

*Ministero dell'Interno*DIPARTIMENTO DEI VIGILI DEL FUOCO  
DEL SOCCORSO PUBBLICO  
E DELLA DIFESA CIVILE

DIREZIONE INTERREGIONALE PUGLIA E BASILICATA

Bari..... 24 MAGGIO 2005

Viale Japigia, 240 – 70126  
Tel.: 080/5541591  
Telefax: 080/5541904Prot. N. 5.186..... Allegati.....**INDIRIZZI IN ALLEGATO**

**OGGETTO:** GAS NATURAL SDG S.A. – Terminale di ricezione e rigassificazione GNL da realizzarsi a Taranto, in località compresa tra Punta Rondinella e Pino Solitario.  
Rapporto di Sicurezza Preliminare per la fase N.O.F. ai sensi del comma 3 dell'art. 21 del D.Leg.vo 334/99.

**1. Premessa**

Il Comitato Tecnico Regionale della Puglia integrato ai sensi dell'art. 19 del D.Leg.vo 334/99, in data 18/05/2005, ha concluso il procedimento istruttorio, ai sensi dell'art. 21 - comma 3 - del D.Leg.vo 334/99, sul rapporto di sicurezza (RdS) preliminare per la fase N.O.F. presentato dalla GAS NATURAL SDG S.A. riguardante un terminale di ricezione e rigassificazione GNL da realizzarsi a Taranto, in località compresa tra Punta Rondinella e Pino Solitario, in ottemperanza al disposto comma 2 dell'art. 10 del D.Leg.vo 334/99.

Il Rapporto di Sicurezza preliminare per la fase N.O.F. è stato presentato con lettera del 08/09/04 acquisita agli atti di questa Direzione con nota nr. 6606 del 24/09/04.

**Descrizione dell'impianto**

L'impianto in esame sarà così composto:

**1. Piattaforma per l'attracco di navi metaniere**

Sarà realizzata su due livelli, così composti:

- a) Il primo livello, posto + 7,10 m/slm, avrà dimensioni di 35 x 35 m. Tale livello assicurerà un franco di 0,5 m tra la cresta dell'onda massima e l'intradosso delle travi dell'impalcato. Su tale livello, direttamente collegato a terra tramite il pontile, troveranno posto le condotte di mandata del GNL, il ritorno dei vapori, il serbatoio drenaggio bracci di scarico (40 m<sup>3</sup>), le tubazioni/valvole per la distribuzione dell'azoto, aria strumenti, ecc.

- b) Il secondo livello, posto a 14,00 m/slm, avrà dimensioni di 28,6 x 16,8 m. Collegato con il secondo livello tramite due scale, ospiterà tre bracci di scarico rigidi da 16", per il trasferimento del GNL dalla metaniera al deposito, un braccio rigido da 16" per il ritorno dei vapori e un braccio rigido da 6" per il carico di combustibile alla metaniera. Tale livello ospiterà, inoltre, la sala controllo comprendente:
- b.1 pannello di controllo dei bracci di scarico e la relativa strumentazione;
  - b.2 il sistema di comando sgancio di emergenza e sistema di monitoraggio sforzo sui cavi di ormeggio relativo ai ganci a scocco;
  - b.3 telecomando monitori antincendio;
  - b.4 quadro elettrico relativo all'area pontile;
  - b.5 torre con passerella telescopica per l'accesso alla nave e gru di servizio;
  - b.6 torri dei cannoni monitori antincendio;
  - b.7 luci di segnalazione.

Sulla piattaforma inferiore, parallelamente alla linea di accosto, sarà realizzato un canale di raccolta del GNL avente larghezza di 3 m, in grado di convogliare i rilasci accidentali verso una vasca di accumulo.

Le strutture in elevazione saranno realizzate in calcestruzzo armato (gettate in opera e/o prefabbricate), poggianti su pali in acciaio infissi per battitura. Questi ultimi saranno protetti con:

- un getto di calcestruzzo, dal pulvino fino alla quota di -1 m/l.m.m.;
- con resine epossidiche e protezione catodica.

L'accosto e l'ormeggio delle metaniere non avverrà direttamente alla piattaforma bensì su briccole, di accosto ed ormeggio, strutturalmente indipendenti da questa.

## **2. Pontile di collegamento a terra dell'isola di scarico**

Il pontile di collegamento avrà una lunghezza complessiva di 590 m. La sua larghezza sarà:

- 13 m dall'inizio sino al pontile di collegamento alla candela di scarico;
- 11 m nella restante parte.

Sul pontile è previsto il passaggio di una strada carrabile (5,5 m), di una banchina pedonale (1,5 m) e gli alloggiamenti per le tubazioni di trasferimento (con un ingombro di 6 m nel tratto iniziale e 4 in quello finale).

## **3. Tubazioni di trasferimento del GNL**

La *transfer line* da utilizzare per il trasferimento del GNL dalla metaniera ai serbatoi di stoccaggio temporaneo sarà composta da:

- due tubazioni da 30" per il GNL dalla metaniera ai serbatoi;
- una tubazione da 24" per il ritorno della fase gas dal serbatoio alla nave;
- tre linee di misura, poste sulle tubazioni da 30"
  - o durante la fase di scarica due linee saranno in esercizio ed una sarà di riserva;
  - o durante la fase di ricircolo tali linee saranno bypassate.

Il trasferimento del GNL dalla metaniera allo stoccaggio temporaneo a terra sarà effettuato a ciclo chiuso utilizzando le pompe della nave, di tipo sommerso, e i compressori dell'impianto.

La massima portata di trasferimento sarà pari a 12.000 m<sup>3</sup>/h, con una durata delle operazioni di scarico media di 12 – 15 ore.

Le tubazioni da 30" saranno collegate in modo da consentire il ricircolo del GNL rimasto solo a conclusione delle operazioni di scarico.

#### **4. Deposito temporaneo**

Il GNL verrà stoccato in due serbatoi criogenici aventi un volume geometrico da 162.000 m<sup>3</sup> e una capacità operativa da 140.000 m<sup>3</sup>.

I serbatoi, del tipo a contenimento totale, saranno composti da un contenitore primario, in acciaio idoneo per servizio criogenico, e da un contenitore secondario, in cemento armato. Sia il contenitore primario che quello secondario saranno in grado di contenere in modo indipendente il GNL. L'intercapedine tra i due contenitori sarà riempito di materiale isolante.

I serbatoi avranno una pressione di esercizio di 180 mbarg; la pressione di progetto è pari a -5/+300 mbarg. I serbatoi saranno dotati dei seguenti dispositivi di protezione:

- PCV (*pressure control valve*) posta sull'aspirazione dei compressori di boil-off, collettata a *blowdown* di BP, tarata ad una pressione di 260 mbarg;
- una PSV posta sul duomo dei serbatoi, collettata *blowdown* di BP, tarata ad una pressione di 280 mbarg;
- una PSV posta sul duomo dei serbatoi, con scarico dei vapori direttamente in atmosfera, tarata ad una pressione di esercizio di 300 mbarg;
- una PCV in grado di far affluire gas naturale, prelevato dalla rete di distribuzione del gas combustibile, nel caso in cui la pressione scenda al di sotto dei 40 mbarg;
- valvole rompivuoto, in grado di far entrare aria all'interno dei serbatoi, nel caso estremo di tendenza al vuoto.

Per tutta l'altezza dei serbatoi saranno installati dei sensori in grado di misurare la densità e la temperatura del GNL, allo scopo di avere dati necessari per prevenire il fenomeno del *rollover*.

La pressione di esercizio nei serbatoi sarà mantenuta prelevando vapore mediante 2 compressori di boil-off.

Ogni serbatoio sarà dotato di 6 pompe, di tipo sommerso, che rilanciano il GNL al condensatore di *boil-off* o, aprendo il predisposto bypass, alle pompe di carica dei vaporizzatori.

#### **5. Impianto di rigassificazione**

L'impianto di rigassificazione è composto essenzialmente da:

##### **a) Sistema di compressione**

I compressori aspirano dalla fase gas dei serbatoi di stoccaggio e inviano i vapori al condensatore di *boil-off* (C 0501), dove questi vengono liquefatti per miscelazione con il GNL proveniente dai serbatoi di stoccaggio. Sull'aspirazione è presente un recipiente di polmonazione e abbattimento liquido (K.O. drum) unico per tutti i compressori.

La sezione compressori sarà così composta:

- due compressori centrifughi K 0002 A/B, uno in servizio l'altro di riserva, da utilizzare durante la fase di riciclo per l'invio dei vapori al condensatore di *boil-off*;
- due compressori centrifughi K 0001 A/B, uno in servizio l'altro di riserva, da utilizzare durante la fase di scarico nave per l'invio dei vapori alla nave;
- due compressori alternativi K 0003 A/B, uno in servizio l'altro di riserva, da utilizzare durante la fase di scarico nave per l'invio dei vapori al condensatore di *boil-off*.

#### b) Pompe di rilancio

La sezione di pompaggio sarà composta da 6 pompe, di cui una sarà di riserva. Le pompe sono criogeniche verticali, tipo barrel, che aspirano il GNL dal condensatore di boil-off e/o dalla linea di mandata delle pompe sommerse dei serbatoi e lo mandano ai vaporizzatori ad una pressione di 75 barg.

#### c) Sistema di vaporizzatori

I vaporizzatori di GNL sono di due tipi:

- I. "Open Rack" (OR) ad acqua di mare. L'acqua di mare, precedentemente trattata per eliminare impurità indesiderate, scende per gravità lungo i pannelli verticali dotati di tubi alettati in cui risale il GNL da vaporizzare. La temperatura iniziale dell'acqua non deve essere inferiore a 7 °C per ragioni di rendimento. Il salto termico massimo è fissato in 5 °C.  
Si prevede di installare cinque vaporizzatori OR aventi una portata pari a 215.000 Sm<sup>3</sup>/h.
- II. "A fiamma sommersa", da utilizzare in caso di manutenzione o indisponibilità del sistema precedente. È costituito da un fascio di tubi, attraversato dal GNL, immerso in un bagno d'acqua caldo a 25 – 35 °C. L'acqua è riscaldata venendo a contatto con i prodotti della combustione uscenti dal bruciatore.  
Si prevede di installare 2 vaporizzatori a fiamma sommersa in grado di coprire il 25% dell'intera capacità produttiva dell'impianto. I bruciatori che forniscono calore all'acqua saranno alimentati con una frazione del gas naturale prodotto, pari all'1,5%.

#### 6. "Blow down"

Il sistema sarà costituito da due reti, una per l'alta pressione e una per la bassa pressione, e consentirà la raccolta degli scarichi gassosi provenienti dalle valvole di sicurezza dei serbatoi e delle altre apparecchiature facenti parte dell'impianto.

I prodotti raccolti saranno convogliati a due candele fredde per la dispersione in atmosfera, poste in mare a circa 110 m di distanza dalla costa. L'altezza delle candele sarà di 35 m circa. Il collettore di bassa pressione sarà dimensionato per una portata di 42.000 Sm<sup>3</sup>/h, corrispondente alla massima portata dei vapori di *boil-off* durante la fase di scarico nave, mentre quello di alta pressione sarà dimensionato per una portata di 140.000 Sm<sup>3</sup>/h, corrispondente alla portata di un vaporizzatore a fiamma sommersa.

### Impianti ausiliari

Oltre agli impianti precedentemente descritti sono presenti:

- sistema aria compressa (per servizi e strumenti);
- sistema azoto (sia liquido, in serbatoi criogenici, che gassoso);
- sistema acqua e servizi;
- gruppi elettrogeni (in grado di fornire energia elettrica necessaria per la messa in sicurezza dell'impianto e assicurare il funzionamento di tre delle sei pompe di estrazione del GNL dai serbatoi);
- sistema di presa a mare e alimento acqua ai vaporizzatori (due bacini di presa a mare con tre pompe per ogni bacino aventi una portata di  $5.000 \text{ m}^3\text{h}^{-1}/\text{cad}$ );
- sistema di recupero, stoccaggio e neutralizzazione acqua demineralizzata (connesso ai vaporizzatori a fiamma sommersa);
- sistema di accosto ed ormeggio sicuro;
- sistema di rivelazione incendi e presenza di gas;
- impianto antincendio:

è costituito da:

- o una riserva di acqua dolce per il riempimento dell'impianto ( $1000 \text{ m}^3$ );
- o una pompa "jockey" per tenere in pressione l'impianto ( $Q = 10 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ ,  $H = 130 \text{ m c.a.}$ );
- o quattro pompe di alimento (due elettriche e due motopompe) aventi le seguenti caratteristiche:  $Q = 1135 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ ,  $H = 120 \text{ m c.a.}$ ;
- o sistemi di raffreddamento fissi per serbatoi ed apparecchiature, aventi i seguenti ratei di scarico:
  - tetto dei serbatoi  $3 \text{ l min}^{-1} \text{ m}^{-2}$ ;
  - percorso tubazioni  $10 \text{ l min}^{-1} \text{ m}^{-2}$ ;
  - bracci di scarico  $20 \text{ l min}^{-1} \text{ m}^{-2}$ ;
  - cortine d'acqua  $5 \text{ l min}^{-1} \text{ m}^{-2}$ ;
- o rete idranti UNI 45 in area impianto e lungo le tubazioni di trasferimento del GNL dal pontile ai serbatoi;
- o cannoni monitori presso la piattaforma e in alcune parti dell'area impianto;

### Capacità produttiva dell'impianto

La capacità produttiva dell'impianto sarà di 8 Miliardi di  $\text{Sm}^3\text{anno}^{-1}$ . È previsto un consumo pari al 1,5% del gas prodotto nel caso in cui la rigassificazione venga effettuata attraverso il sistema a fiamma sommersa. A regime la produzione oraria massima sarà pari a  $1.075.500 \text{ Sm}^3\text{h}^{-1}$ .

### Analisi preliminare con metodo ad indici

Per l'applicazione del metodo ad indici nel Rapporto di Sicurezza, si è proceduto alla suddivisione dell'impianto in otto unità logiche, ed alla valutazione, per ognuna di esse, dei fattori di penalizzazione e compensazione ritenuti applicabili. I risultati di tale metodologia sono riportati, in termini di indice generale di rischio e relativa classificazione, nella seguente tabella.

Cod.	Sezione di impianto	Unità logica	Valore di G	Classe	Valore di G'	Classe
1	Scarico GNL a mare	Serbatoio di raccolta drenaggio bracci	916,07	Alto I	1,47	Lieve
2	Stoccaggio GNL	Serbatoio criogenico	138.665	Gravissimo	59,07	Basso
3	Ricondensazione	Condensatore di boil - off	625,53	Alto I	1,15	Lieve
4	Pompaggio	Pompe di rilancio condensato	626,96	Alto I	1,32	Lieve
5	Vaporizzatori	Vaporizzatori "Open Rack"	680,82	Alto I	1,36	Lieve
6	Compressione	K.O. Drum su aspirazione	140,59	Moderato	0,22	Lieve
7	Candela	Separatore base candela	445,16	Moderato	1,97	Lieve
8	Vaporizzatori	Vaporizzatore a fiamma sommersa	225,77	Moderato	0,41	Lieve

Dalla lettura dei risultati, emerge che i valori dell'indice intrinseco di rischio globale rientrano nelle classi che vanno dal "Moderato" al "Gravissimo". Con l'adozione delle misure di compensazione, che il gestore si impegna ad adottare, tali valori di rischio scendono drasticamente fino a rientrare nelle classi "basso" e "lieve".

#### **Sicurezza dell'impianto**

Lo studio finalizzato all'individuazione degli eventi incidentali che possono riguardare l'impianto è stato svolto prendendo le mosse da una analisi critica dell'esperienza incidentale storica su impianti esistenti.

Detta analisi, che prende in esame 16 incidenti riguardanti tutte le fasi del ciclo "produttivo", sia di impianti di rigassificazione che su navi gasiere, si è basata sulle informazioni disponibili nella banca dati MHIDAS dell'UK Health and Safety Executive.

Oltre a tali elaborazioni sono stati eseguiti studi di dettaglio mediante l'utilizzo della metodologia HAZOP, applicata secondo le modalità contenute in "A guide to hazard and operability studies" pubblicato dalla C.I.A. nel 1992.

Il tutto è stato completato mediante previsione di rotture casuali imprevedibili (cosiddette random) dei componenti, basata sugli standard API Publication 581, ed. 1996, e "Hydrocarbon leak and ignition data base", E&P Forum, 1992.

Mediante l'utilizzo del metodo degli alberi di guasto, avendo assunto i valori di frequenza degli eventi primari da esperienze di esercizio nonché da primarie fonti di dati di guasto, come:

Banca dati affidabilità ENI;

Offshore reliability data bank (Oreda);

Heneywell (per DCS data Bank);

Cremer & Warner data bank;

IChemE data bank (Institute of Chemical Engineering);

si è proceduto all'assegnazione dei valori di frequenza dei top events identificati con l'HAZOP. Il relativo risultato è riportato in allegato alla presente relazione nelle tab. C.4 e C.5.

I top events per rotture random sono riportati invece nella tab. C.6

Sono stati presi in considerazione, per la stima delle conseguenze, tutti quei top events in grado di produrre scenari incidentali aventi probabilità di accadimento minore di  $10^{-6}$  occ/anno.

### **Scenari incidentali**

Le conseguenze dei top events precedentemente individuati sono state valutate con l'ausilio della tecnica degli alberi degli eventi, facendo uso della tabella di probabilità d'innescio riportata in allegato (tab. C.9).

Gli scenari scaturenti da tale analisi, con le relative probabilità, sono elencati in allegato, e precisamente nelle tabelle C.5, per gli eventi individuati mediante HAZOP, e C.7 e C.8, per quelli originati dalle rotture random.

Per la cernita degli scenari incidentali da prendere in esame per la successiva valutazione delle conseguenze, si è fatto ricorso ad una soglia di credibilità degli scenari stessi pari a  $10^{-6}$  occ./anno.

Gli scenari in tal modo selezionati per la valutazione degli effetti, sono sintetizzati, in allegato, nelle tabelle C.13 (da HAZOP), C.14 e C.15 (da rotture random).

Le relative distanze di danno sono riportate, ancora in allegato, nelle tabelle C.23 (eventi che determinano radiazione termica stazionaria) e C.24 (eventi che determinano radiazione termica istantanea). Tali distanze sono state ottenute adottando le soglie di vulnerabilità previste nella tabella 2 del D.M. 09.05.01.

### **Osservazioni**

L'esame del rapporto di sicurezza ha consentito di accertare quanto segue:

1. la procedura di allarme ed emergenza prevista nel caso di scostamento del braccio di scarico dalla corretta posizione di funzionamento potrà ritenersi efficace solo nel caso di presenza di una puntuale interfaccia nave – pontile; si dovrà valutare, inoltre, la possibilità di adottare valvole a chiusura rapida atte ad intervenire con sicurezza intrinseca nell'eventualità di distacco accidentale del braccio di scarico;
2. si dovranno adottare opportuni accorgimenti atti a garantire adeguata capacità disponibile nel serbatoio di accumulo drenaggi in ogni condizione operativa;
3. il calcolo di tutte le componenti di boil-off dovrà essere specificato nel dettaglio; a tal fine si dovrà, tra l'altro, tener conto dell'influenza di repentine variazioni delle condizioni atmosferiche;
4. il dimensionamento del B.D. di B.P. dovrà tenere conto della peggiore combinazione di tutti i possibili contributi di evaporazione, ivi compreso lo scarico delle PSV collettate a B.D.;
5. l'analisi mediante il metodo ad indici dovrà considerare anche una unità logica di interconnessione tra l'impianto e la piattaforma;
6. si ritiene opportuno l'ampliamento della casistica di base utilizzata per l'analisi storica dei rischi;
7. i tempi di chiusura delle valvole d'intercettazione dovranno essere ottimizzati in modo da minimizzare l'entità del rilascio accidentale a fronte della limitazione delle sovrappressioni dovute ad una loro rapida chiusura;
8. i possibili incidenti e/o anomalie che abbiano origine sulla metaniera dovranno essere considerati alla stregua di cause esterne e, come tali, analizzati nei possibili effetti sull'impianto;
9. l'analisi incidentale dovrà sviluppare anche l'evento di sovrariempimento del serbatoio;

10. anche in relazione a quanto indicato al precedente punto 4, la scelta definitiva della parte terminale del B.D. dovrà conseguire ad una approfondita analisi degli sviluppi incidentali relativi alla soluzione adottata;
11. si rammenta che tutto il personale presente dovrà essere formato ai sensi del D.M. 16.03.98, nel rispetto dei principi di cui al D.M. 09.08.2000.

### Conclusioni

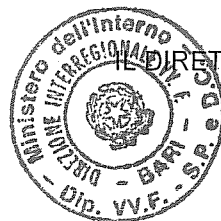
Alla luce delle considerazioni precedenti, tenendo anche conto del massimo livello di dettaglio conseguibile nell'attuale fase progettuale, il Comitato Tecnico Regionale ritiene che il **Rapporto di Sicurezza fase N.O.F. in esame possa essere approvato a condizione che il gestore, tramite apposito studio, con la presentazione del progetto particolareggiato, fornisca le seguenti integrazioni:**

- I. riscontro alle osservazioni precedentemente formulate;
- II. studio di dettaglio, sulla base della valutazione definitiva delle caratteristiche sismologiche, fulminologiche, idrometeorologiche e geologiche del sito, nonché degli aspetti geotecnici, tali da consentire di ritenere marginale il rischio di eventuali incidenti sugli impianti a tali cause attribuibili;
- III. dimensionamento delle opere marittime facenti parte dell'impianto, con riferimento all'onda di progetto più gravosa ricavata dallo studio meteomarinario presentato;
- IV. analisi di tutti gli scenari incidentali significativi ai sensi delle tabelle 3a e 3b del D.M. 09.05.01;
- V. per i top events comunque individuati, misure di prevenzione e di mitigazione affinché la conseguente interazione incidentale con le infrastrutture viarie e ferroviarie risulti probabilisticamente marginale;
- VI. misure impiantistico gestionali finalizzate alla riduzione dei tempi di individuazione/intervento dei top considerati;
- VII. automatizzazione dell'impianto antincendio.

**Tale documentazione dovrà essere presentata prima dell'inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto.**

Si rimarca, inoltre, che il presente giudizio non può ritenersi esteso alla valutazione di compatibilità territoriale di cui all'art. 14 del D.Lgs. 334/99, per la quale dovrà tenersi in conto la situazione complessiva dell'area in questione, sotto il profilo industriale e portuale, così come previsto dagli art. 5 e 6 del D.M. 09/05/2001.

Infine si raccomanda che la progettazione definitiva si faccia carico di individuare le adeguate misure di sicurezza (*security*) in relazione alla presenza di persone non autorizzate nell'area impianto e/o ad eventuali azioni di sabotaggio.



DIRETTORE INTERREGIONALE  
(PERRONE)



Tab. C.4 – Frequenza eventi incidentali iniziatori da analisi HAZOP.

TOP da HAZOP	Descrizione	Frequenza degli eventi iniziatori [ev. anno <sup>-1</sup> ]
1	Rilascio di GNL da braccio di scarico nave o linea trasferimento	8,96x10 <sup>-13</sup>
2	Rilascio da PSV serbatoio per roll-over	1,53x10 <sup>-8</sup>
3	Rilascio PSV serbatoio (boil-off termico)	7,21x10 <sup>-9</sup>
4	Rilascio PSV serbatoio (boil-off nave)	2,73x10 <sup>-10</sup>
5	Vuoto nel serbatoio GNL	2,04x10 <sup>-8</sup>

Tab. C.5 – Frequenza scenari finali da analisi HAZOP.

TOP da HAZOP	Descrizione	Scenari finali associati al TOP identificato	Frequenza degli eventi finali [ev. anno <sup>-1</sup> ]
-	Rilascio gas da vent freddo alla massima portata progettuale	<i>Flash fire</i>	Evento previsto come condizione estrema di esercizio

Tab. C.6 – Frequenza eventi incidentali iniziatori derivanti da rotture RANDOM.

TOP da RANDOM	Tratta critica			Frequenza di rottura effettiva [ev. anno <sup>-1</sup> ] per fori da:		
	Denominazione	Ø	L [m]	¼"	1"	4"
R1	Linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	12"	20	6.40E-06	1.96E-05	1.96E-06
R2	Linea trasferimento GNL ai vaporizzatori	24"	430	8.17E-05	2.79E-04	2.79E-05
R3	Collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	24"	230	4.37E-05	1.50E-04	1.50E-05
R4	Linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	24"	800	1,52E-04	5,20E-04	5,20E-05
R5	Linea collegamento gas alla rete nazionale	36"	440	8.36E-05	2.86E-04	2.86E-05
R6	Linea trasferimento GNL ai serbatoi	30"	1480	2,81E-04	9,62E-04	9,62E-05

Tab. C.9 – Probabilità di innesco a seguito di rilasci.

<b>INNESCO (IMMEDIATO) DI UN GETTO DI GAS O BIFASE (JET FIRE)</b>		
<b>Portata di rilascio [kg s<sup>-1</sup>]</b>	<b>Probabilità</b>	
<1	0,01	
1-50	0,03	
>50	0,05	
<b>INNESCO (IMMEDIATO) DI UNA POZZA DI LIQUIDO (POOL FIRE)</b>		
<b>Portata di rilascio [kg s<sup>-1</sup>]</b>	<b>Probabilità</b>	
<1	0,01	
1-50	0,03	
>50	0,05	
<b>INNESCO (RITARDATO) DI UNA POZZA DI LIQUIDO (POOL FIRE)</b>		
<b>Portata di rilascio [kg s<sup>-1</sup>]</b>	<b>Probabilità</b>	
<1	0,01	
1-50	0,03	
>50	0,08	
<b>INNESCO (RITARDATO) DI UNA NUBE DI GAS</b>		
<b>Portata di rilascio [kg s<sup>-1</sup>]</b>	<b>Probabilità</b>	
<1	0,01	
1-50	0,07	
>50	0,30	
<b>UVCE/FLASH FIRE PER INNESCO RITARDATO DI UNA NUBE DI GAS</b>		
<b>Portata di rilascio [kg s<sup>-1</sup>]</b>	<b>Probabilità UVCE</b>	<b>Probabilità Flash fire</b>
<1	0,04	0,96
1-50	0,12	0,88
>50	0,30	0,70

Tab. C.7 – Frequenza degli scenari finali da rotture RANDOM (diametro efflusso 1”).

TOP da RANDOM	Descrizione	Scenari finali associati al TOP identificato	Frequenza degli eventi finali [ev. anno <sup>-1</sup> ]
R1_a_1”	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	Jet fire	5,88E-07
R1_b_1”	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	UVCE	7,98E-09
R1_c_1”	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	<i>Flash fire</i>	1,32E-06
R2_a_1”	Rilascio da linea trasferimento GNL ai vaporizzatori	Jet fire	8,39E-06
R2_b_1”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	UVCE	1,14E-07
R2_c_1”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	<i>Flash fire</i>	1,89E-05
R3_a_1”	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	Jet fire	4,50E-06
R3_b_1”	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	UVCE	6,11E-08
R3_c_1”	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	<i>Flash fire</i>	1,01E-05
R4_a_1”	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	Jet fire	1,56E-05
R4_b_1”	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	UVCE	2,12E-07
R4_c_1”	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	<i>Flash fire</i>	3,51E-05
R5_a_1”	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	Jet fire	8,58E-06
R5_b_1”	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	UVCE	1,17E-07
R5_c_1”	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	<i>Flash fire</i>	1,93E-05
R6_a_1”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Jet fire	2,89E-05
R6_b_1”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	UVCE	3,92E-07
R6_c_1”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Flash fire</i>	6,49E-05
R6_d_1”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Pool Fire</i>	5,69E-05

Tab. C.8 – Frequenza degli scenari finali da rotture RANDOM (diametro efflusso 4”).

TOP da RANDOM	Descrizione	Scenari finali associati al TOP identificato	Frequenza degli eventi finali [ev. anno <sup>-1</sup> ]
R1_a_4”	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	Jet fire	9,80E-08
R1_b_4”	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	UVCE	8,38E-09
R1_c_4”	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	Flash fire	5,50E-07
R2_a_4”	<b>Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori</b>	<b>Jet fire</b>	<b>1,40E-06</b>
R2_b_4”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	UVCE	1,19E-07
R2_c_4”	<b>Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori</b>	<b>Flash fire</b>	<b>7,85E-06</b>
R3_a_4”	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	Jet fire	7,50E-07
R3_b_4”	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	UVCE	6,41E-08
R3_c_4”	<b>Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i></b>	<b>Flash fire</b>	<b>4,21E-06</b>
R4_a_4”	<b>Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave</b>	<b>Jet fire</b>	<b>2,60E-06</b>
R4_b_4”	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	UVCE	2,22E-07
R4_c_4”	<b>Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave</b>	<b>Flash fire</b>	<b>1,46E-05</b>
R5_a_4”	<b>Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale</b>	<b>Jet fire</b>	<b>1,43E-06</b>
R5_b_4”	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	UVCE	1,22E-07
R5_c_4”	<b>Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale</b>	<b>Flash fire</b>	<b>8,03E-06</b>
R6_a_4”	<b>Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi</b>	<b>Jet fire</b>	<b>4,81E-06</b>
R6_b_4”	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	UVCE	4,11E-07
R6_c_4”	<b>Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi</b>	<b>Flash fire</b>	<b>2,70E-05</b>
R6_d_4”	<b>Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi</b>	<b>Pool Fire</b>	<b>1,21E-05</b>

Tab. C.10 – Frequenza degli scenari finali da rotture RANDOM.

TOP da RANDOM. Denominazione tratta critica	Diámetro efflusso	Tasso rottura [ev. anno <sup>-1</sup> ]	Stato fisico (L/G)	Probabilità [ev. anno <sup>-1</sup> ]			
				Pool fire	UVCE	Flash fire	Jet fire
R1. Linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	1"	1.96E-05	G	--	7,98E-09	1,32E-06	5,88E-07
	4"	1.96E-06	G	--	8,38E-09	5,50E-07	9,80E-08
R2. Linea trasferimento GNL ai vaporizzatori	1"	2.80E-04	G	--	1,14E-07	1,89E-05	8,39E-06
	4"	2.80E-05	G	--	1,19E-07	7,85E-06	1,40E-06
R3. Collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	1"	1.50E-04	G	--	6,11E-08	1,01E-05	4,50E-06
	4"	1.50E-05	G	--	6,41E-08	4,21E-06	7,50E-07
R4. Linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	1"	3.64E-04	G	--	2,12E-07	3,51E-05	1,56E-05
	4"	3.64E-05	G	--	2,22E-07	1,46E-05	2,60E-06
R5. Linea collegamento gas alla rete nazionale	1"	2.86E-04	G	--	1,17E-07	1,93E-05	8,58E-06
	4"	2.86E-05	G	--	1,22E-07	8,03E-06	1,43E-06
R6. Linea trasferimento GNL ai serbatoi	1"	6.11E-04	G	--	3,92E-07	6,49E-05	2,89E-05
	4"	6.11E-05	G	--	4,11E-07	2,70E-05	4,81E-06
R6. Linea trasferimento GNL ai serbatoi	1"	6.11E-04	L	5,69E-05	--	--	--
	4"	6.11E-05	L	1,21E-05	--	--	--

Tab. C.13 – Top event da analisi HAZOP selezionati per la valutazione delle conseguenze.

TOP da HAZOP	Descrizione	Scenari finali associati al TOP identificato	Frequenza degli eventi finali [ev. anno <sup>-1</sup> ]
-	Rilascio gas da vent freddo alla massima portata progettuale	<i>Flash fire</i>	Evento previsto come condizione estrema di esercizio

Tab. C.14 – Top event da rotture RANDOM (diametro efflusso 1") selezionati per la valutazione delle conseguenze.

TOP da RANDOM	Descrizione	Scenari finali associati al TOP identificato	Frequenza degli eventi finali [ev. anno <sup>-1</sup> ]
R1_c_1"	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	<i>Flash fire</i>	1,32E-06
R2_a_1"	Rilascio da linea trasferimento GNL ai vaporizzatori	<i>Jet fire</i>	8,39E-06
R2_c_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	<i>Flash fire</i>	1,89E-05
R3_a_1"	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	<i>Jet fire</i>	4,50E-06
R3_c_1"	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	<i>Flash fire</i>	1,01E-05
R4_a_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	<i>Jet fire</i>	1,56E-05
R4_c_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	<i>Flash fire</i>	3,51E-05
R5_a_1"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	<i>Jet fire</i>	8,58E-06
R5_c_1"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	<i>Flash fire</i>	1,93E-05
R6_a_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Jet fire</i>	2,89E-05
R6_c_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Flash fire</i>	6,49E-05
R6_d_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Pool Fire</i>	5,69E-05

Tab. C.15 – Top event da rotture RANDOM (diametro efflusso 4") selezionati per la valutazione delle conseguenze.

TOP da RANDOM	Descrizione	Scenari finali associati al TOP identificato	Frequenza degli eventi finali [ev. anno <sup>-1</sup> ]
R2_a_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	<i>Jet fire</i>	1,40E-06
R2_c_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	<i>Flash fire</i>	7,85E-06
R3_c_4"	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	<i>Flash fire</i>	4,21E-06
R4_a_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	<i>Jet fire</i>	2,60E-06
R4_c_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	<i>Flash fire</i>	1,46E-05
R5_a_4"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	<i>Jet fire</i>	1,43E-06
R5_c_4"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	<i>Flash fire</i>	8,03E-06
R6_a_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Jet fire</i>	4,81E-06
R6_c_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Flash fire</i>	2,70E-05
R6_d_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	<i>Pool Fire</i>	1,21E-05

Tab. C.23b – Top event che determinano una radiazione termica stazionaria: probabilità e conseguenze (in m).

TOP	Descrizione	Scenario finale	Probabilità [ev. anno <sup>-1</sup> ]	Radiazione termica stazionaria [kW m <sup>-2</sup> ] <sup>1</sup>			
				12,5	7	5	3
R2_a_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	Jet fire	8,39E-06	11.5	13.7	15.3	18
R3_a_1"	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	Jet fire	4,50E-06	19	22	25	30
R4_a_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	Jet fire	1,56E-05	19	23	25	30
R5_a_1"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	Jet fire	8,58E-06	34.5	41	45.5	54.5
R6_a_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Jet fire	2,89E-05	8.3	9.9	11	13
R6_d_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Pool fire	5,69E-05	0.47	0.73	0.83	0.96
R2_a_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	Jet fire	1,40E-06	27.9	33	37	44
R4_a_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	Jet fire	2,60E-06	30.5	36.3	40.5	48.5
R5_a_4"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	Jet fire	1.43E-06	87	103	115	138
R6_a_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Jet fire	4,81E-06	18	21.4	23.7	28
R6_d_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Pool fire	1,21E-05	4,8	6,4	7	8,5

<sup>1</sup> Per i jet fire le soglie di radiazione termica stazionaria sono state calcolate attraverso il software EFFECTS 5.5, mediante il modello two-phase jet fire. Per il pool fire le soglie di radiazione termica stazionarie sono state calcolate con il modello heat radiation from pool fire.



Tab. C.24 – Top event che determinano una radiazione termica istantanea: probabilità e conseguenze (in m).

TOP	Descrizione	Scenario finale	Probabilità [ev. anno <sup>-1</sup> ]	Radiazione termica istantanea	
				LFL	LFL/2
-	Rilascio gas da vent freddo alla massima portata progettuale	Flash fire	Evento previsto come condizione estrema di esercizio	89	135
R1_c_1"	Perdita da linea compressione vapori di <i>boil-off</i> ai condensatori	Flash fire	1,32E-06	10	16
R2_c_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	Flash fire	1,05E-05	1.81	7
R3_c_1"	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	Flash fire	1,01E-05	11	17
R4_c_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	Flash fire	3,512E-05	12	17
R5_c_1"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	Flash fire	1,93E-05	30	42
R6_c_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Flash fire	6,49E-05	0.63	3.6
R2_c_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	Flash fire	4,38E-06	6.74	15
R3_c_4"	Perdita da collettore compressione vapori di <i>boil-off</i>	Flash fire	4,21E-06	16	23
R4_c_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di <i>boil-off</i> di ritorno a nave	Flash fire	1,46E-05	25	35
R5_c_4"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	Flash fire	8.03E-06	127	197
R6_c_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Flash fire	2,70E-05	6.52	20