-11	3.48E-20	2.84E-10
R2	0.00E+00	0.00E+00	6.87E-10	2.20E-10	8.69E-11	1.22E-19	9.93E-10
<b>Totale</b>	2.41E-17	2.86E-11	9.81E-10	3.14E-10	1.24E-10	1.74E-19	

**Tabella -7-15: Frequenza di rilascio per aggancio ancore – DUCT arrivo a costa**

### 7.2.5 Valutazione del danno dovuto alla caduta oggetti da imbarcazioni in movimento

Con riferimento alle dimensioni ed il peso di un container standard da 20' e un valore medio della velocità terminale pari a 2 m/s, si ottiene un valore dell'energia cinetica d'impatto pari a circa 133 kJ.

Confrontando tale valore con l'energia necessaria per produrre un danno, si ottiene che in tutti i tratti di condotta da 14'' l'energia è superiore al valore che provoca una intaccatura sulla linea pari al 20% del diametro della condotta.

Pertanto, con riferimento alla Tabella -3-2 si ottengono le frequenze di rilascio indicate in Tabella -7-16 e Tabella -7-17.

Condotta	R0	R1	R2
DUCT	2.79E-07	5.57E-07	1.95E-06

**Tabella -7-18: Frequenze di rilascio per impatto di containers. Sezione Offshore**

Arrivo a costa	R0	R1	R2
DUCT	1.35E-10	2.69E-10	9.42E-10

**Tabella -7-19: Frequenze di rilascio per impatto di containers. Arrivo a costa**

### 7.2.6 Valutazione del danno dovuto ad impatto di imbarcazioni con il riser

Nel caso DUCT si è valutato in precedenza (§7.1.6) che la frequenza di interazione del riser con imbarcazioni erranti è pari a 4.54E-07. In caso di impatto di tali imbarcazioni con il riser in maniera conservativa si assume che ci sia rottura. Di conseguenza le frequenze di rilascio sono quelle riportate in Tabella -7-20.

<b>R0</b>	<b>R1</b>	<b>R2</b>
4.54E-08	9.08E-08	3.18E-07

**Tabella -7-21: Frequenze di rilascio per impatto di random distributed vessels con il riser.**

### 7.2.7 Tabella riassuntiva delle frequenze di rilascio

In Tabella -7-22 e Tabella -7-23 sono riassunti i risultati relativi alle frequenze di rilascio per tutti i casi presi in analisi rispettivamente per la sezione offshore e quella di arrivo a costa.

<b>Causa di rottura</b>	<b>R1</b>	<b>R2</b>
Caduta oggetti da imbarcazioni in movimento	5.57E-07	1.95E-06
Aggancio ancore	1.64E-08	5.73E-08
Impatto ancore	3.88E-09	4.23E-09
Navi in affondamento	2.60E-07	9.11E-07
Incagliamento di navi	1.29E-07	4.52E-07

**Tabella -7-24: Frequenze di rilascio per le diverse cause analizzate. Offshore**

<b>Arrivo a costa</b>	<b>R1</b>	<b>R2</b>
Caduta oggetti da imbarcazioni in movimento	2.69E-10	9.42E-10
Aggancio ancore	2.84E-10	9.93E-10
Impatto ancore	6.81E-11	6.99E-11
Navi in affondamento	6.55E-10	2.29E-09
Incagliamento di navi	5.35E-08	1.87E-07

**Tabella -7-25: Frequenze di rilascio per le diverse cause analizzate. Arrivo a costa**

## 8 VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE

La valutazione delle conseguenze associate ad un eventuale rottura sulle linee è stata effettuata in corrispondenza di 3 punti diversi:

1. *Manifold di Cassiopea (KP 0)*: rottura sottomarina a circa 660 m di profondità del mare. Coerentemente con lo studio precedente in tale posizione è stata simulata solo la rottura a ghigliottina
2. *Rottura in corrispondenza di KP 15*: rottura sottomarina ipotizzata nella sezione con frequenza di interazione maggiore. Tale rottura si trova ad una profondità del mare di circa 377 m.
3. *Rottura nella sezione di arrivo a costa*: la rottura è stata considerata a valle della SSIV nel tratto atmosferico. Al fine completare l'analisi è stata simulata la rottura a ghigliottina anche a monte della valvola in modo da valutare eventuali problemi di stabilità che si possono generare al seguito del rilascio

In accordo con le DNV-RP-F107, sono state considerate le seguenti dimensioni di rottura:

- 70 mm, corrispondente ad una rottura piccola-media (R1)
- A ghigliottina (R2)

Per le rotture sottomarine, a seguito del rilascio si determina la formazione di un *plume* che risale verso la superficie dapprima sotto forma di getto e successivamente sotto forma di bolle, formando idrati qualora le condizioni di temperatura e pressione favoriscano il processo. In Figura 8-1 è riportato l'andamento della curva degli idrati, caratteristica del fluido in oggetto, e il profilo di temperatura dell'acqua di mare: come si può notare le condizioni ambientali sono tali da sfavorire la formazione di idrati (le curve non si intersecano).

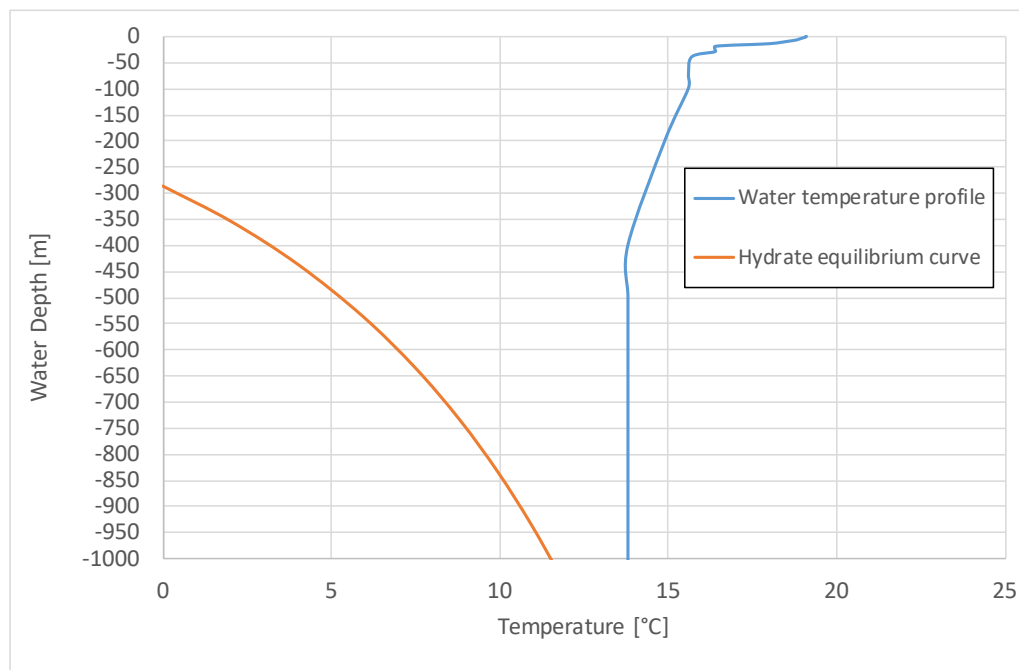
L'evoluzione sottomarina del rilascio è stata analizzata con CDOG al fine di valutare se il gas che raggiunge la superficie del mare possa dar luogo a miscele infiammabili.

In Figura 8-2 si riporta l'andamento della portata di rilascio nel tempo a seguito della rottura a ghigliottina al manifold Cassiopea (KP0), comune a tutte e tre le configurazioni, mentre in Tabella -33 sono indicati i principali parametri di rilascio. Si fa notare che il sistema di rilevamento non interviene automaticamente poiché la pressione in linea rimane superiore, nonostante la riduzione della pressione dovuta al rilascio, al set point del sistema di rilevamento. È stato pertanto assunto un intervento manuale come previsto dagli standard aziendali, aderenti alle linee guida internazionali per impianti Oil & Gas.

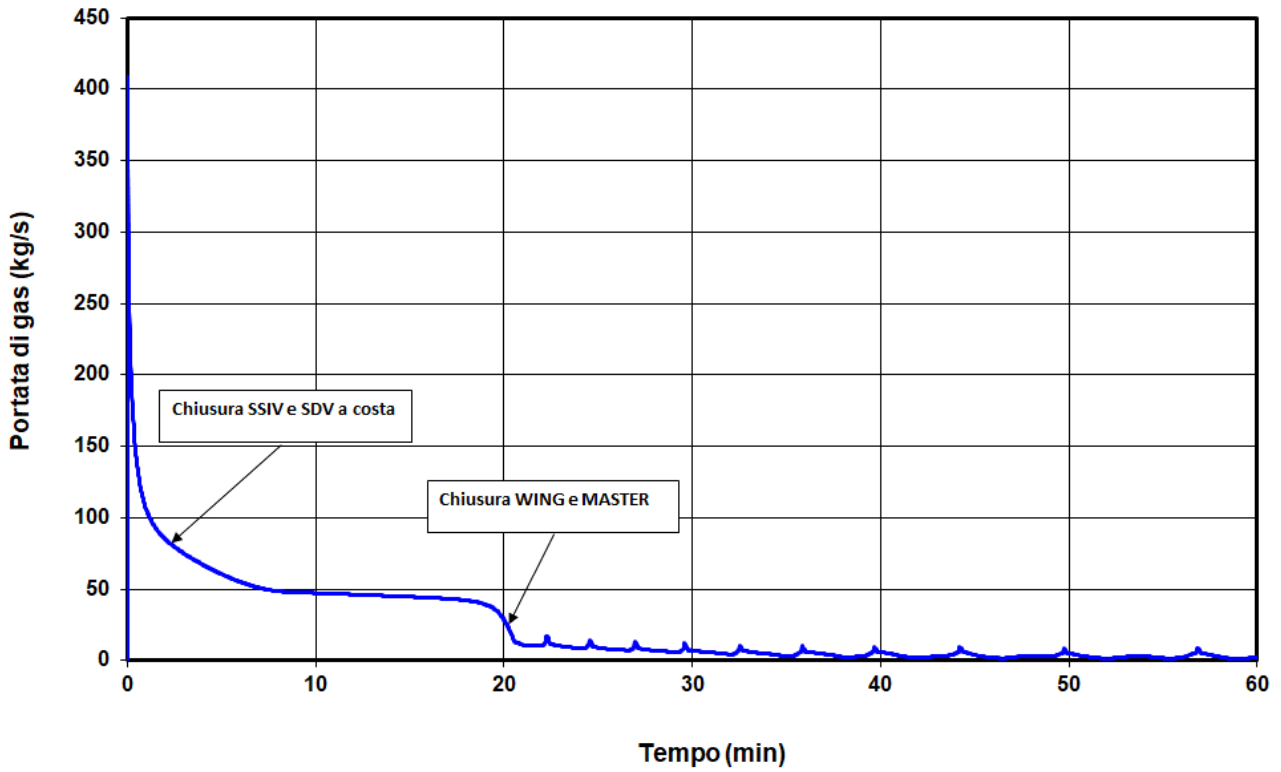
A seguito del rilascio una frazione significativa di gas fuoriuscito si dissolve in mare e il residuo risale in superficie sotto forma di bolle determinando una *bubbling area*. La concentrazione di infiammabili all'interno di quest'area è stata calcolata con il modello di Fanelop & Sjoen<sup>24</sup>.

La massima concentrazione in superficie risulta pari a 1.97% vol, inferiore pertanto ai limiti di infiammabilità del gas scaricato (1/2 LEL= 2.5% vol), è pertanto scongiurata la possibilità che si verifichi un innesco.

La presenza di gas nella colonna d'acqua porta ad una riduzione locale della densità inferiore dell'1% (Figura 8-3), non si presentano quindi eventuali problemi di stabilità delle imbarcazioni che possano transitare nell'area.



**Figura 8-1 – Curva degli idrati**

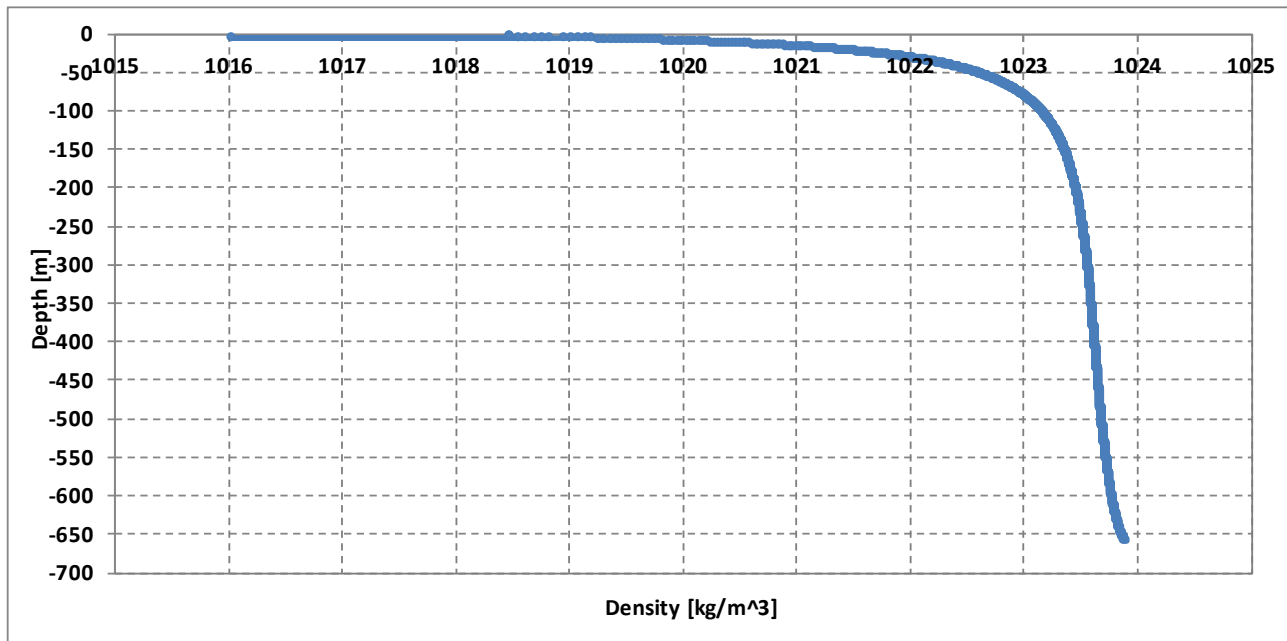


**Figura 8-2 – Rottura a ghigliottina a KP0**

Rottura	Diametro della rottura	Configurazione	Rilevamento della rottura		Durata totale scarico h	Gas rilasciato (Olga) kg	Portata di picco Gas kg/s	Acqua fuoriuscita kg
	mm		Modalità	Tempo				
Manifold Cassiopea KP0	Full bore	DUCT	Manuale	Istantaneo	1.7	88185	408	183

**Tabella 8-1: Caratterizzazione del rilascio a KP0**





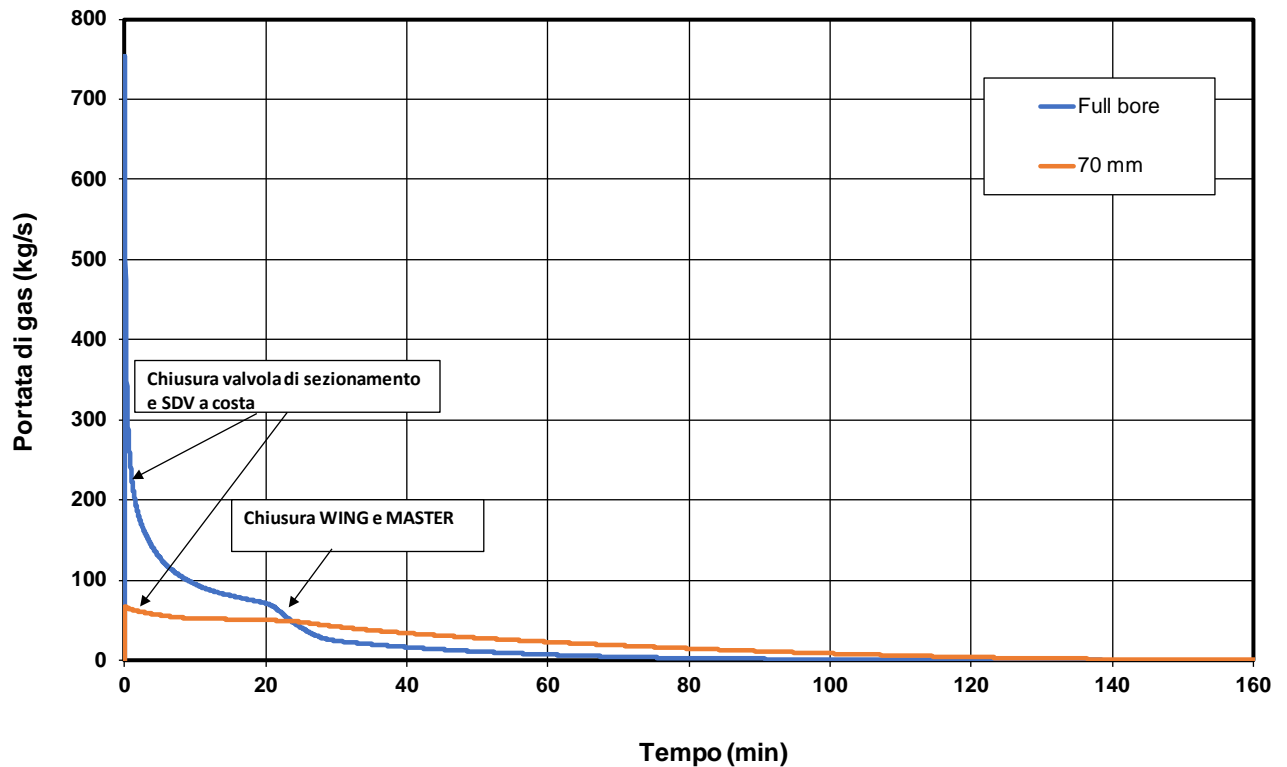
**Figura 8-3 – Rottura a ghigliottina a KP0. Variazione della densità a seguito del rilascio**

In Figura 8-4 si riportano gli andamenti della portata rilasciata nel tempo nel caso di rotture sottomarine a KP15, i parametri caratteristici dei rilasci sono indicati in Tabella -8-2.

L'analisi effettuata dimostra che una frazione significativa di gas rilasciato si dissolve in mare e il residuo risale in superficie in concentrazioni indicate in Tabella -8-3, al di sopra della *bubbling area*. La concentrazione di infiammabili all'interno di quest'area è stata calcolata con il modello di Fannelop & Sjoen<sup>24</sup>.

Confrontando tali valori di concentrazione ottenuti con i limiti di infiammabilità del gas scaricato ( $1/2 \text{ LEL} = 2.5\% \text{ vol}$ ) appare evidente che il gas si diluisce rapidamente appena raggiunto il pelo libero dell'acqua, fatta eccezione per la rottura a ghigliottina a KP15 per la quale la dispersione del gas infiammabile è stata analizzata con CALPUFF ottenendo un'area di impatto di 600m (Figura 8-5). Tenendo in considerazione che non si hanno installazioni fisse lungo il profilo della linea e che le frequenze di interazione tra linea ed imbarcazioni sono molto basse si può ritenere che il rischio per la sicurezza delle persone, compresi gli equipaggi delle imbarcazioni, sia trascurabile.

Anche nel caso di rottura sottomarina (KP15), la riduzione locale di densità dovuta alla presenza di gas nella colonna d'acqua risulta trascurabile (Figura 8-6), non si presentano quindi eventuali problemi di stabilità delle imbarcazioni che possano transitare nell'area.


**Figura 8-4 - Rottura KP15**

Rottura	Diametro della rottura	Rilevamento della rottura		Durata totale scarico	Gas rilasciato (Olga)	Portata di picco Gas	Acqua fuoriuscita
	mm	Modalità	Tempo	h	kg	kg/s	kg
Sezione a KP 15	70	Manuale	3 minuti	10	202328	67	3197
	Full bore	Automatico	Istantaneo	8.3	203916	754	1006

**Tabella -8-4: Configurazione DUCT. Caratteristiche dei rilasci sulla linea a KP15**

Scenario	Condizione meteorologica	
	D5	F2
KP15_70mm	0.98	2.3
KP15_FB	1.26	>2.5

**Tabella -8-5: Concentrazioni di infiammabili sulla superficie del mare**

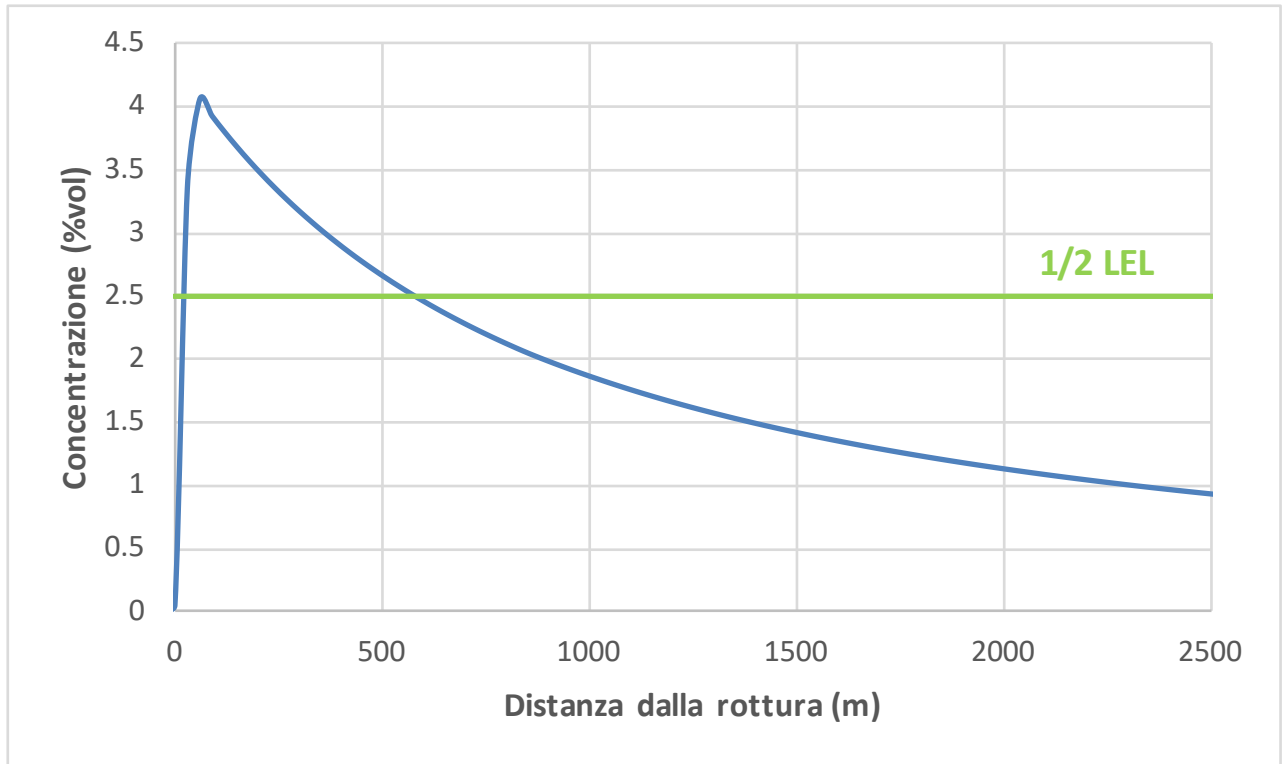


Figura 8-5 – Rottura KP15. Profilo di concentrazione sulla superficie del mare

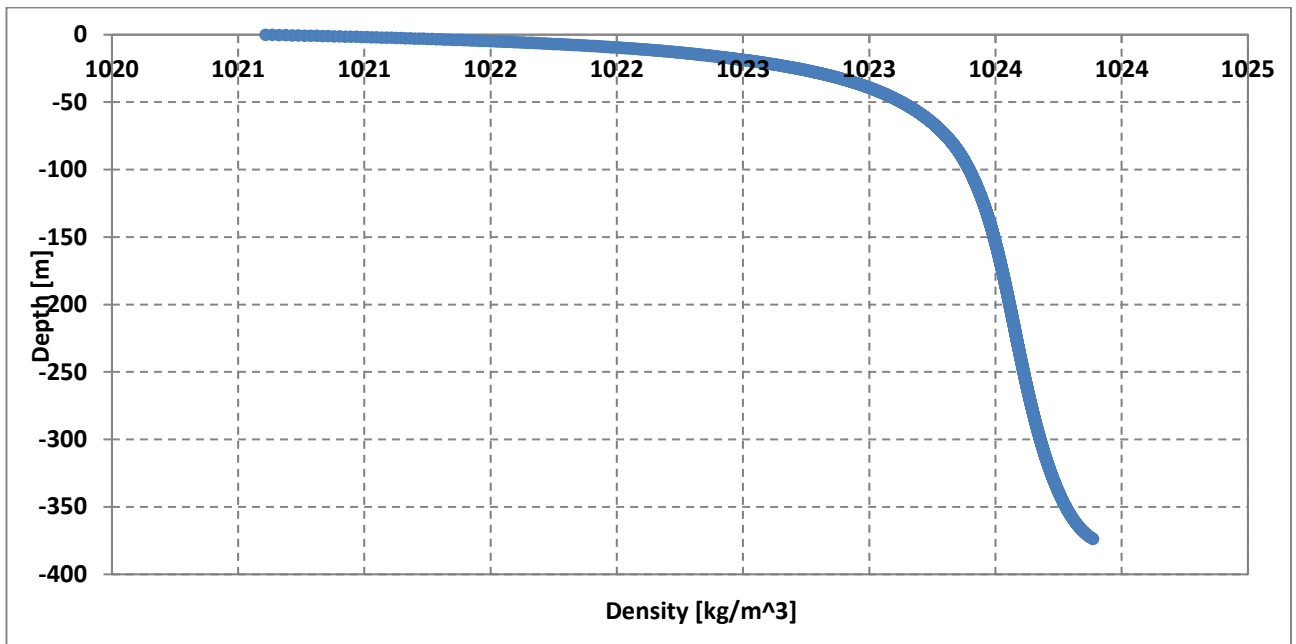


Figura 8-6 – Rottura a ghigliottina a KP15. Variazione della densità a seguito del rilascio

Per le rotture a costa, in Figura 8-7 e Figura 8-8 si riportano gli andamenti della portata rilasciata nel tempo nel caso di rotture a monte (sottomarina) e a valle (atmosfera) della valvola di sezionamento, i parametri caratteristici dei rilasci sono indicati in Tabella -8-6

La rottura a monte della valvola di sezionamento porta ad un rilascio sottomarino in acque poco profonde (5m circa). In questo caso il gas rilasciato non si dissolve in acqua e raggiunge la superficie del mare dal quale disperde in atmosfera. La nube di gas infiammabile può potenzialmente raggiungere l'impianto a terra. In Figura 8-10 e Figura 8-11 sono riportate le mappe di concentrazione.

Anche in questo caso è stata valutata la possibilità di formazione di una *bubbling area*. Lo studio evidenzia come qualora fosse presente un'imbarcazione nel tratto a costa il rilascio non creerebbe alcun problema di stabilità per l'imbarcazione (Figura 8-9).

Per la rottura a costa a valle della valvola di sezionamento è stata analizzata l'evoluzione del rilascio in flash fire e jet fire. Essendo l'area del pontile libera da confinamento e congestionamento, l'esplosione non è stata ritenuta credibile.

Il rilascio è stato considerato orizzontale libero e completamente frenato. Le simulazioni sono state condotte con il codice PHAST considerando le due condizioni meteorologiche F2 e D5.

Dall'analisi dei risultati di Tabella -8-7 e Tabella -8-8, rappresentati in Figura 8-12- Figura 8-15, in cui si riportano le aree di impatto relative alle soglie di riferimento, è evidente che, in caso di rottura, le aree di impatto possono potenzialmente raggiungere l'impianto a terra.

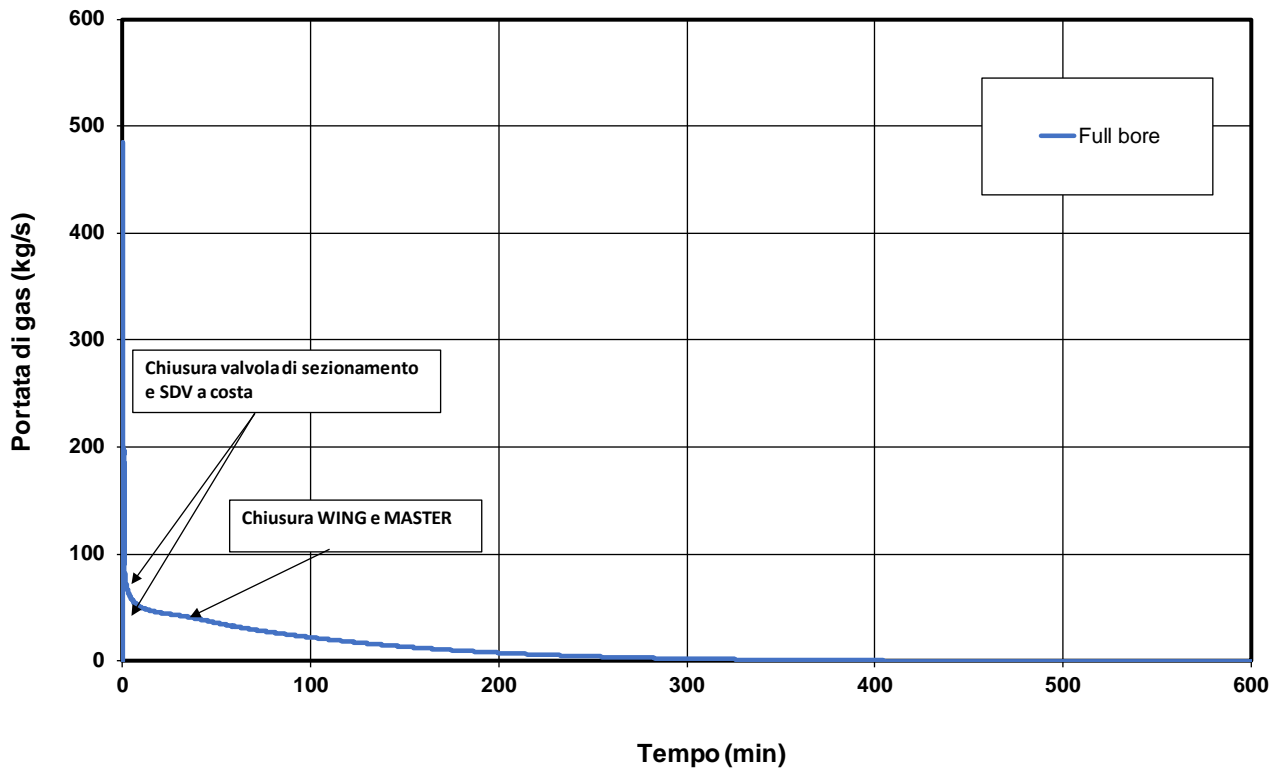


Figura 8-7 – Rottura costa a monte della valvola di sezionamento

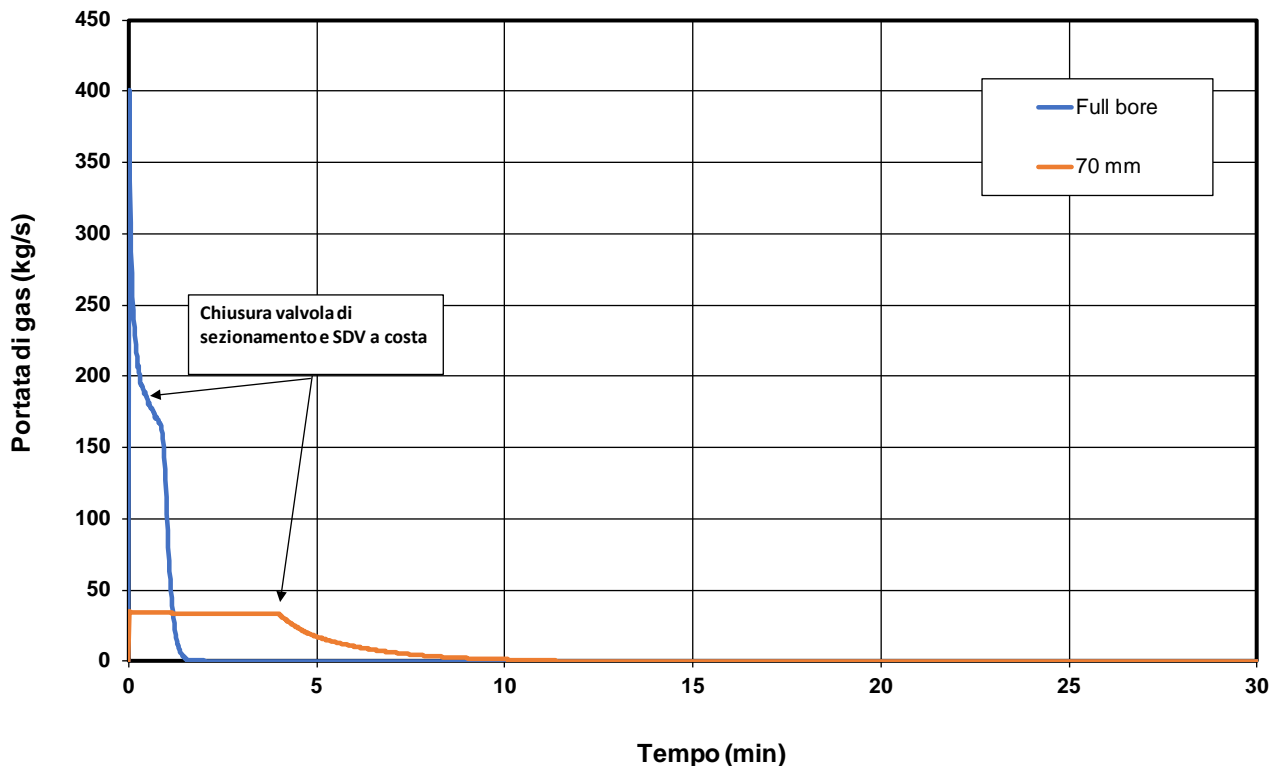
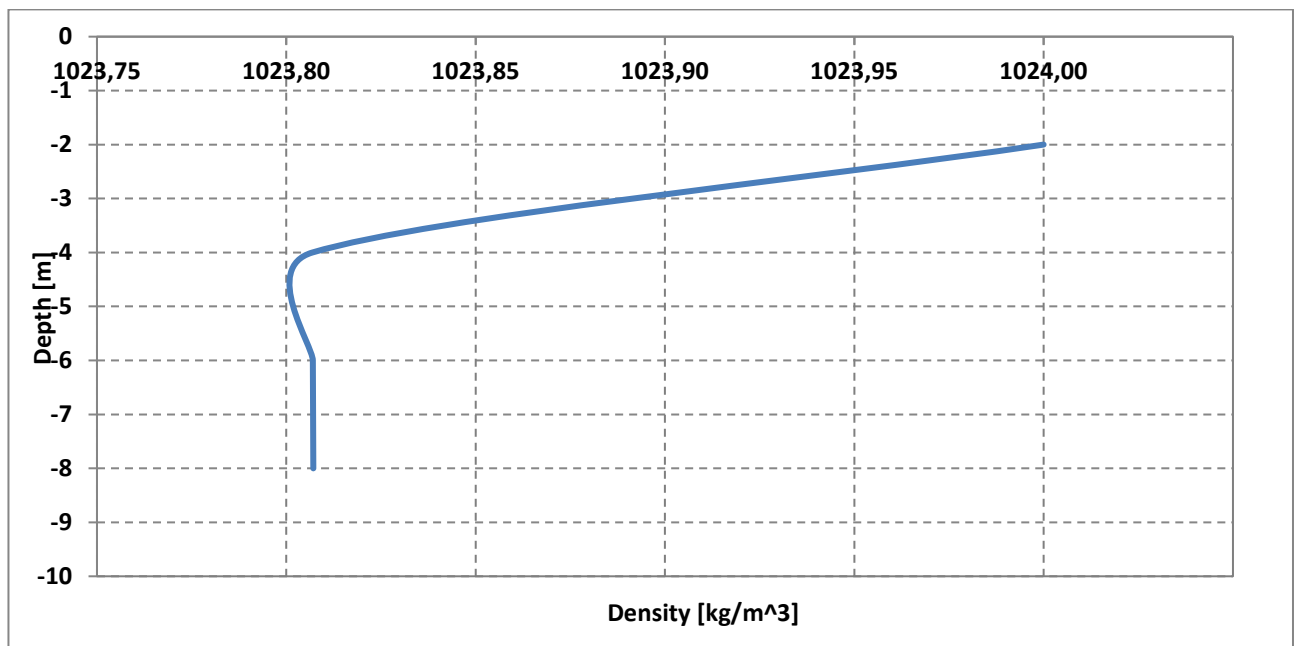


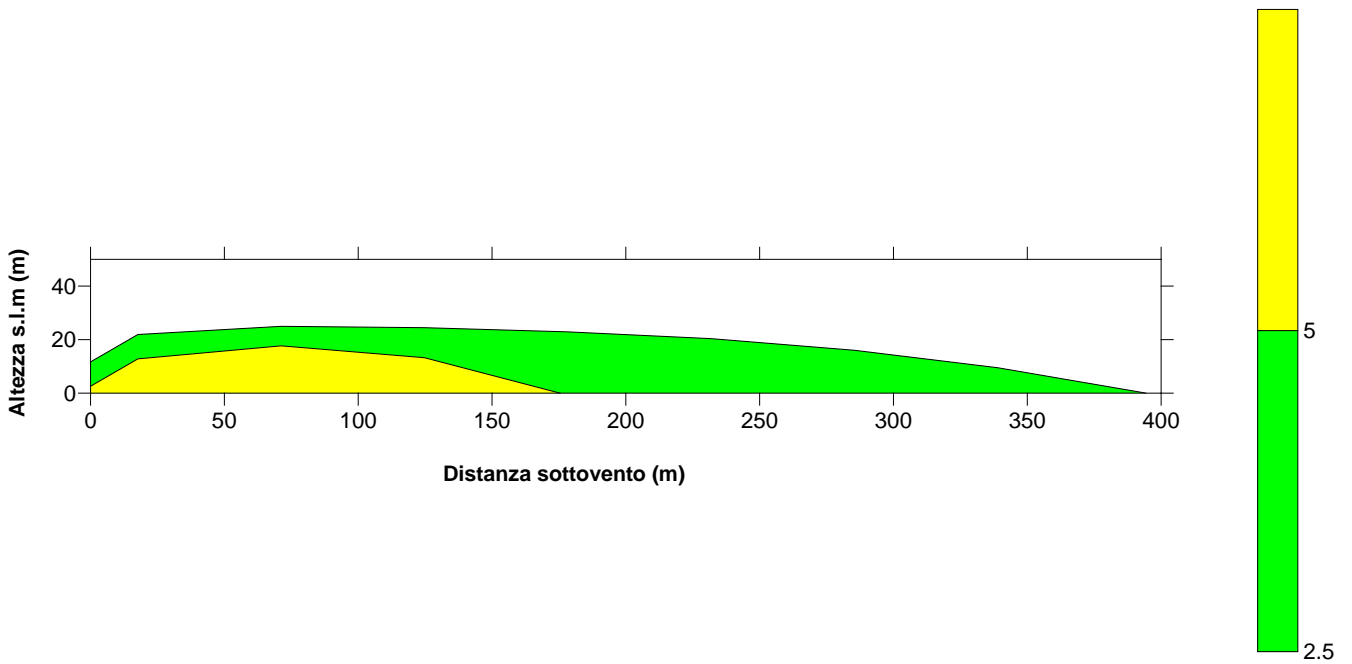
Figura 8-8 – Rottura costa a valle della valvola di sezionamento

Rottura	Diamentro della rottura	Rilevamento della rottura		Durata totale scarico	Gas rilasciato (Olga)	Portata di picco Gas	Acqua fuoriuscita
	mm	Modalità	Tempo	h	kg	kg/s	kg
Sezione a costa upstream valvola sezionamento	Full bore	Automatica	Istantaneo	7.7	347116	485	2335
Sezione a costa downstream valvola sezionamento	70	Manuale	3 minuti	0.4	11425	35	114
	Full bore	Automatica	Istantaneo	0.2	12614	401	195

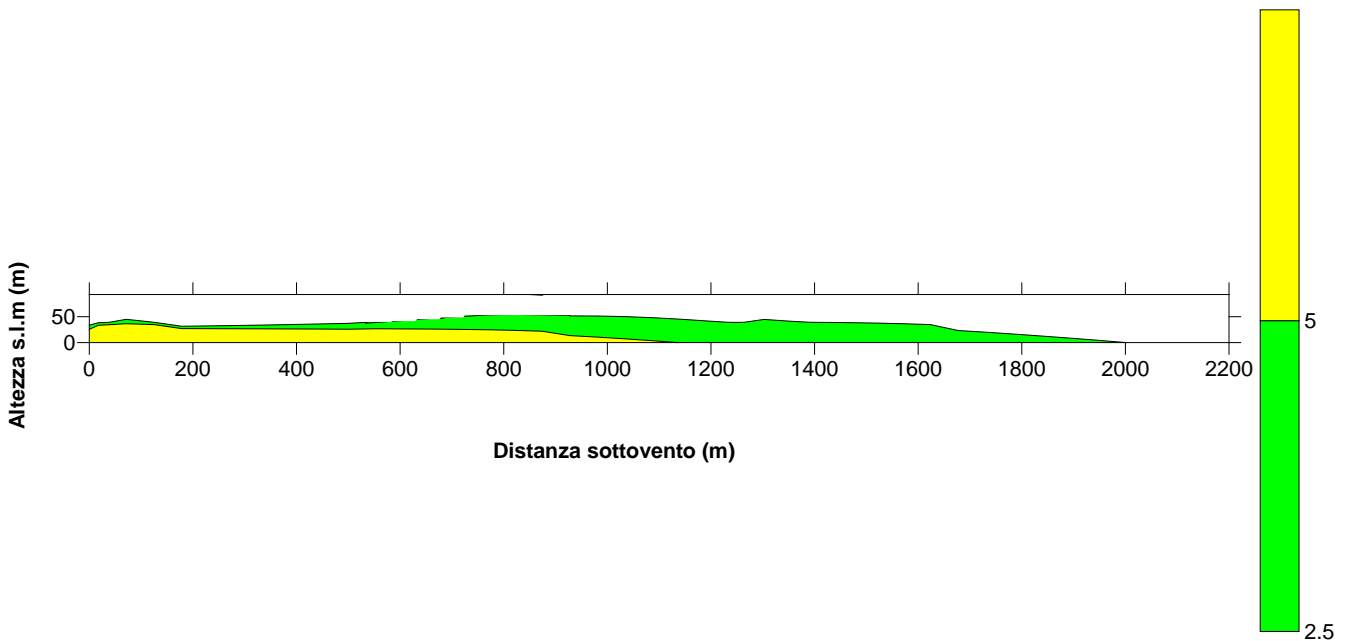
**Tabella -8-9: Caratteristiche dei rilasci sulla linea a costa**



**Figura 8-9 – Rottura a ghigliottina a monte della valvola di sezionamento. Variazione della densità a seguito del rilascio**



**Figura 8-10 – Rottura a ghigliottina a monte della valvola di sezionamento. Mappa di concentrazione sulla superficie del mare. Condizioni meteorologiche 5D (5=LFL; 2.5=LFL/2)**



**Figura 8-11 – Rottura a ghigliottina a monte della valvola di sezionamento. Mappa di concentrazione sulla superficie del mare. Condizioni meteorologiche 2F (5=LFL; 2.5=LFL/2)**

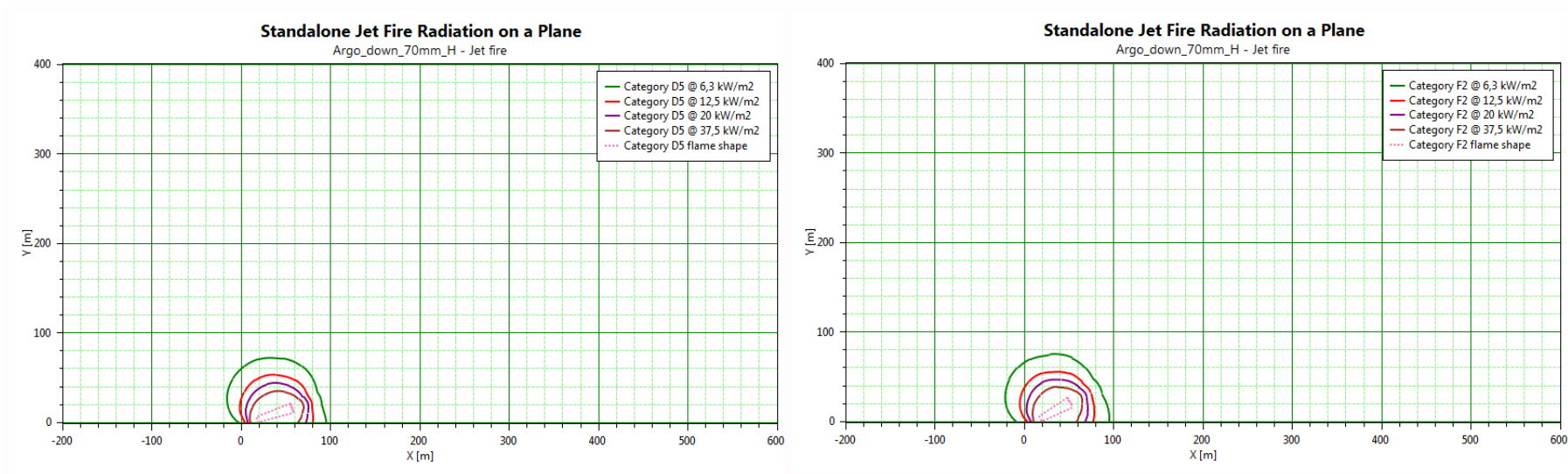
Rottura	Diametro rottura [mm]	Orientamento del getto	Condizioni Meteorologiche	Distanza massima di raggiungimento delle soglie [m]			
				37.5 kW/m <sup>2</sup>	20 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	6.3 kW/m <sup>2</sup>
Sezione riser – a valle della valvola sezionamento	70	Orizzontale	F2	58	68	77	95
			D5	64	73	80	95
		Frenato	F2	23	32	43	62
			D5	27	33	43	63
	Full bore	Orizzontale	F2	166	193	227	288
			D5	177	207	233	283
		Frenato	F2	72	104	137	199
			D5	78	109	140	202

**Tabella -8-10: Rottura a costa. Aree di impatto jet fire.**

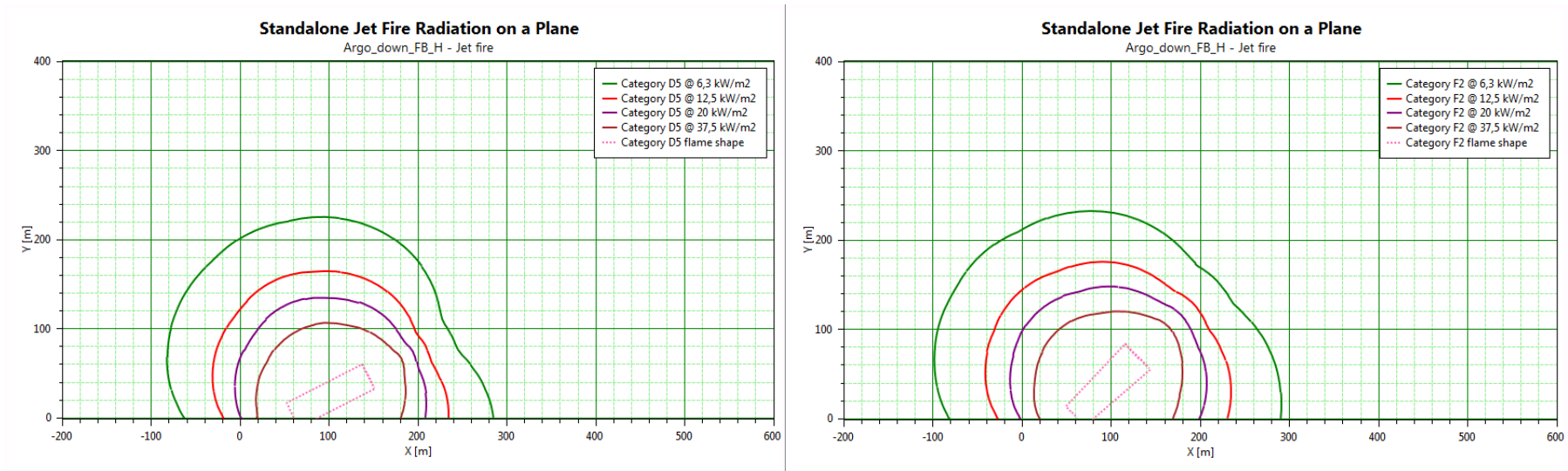
Rottura	Diametro rottura [mm]	Orientamento del getto	Condizioni Meteorologiche	Distanza massima di raggiungimento delle soglie [m]	
				LFL [50301ppm]	½LFL [25150ppm]
Sezione riser – a valle valvola sezionamento	70	Orizzontale	F2	55	105
			D5	53	108
		Frenato	F2	63	72
			D5	79	98
	Full bore	Orizzontale	F2	199	304
			D5	204	323
		Frenato	F2	127	143
			D5	149	179

**Tabella -8-11: Rottura a costa. Aree di impatto flash fire.**

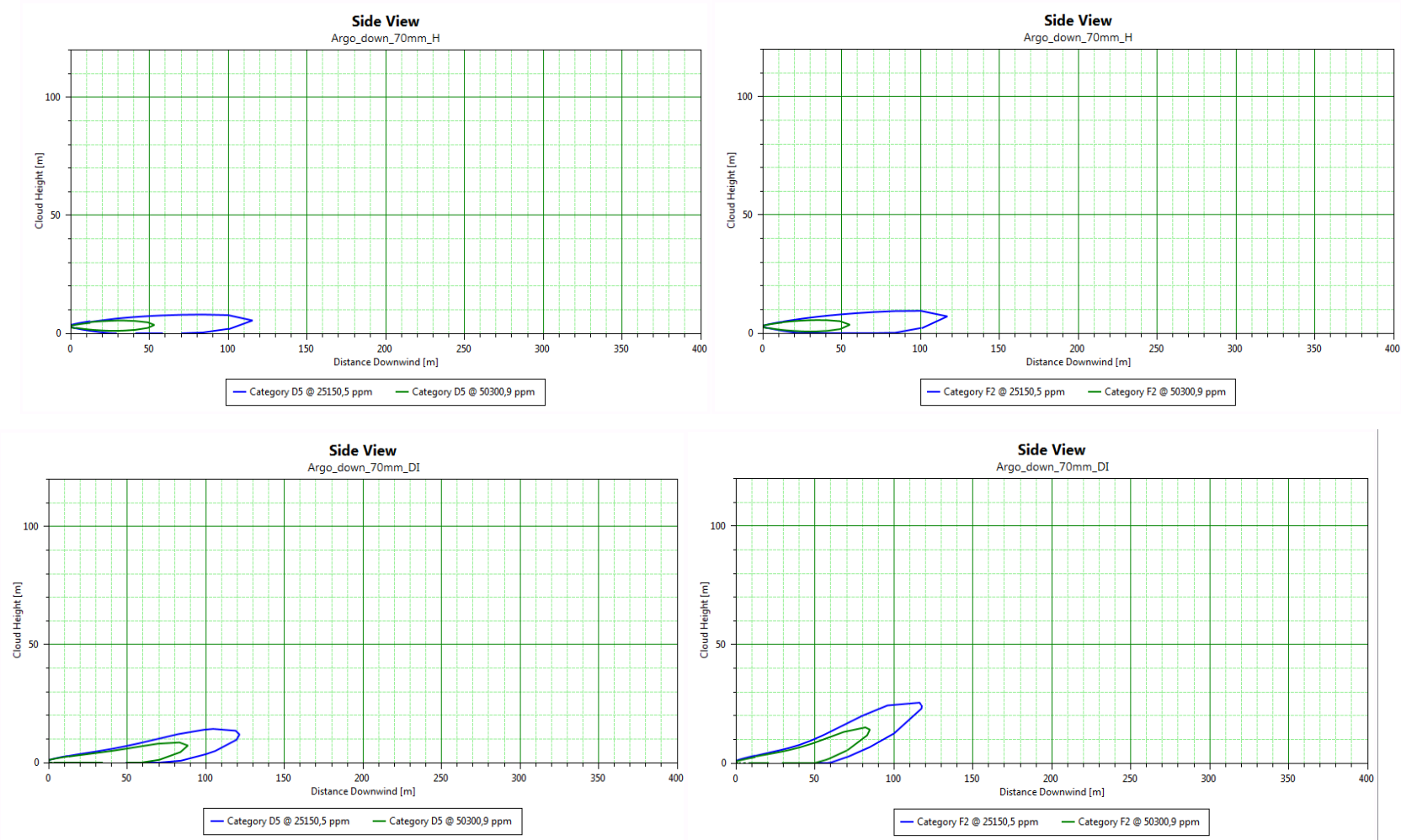




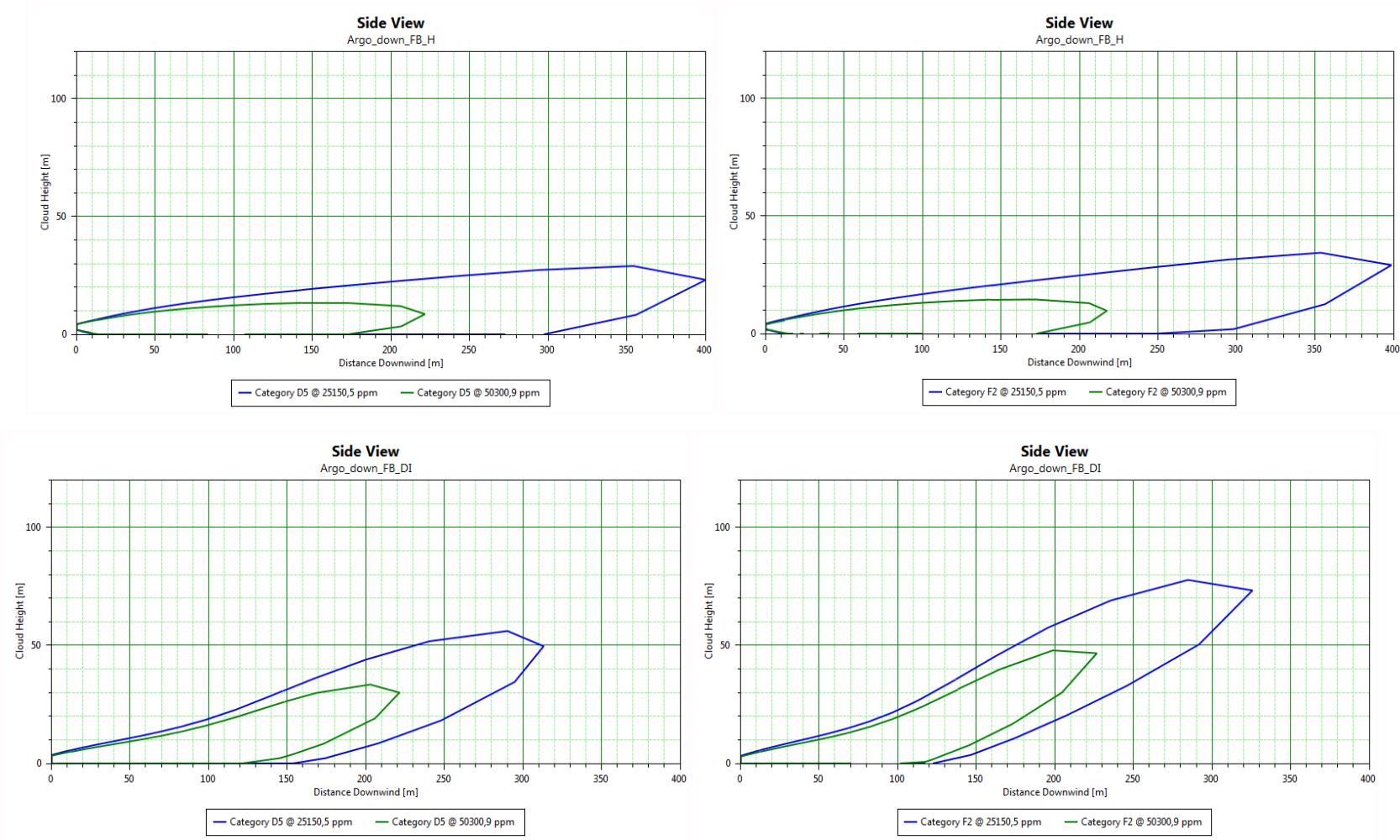
**Figura 8-12 – Risultati di jet fire. Rottura 70 mm. Sezione riser - Downstream valvola sezionamento. Viste laterali. Condizione 5D e 2F. Getto orizzontale.**



**Figura 8-13 – Risultati di jet fire. Rottura full bore. Sezione riser - Downstream valvola sezionamento. Viste laterali. Condizione 5D e 2F. Getto orizzontale.**



**Figura 8-14 – Risultati di flash fire. Rottura 70 mm. Sezione riser - Downstream valvola sezionamento. Viste laterali. Condizione 5D e 2F. Getto orizzontale e frenato.**



**Figura 8-15 – Risultati di flash fire. Rottura full bore. Sezione riser - Downstream valvola sezionamento. Viste laterali. Condizione 5D e 2F. Getto orizzontale e frenato.**

## 9 BIBLIOGRAFIA

---

- <sup>1</sup> TEA 15-059 Rev7, “Analisi di Rischio sulle Sealine Argo-Cassiopea-PreziosoK per Cause Esterne”
- <sup>2</sup> Recommended Practice DNV RP-F107, “Risk Assessment of Pipeline Protection”
- <sup>3</sup> Recommended Practice DNV RP-F111, “Interference between trawl gear and pipelines”
- <sup>4</sup> Offshore Standard DNV OS-F101, “Submarine Pipeline system”
- <sup>5</sup> International Maritime Organization, 2009, Marine Casualties and Incidents – <http://gis.imo.org>
- <sup>6</sup> Ø. Buhaug, J.J. Corbett, Ø. Endresen, V. Eyring, J. Faber, S. Hanayama, D.S. Lee, D. Lee, H. Lindstad, A.Z. Markowska, A. Mjelde, D., Nelissen, J. Nilsen, C. Pålsson, J.J. Winebrake, W. Wu, K. Yoshida Second IMO GHG Study 2009, International Maritime Organization (IMO) London : IMO, 2009
- <sup>7</sup> COST 301, 1988 – Shore-Based marine navigation aid systems. Main report.
- <sup>8</sup> ATOMOS II, Advanced Technology to Optimize Maritime Operational Safety, Integration & Interface, 1996
- <sup>9</sup> Lloyd’s Register, 1987, Rapporto, “Casualties Return”
- <sup>10</sup> OLGA v.7, User’s Manual, by Schlumberger
- <sup>11</sup> P. D. Yapa, L. Zheng, F. Chen, “Clarkson Deepwater Oil and Gas Model. User’s Guide”, 2001.
- <sup>12</sup> “A User’s Guide for the CALPUFF Dispersion Model”, J.S: Scire, D.G. Strimaitis, R.J. Yamartino
- <sup>13</sup> DNV software 7.1
- <sup>14</sup> Argo Cluster Route Options
- <sup>15</sup> 00081900FGRB09030\_CSFS00\_41.pdf: Argo Cluster. Onshore Scenario. Design Premises
- <sup>16</sup> 000196\_DV\_CD.HSE.0175.000\_00, “Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO”. Allegato 1
- <sup>17</sup> <http://www.sotra.net/products/anchors/stockless-anchors/spek>
- <sup>18</sup> 000196\_DV\_CD.HSE.0128.000\_00, “Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO”
- <sup>19</sup> “Pianificazione di emergenza esterna per impianti industriali a rischio incidente rilevante. Linee Guida” Dipartimento Protezione Civile
- <sup>20</sup> E-mail da S. Berti “ArgoFW:QRA sealines”, 25/10/2016
- <sup>21</sup> DNV Guideline n. 13, 1997, “Interference between trawl gear and pipelines”
- <sup>22</sup> Deep water anchoring for oil tankers and bulk carriers (DWA) – American Bureau of Shipping (ABS) – May 2011
- <sup>23</sup> <http://www.sotra.net/products/anchors/stockless-anchors/spek>

<sup>24</sup> T. K. Fannelop, K. Sjoen, “Hydrodynamics of underwater blowouts”, Norwegian Maritime Research, vol. n° 4, 1980, pp. 17-33

<sup>25</sup> 082150BSST71068\_CDFE00\_011.pdf: “Selezione requisiti trenching e backfilling per Pipeline, Ombelicali e Flowlines per il progetto CASSIOPEA.