



CONSORZIO INTERUNIVERSITARIO NAZIONALE
PER L'INGEGNERIA DELLE GEORISORSE
tra le Università di Bologna, Cagliari, Roma "La Sapienza" e Trieste

***EFFETTO DOMINO RELATIVO AL
PROGETTO DELL'IMPIANTO DI
RIGASSIFICAZIONE DI GNL GAS NATURAL
(TARANTO)***

ANALISI DI RISCHIO

- I) INSEDIAMENTI INDUSTRIALI VERSO RIGASSIFICATORE
II) TRASPORTI VERSO RIGASSIFICATORE
III) RIGASSIFICATORE VERSO INSEDIAMENTI INDUSTRIALI***
-

Luglio 2007

e-mail: cinigeo@tin.it / www.cinigeo.it / Tel: +39.0668192067 Fax: +39. 0668136903 / C.F. 96151860580 - P.IVA 04127981001
Sede operativa: via di Monte Giordano 13, 00186 Roma - Italia



Sommario

Sommario	ii
Indice delle figure	iii
Indice delle tabelle	iv
Indice delle Appendici	v
Indice degli Allegati	v
1. PREMESSA	1
1.1 Breve descrizione dell'impianto di rigassificazione gas naturale liquefatto (GNL).....	2
1.2 Ambito di applicazione.....	4
1.3 Installazioni circostanti al sito.....	5
2. CRITERI ED INDIRIZZI DELL'ANALISI	7
2.1 Criteri adottati.....	7
2.2 Definizioni.....	7
2.3 Soglie di danno.....	9
2.3.1 Riferimenti normativi.....	9
2.3.2 Effetti da energia termica.....	10
2.3.3 Effetti da sovrappressione.....	12
2.4 Condizioni meteorologiche.....	16
2.5 Analisi dei rischi naturali.....	22
2.5.1 Rischio sismico.....	22
2.5.2 Rischio maremoti.....	28
2.6 Modelli di calcolo utilizzati.....	31
2.6.1 Variabili e parametri utilizzati.....	32
3. EFFETTO DOMINO DA INSTALLAZIONI ESTERNE VS TERMINALE	33
3.1 Attività oggetto di studio.....	33
3.2 Valutazione delle aree interessate da effetti di incidente.....	33
3.2.1 AgipPetroli S.p.A. (ENI R&M) - Raffineria.....	34
3.2.2 AgipGas S.p.A. (ENI R&M)- Stoccaggio GPL.....	37
3.2.3 Stabilimento Siderurgico ILVA S.p.A.	38
3.2.4 Taranto Container Terminal S.p.A.	39
3.3 Sintesi dei risultati.....	41
4. EVENTI CONNESSI AL TRASPORTO DI SOSTANZE PERICOLOSE	42
4.1 Analisi dei flussi.....	44
4.1.1 ENI R&M Raffineria.....	45
4.1.2 Agip Gas S.p.A. (ENI R&M).....	46
4.1.3 Stabilimento Siderurgico ILVA S.p.A.	46
4.2 Tratte interessate.....	47
4.3 Ipotesi incidentali.....	47
4.4 Sintesi dei risultati.....	50
4.5 Condotta di trasferimento GPL.....	51
4.6 Conclusioni.....	54
5. EFFETTO DOMINO DAL TERMINALE VS INSTALLAZIONI ESTERNE	55
5.1 Attività oggetto di studio.....	55
5.2 Esperienza storica relativa ad eventi incidentali.....	55
5.2.1 Incidenti GNL su installazioni di rigassificazione On-shore.....	63
5.2.2 Incidenti riguardanti installazioni marine o trasporto di GNL.....	66
5.2.3 Conclusioni dell'analisi storica dell'esperienza operativa.....	68
5.3 Scenari incidentali valutati nel RdS.....	70
5.4 Valutazioni ulteriori eventi incidentali.....	75
5.4.1 Ipotesi di rottura braccio di scarico GNL.....	76
5.4.2 Ipotesi di sfiato da torcia e irraggiamento.....	80
5.4.3 Eventi incidentali di ordine secondario (rottura tubazioni minori).....	82
5.5 Conclusioni.....	86
6. CONCLUSIONI GENERALI	87



Indice delle figure

Figura 1 - Corografia dell'area prescelta per l'ubicazione dell'impianto GNL a Taranto	2
Figura 2 - Topografia area di impianto	3
Figura 3 - Ubicazione dell'impianto di rigassificazione GNL di Taranto.....	3
Figura 4 – Principali insediamenti industriali e potenziali siti sensibili in prossimità dell'impianto.....	6
Figura 5: Standard API per lamiere in acciaio direttamente lambite.....	12
Figura 6: Relazione tra sovrappressione e gravità del danno	13
Figura 7: Diagramma per la stima del danneggiamento su lamiere piane	14
Figura 8: % di danneggiamento rispetto alla sovrappressione	15
Figura 9: Schemi grafici della stabilità atmosferica	17
Figura 10 - Direzioni prevalenti del vento stazione di Taranto.....	19
Figura 11 - Direzioni prevalenti del vento stazione di Grottaglie	20
Figura 12 - Direzioni prevalenti dei venti in relazione al territorio	20
Figura 13: Carta della zonizzazione sismica del territorio nazionale secondo le disposizioni dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 dd. 20/03/2003	23
Figura 14: Eventi sismici recenti (dal 1981)	24
Figura 15: Eventi sismici superiori a magnitudo 4/5 scala MCS	25
Figura 16 - Mappa delle accelerazioni di picco PGS	26
Figura 17: Frequenza terremoti vs accelerazione.....	27
Figura 18: Incremento dell'altezza dell'onda di "tsunami" in funzione della batimetria	28
Figura 19: Mareogrammi sintetici relativi allo tsunami del 1511 a Trieste	29
Figura 20: Maremoti Mar Ionio	30
Figura 21: Probabilità di innesco vs portata di rilascio.....	32
Figura 22: Progetto di incremento capacità produttiva Raffineria Eni R&M - Zone di intervento.....	37
Figura 23 - Strade principali nell'area di studio	42
Figura 24 - Ferrovie principali nell'area in studio	43
Figura 25 – Condotta di trasferimento GPL	52
Figura 26: Incidenza percentuale dei vari tipi di incidente	58
Figura 27: Scomposizione degli incidenti in funzione delle cause iniziatrici	59
Figura 28: Distribuzione dei componenti dell'impianto dai quali si sono originati gli incidenti	60
Figura 29: Andamento percentuale delle cause di innesco	62
Figura 30: Stralcio del Rapporto Rijnmond pag. 375 TAB. IX.I relativo ai ratei di rottura dei bracci di carico/scarico	77
Figura 31: Irraggiamento da torcia a varie quote condizione D5	81
Figura 32: Irraggiamento da torcia a varie quote condizione F2	82
Figura 33: Ratei base rottura tubazioni	83



Indice delle tabelle

Tabella 1 - Stabilimenti insediati nel territorio oggetto dello studio	5
Tabella 2: Distanze per la pianificazione di emergenza esterna per impianti industriali a rischio di incidente rilevante	9
Tabella 3: Danni derivanti dall'irraggiamento stazionario	12
Tabella 4: Soglie di danno correlate ad esplosioni	13
Tabella 5 -Classi di stabilità atmosferica.....	16
Tabella 6 - Classi di stabilità e condizioni meteorologiche.....	16
Tabella 7 - Condizioni metereologiche Stazione di Taranto	18
Tabella 8 - Condizioni metereologiche Stazione di Grottaglie	19
Tabella 9 - Condizioni meteorologiche di riferimento.....	21
Tabella 10: Principali eventi sismici avvenuti nella provincia di Taranto negli ultimi 550 anni.....	24
Tabella 11 - Frequenza terremoti vs accelerazione.....	27
Tabella 12 - Scenari incidentali pontile ENI R&M	34
Tabella 13 - Scenari incidentali Raffineria ENI R&M	34
Tabella 14 - Scenari incidentali Raffineria ENI R&M riferibili al progetto di incremento della capacità produttiva.....	35
Tabella 15: Scenari incidentali ENI R&M Deposito GPL.....	37
Tabella 16 - Distanze di danno per irraggiamento stazionario Stabilimento Siderurgico ILVA.....	38
Tabella 17 - Distanze di danno per dispersione infiammabili Stabilimento Siderurgico ILVA.....	38
Tabella 18: Distanze di danno Taranto Container Terminal	39
Tabella 19 - Distanze di danno Taranto Container Terminal - UVCE	39
Tabella 20: Distanze di danno per gli incidenti più significativi	41
Tabella 21 - Trasporti Raffineria ENI.....	45
Tabella 22 - Sostanze entranti e uscenti (migliaia di tonnellate) Raffineria ENI	45
Tabella 23: Frequenze di rilascio durante il trasporto	48
Tabella 24: Frequenze scenari incidentali durante il trasporto	50
Tabella 25: Sintesi dei risultati eventi dovuti ai trasporti	51
Tabella 26 - Dati di base per foratura condotta GPL	53
Tabella 27 - Distanze di danno per flash fire dovuto a foratura condotte GPL.....	53
Tabella 28 - Distanze di danno per irraggiamento dovuto a foratura condotte GPL	54
Tabella 29: Andamento degli incidenti in funzione dei settori di impianto	57
Tabella 30: Principali contromisure adottate nel Terminal per evitare il fenomeno del rollover.....	65
Tabella 31: Top Events riportati nel Rapporto di Sicurezza.....	70
Tabella 32: Ratei di rottura delle tubazioni riportati nella norma API 581	71
Tabella 33: Ratei di guasto delle tubazioni	71
Tabella 34: Frequenze attese dei Top Events riportati nel Rapporto di Sicurezza.....	71
Tabella 35: Frequenza degli scenari finali da rotture random (diametro efflusso 1")	72
Tabella 36: Frequenza degli scenari finali da rotture random (diametro efflusso 4")	73
Tabella 37: Frequenza degli eventi incidentali da analisi Hazop	74



Tabella 38 - Distanze di danno (m) – TOP che determinano una radiazione termica stazionaria	74
Tabella 39 - Distanze di danno (m) – TOP che determinano una radiazione termica istantanea	75
Tabella 40: Frequenza attesa rottura braccio di scarico	77
Tabella 41: Variabili adottate per l'applicazione dei modelli	78
Tabella 42: Effetti di danno – flash fire	79
Tabella 43: Ipotesi di mancato intervento delle valvole ESD	79
Tabella 44: Effetti conseguenti da irraggiamento da torcia in condizioni D5	80
Tabella 45: Effetti conseguenti da irraggiamento da torcia in condizioni F2	81
Tabella 46: Frequenza attesa rottura tubazioni	83
Tabella 47: Dati di calcolo rottura tubazioni	84
Tabella 48 - Aree di danno per flash-fire rilascio GNL	85
Tabella 49-Aree di danno per jet-fire rilascio GNL	85
Tabella 50-Aree di danno per flash-fire rilascio gas naturale	86
Tabella 51- -Aree di danno per jet-fire rilascio gas naturale	86

Indice delle Appendici

- Appendice A) Scala MCS (Mercalli - Cancani - Sieberg) di intensità del terremoto
- Appendice B) Scala Sieberg-Ambraseys di intensità del maremoto
- Appendice C) Stralci planimetrici zone di danno

Indice degli Allegati

- Allegato 1) Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare: Inventario nazionale degli stabilimenti suscettibili di causare incidenti rilevanti ai sensi dell'art. 15, comma 4 del decreto legislativo 17 agosto 1999, N 334 – Regione Puglia
- Allegato 2) Referenze di calcolo modelli STAR
- Allegato 3) Simulazione per ipotesi di sfiato da ORV e per ipotesi di rottura tubazione DN900



1. PREMESSA

La società Gas Natural intende realizzare un impianto di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) tra Punta Rondinella e la località Pino Solitario nel Comune di Taranto.

In adempimento alla vigente normativa (D.Lgs. 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i.) la società ha trasmesso il Rapporto di Sicurezza (RdS) preliminare con il quale individuava le ipotesi credibili di incidente rilevante fornendo l'estensione delle aree potenzialmente interessate. Il RdS è stato approvato dal CTR, con prescrizioni, in data 24/05/2005.

Nelle more della conclusione della procedura autorizzativa e del completamento dell'iter autorizzativo in questione, la Gas Natural ha ritenuto opportuno anticipare alcune importanti tematiche di interesse per il territorio; a tale scopo ha inteso redigere uno studio relativo alla compatibilità territoriale dell'impianto, ed in particolare al cosiddetto "Effetto Domino" in conformità alle previsioni di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 334/1999, nonché nell'ambito degli adempimenti previsti dal D.M. 9 maggio 2001, in attuazione dell'art. 14 del D.Lgs. n. 334/1999.

Il presente lavoro, pertanto, si colloca nell'ambito dei processi di valutazione dei rischi industriali ed è volto a verificare l'eventuale credibilità e magnitudo di interazioni connesse con l'accadimento di incidenti a rischio rilevante presso installazioni industriali circostanti, come più dettagliatamente descritto al paragrafo 1.3.

1.1 Breve descrizione dell'impianto di rigassificazione gas naturale liquefatto (GNL)

Il sito individuato per la realizzazione del terminale di ricezione e rigassificazione del GNL si trova nella zona industriale del Porto di Taranto, nella parte cosiddetta "Fuori Rada", ovvero esterna alla Rada di Mar Grande. Esso occupa complessivamente una superficie di circa 9 ha, ad una quota di 4 m s.l.m. ed è costituito da un'area di colmata realizzata nella seconda metà degli anni '80.

Nelle Figure 1, 2 e 3 seguenti è rappresentata l'area e la zona ove è prevista la nuova installazione.

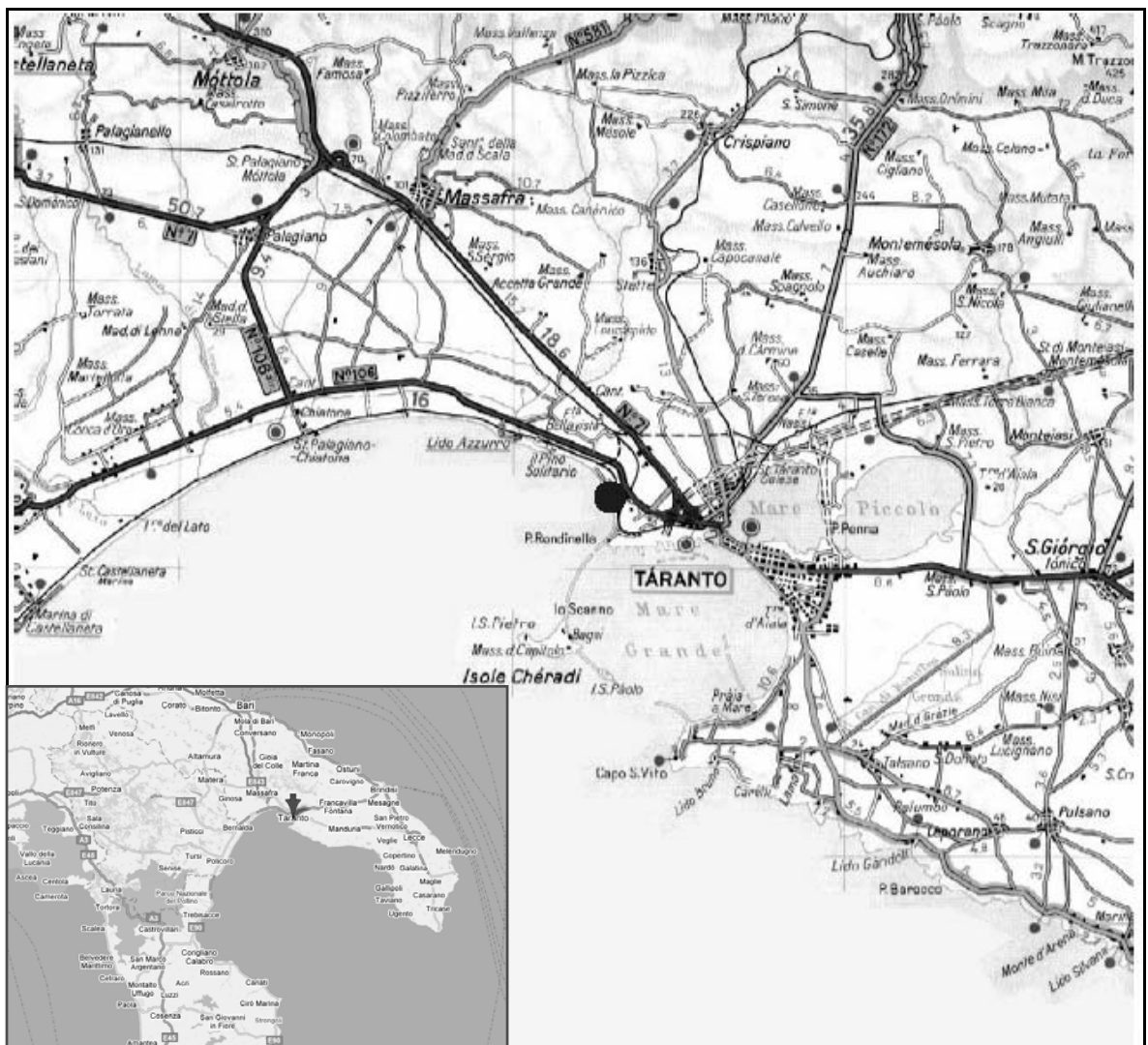


Figura 1 - Corografia dell'area prescelta per l'ubicazione dell'impianto GNL a Taranto



Figura 2 - Topografia area di impianto



Figura 3 - Ubicazione dell'impianto di rigassificazione GNL di Taranto



Il GNL è una miscela, composta da almeno il 90% di metano e il rimanente 10% da azoto, etano, propano e butano, che viene liquefatta in appositi impianti collocati nei Paesi produttori di gas per mezzo di un processo di raffreddamento a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Il terminale di ricezione e rigassificazione di Taranto è stato dimensionato per una capacità di rigassificazione di 8 miliardi di Sm^3/anno di gas, considerando un'operatività di almeno 310 giorni all'anno.

Il terminale di rigassificazione in oggetto è stato progettato per ricevere navi metaniere con capacità massima di carico pari a circa 140.000 m^3 . Il trasferimento del GNL ai due serbatoi criogenici di stoccaggio temporaneo a terra è effettuato mediante l'ausilio delle pompe installate a bordo nave, tramite 3 bracci di scarico da 16" e quindi trasportato all'area di stoccaggio tramite "transfer line" di circa 600 m ad una portata massima di $12.000\text{ m}^3/\text{h}$. Tale operazione di trasporto del prodotto dall'area di attracco ai serbatoi criogenici avviene a circuito chiuso, con ritorno dei vapori, mediante l'ausilio di compressori, dai serbatoi alla nave metaniera attraverso una linea da 24".

Ciascuno dei due serbatoi criogenici ha una capacità operativa di 140.000 m^3 e si caratterizza per valori di pressioni di progetto pari a $-5/+300\text{ mbar}$. Il GNL ripreso dai serbatoi viene inviato tramite pompe di estrazione all'impianto di rigassificazione, composto da vaporizzatori a ruscellamento (ORV - "Open Rack Vaporiser"), che utilizzano l'acqua di mare come vettore termico per riportare il GNL allo stato gassoso, e da vaporizzatori a fiamma sommersa (SCV - "Submerged Combustion Vaporizer"). Il gas così prodotto è sottoposto a misura fiscale ed immesso nel gasdotto di trasferimento alla rete nazionale.

1.2 Ambito di applicazione

L'analisi del presente studio considera:

- I. gli effetti che possono essere indotti all'interno dell'impianto di rigassificazione in caso di incidente presso gli stabilimenti industriali limitrofi rientranti nell'ambito di applicazione del D. Lgs. 334/99 e s.m.i.;
- II. gli effetti che possono essere indotti all'interno dell'impianto di rigassificazione in caso di incidenti sulla viabilità o sulle linee ferroviarie limitrofe al sito che coinvolgano sostanze rientranti nell'ambito di applicazione del D. Lgs. 334/99 e s.m.i.;
- III. gli effetti che potrebbero essere indotti su impianti ed attività industriali circostanti, in caso di incidente presso il terminale di rigassificazione o sul pontile di scarico,



mediante verifica degli scenari già individuati nel Rapporto di Sicurezza preliminare (ex. D.Lgs. 334/99).

1.3 Installazioni circostanti al sito

Gli stabilimenti insediati nel comprensorio oggetto del presente studio e rientranti nel campo di applicazione del D.Lgs. 334/99 e successive modificazioni ed integrazioni, come indicati nell'inventario nazionale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare aggiornato ad aprile 2007 (Allegato 1) sono elencati nella seguente tabella.

Tabella 1 - Stabilimenti insediati nel territorio oggetto dello studio

Art. D.Lgs. 334/99	Cod. Ministero	Ragione Sociale	Attività
8	DR013	ILVA S.p.A. ¹	Acciaierie e impianti metallurgici
8	NR003	ENI S.p.A. - Divisione Refining & Marketing ²	Deposito di gas liquefatti
8	NR004	ENI S.p.A. - Divisione Refining & Marketing ³	Raffinazione petrolio
8	DR001	ENI S.p.A. - Divisione Refining & Marketing ³	Deposito di oli minerali
6	DR012	Edison S.p.A.	Centrale termoelettrica
6	DR014	IN.CAL.GA.L. SUD S.r.l.	Deposito di gas liquefatti
6	NR061	BASILE PETROLI S.p.A.	Deposito di oli minerali
6	NR046	PRAVISANI S.p.A.	Produzione e/o deposito di esplosivi

Risulta tuttavia che il deposito IN.CAL.GA.L. SUD S.r.l. è stato smantellato e non è più in esercizio.

L'ubicazione di massima delle installazioni, in particolare quelle ricadenti in articolo 8 del D.Lgs. 334/99, è riportata nella Figura 4.

Relativamente alle aziende soggette all'art. 6 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i., la centrale Edison S.p.A. si trova all'interno dello stabilimento ILVA, nella parte più a Est dello stesso e gli scenari incidentali ad essa relativa sono confinati all'interno del perimetro del sito ospitante. La Basile Petroli S.p.A. si trova fuori dall'area rappresentata nella figura e quindi in posizione tale da non permettere di ipotizzare alcun effetto reciproco tra le due installazioni. Lo stesso dicasi per quanto concerne PRAVISANI S.p.A..

Lo studio è stato redatto tenendo anche in considerazione le informazioni riportate nel "Piano di emergenza esterno relativo alle industrie a rischio di incidente rilevante esistenti nella provincia di Taranto" (ed. 2003) dell'Ufficio Territoriale del Governo della Prefettura

¹ Anche indicata come ILVA Laminati piani

² Anche indicata come AGIP Gas S.p.A. nella figura 4 e nel testo.

³ Anche indicata come AGIP Raffineria e deposito S.p.A. nella Figura 4 e nel testo.

di Taranto. In questo rapporto sono considerate in particolare le aziende tenute alla redazione del Rapporto di Sicurezza ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. 334/99 (il deposito oli minerali e la raffineria sono considerati come un'unica entità) che per ordine di importanza risultano di maggiore interesse ai fini dell'analisi di rischio d'area. Ulteriori informazioni sono state reperite nelle schede di informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori (allegato V al D.Lgs. 334/99) e, per il progettato potenziamento della raffineria ENI R&M, sul sito web della Regione Puglia.



Figura 4 – Principali insediamenti industriali e potenziali siti sensibili in prossimità dell'impianto⁴

⁴ La Cementir non è soggetta al D.Lgs. 334/99 e s.m.i.



2. CRITERI ED INDIRIZZI DELL'ANALISI

2.1 Criteri adottati

L'effetto domino è specificatamente considerato dall'art. 12 del D.Lgs. 334/99, nel quale però si prevede solo l'interscambio delle informazioni tra aziende coinsediate in un sito individuato dall'Autorità competente; per quanto riguarda, invece, le modalità di valutazione ed i criteri da adottare nell'analisi non sono ancora state emanate norme cogenti, per cui nelle valutazioni già effettuate vengono adottati indirizzi, anche diversi, mutuati da standard internazionali basati su ricerche e sperimentazioni.

In linea generale, comunque, per la valutazione delle eventuali interazioni dirette in caso di incidente, ovvero dell'effetto domino, si fa riferimento a parametri, definiti "soglie di danno", che rappresentano l'energia necessaria per originare un danno alle strutture, impianti o persone.

Gli scenari incidentali che possono originare l'effetto domino sono in genere associati ai fenomeni di incendio o esplosione, nelle varie tipologie o forme che possono manifestarsi in funzione dell'evoluzione dei fenomeni.

Incidenti riferiti alla sola presenza di sostanze tossiche non comportano interazioni dirette, in quanto:

- i tempi di coinvolgimento sono più lunghi (la dispersione della sostanza avviene pressoché alla velocità del vento, mentre in un'esplosione il fronte di sovrappressione si propaga alla velocità del suono);
- le strutture, gli apparecchi e le tubazioni non vengono danneggiati;
- il personale aziendale è in genere addestrato a situazioni di emergenza ed è dotato di idonei mezzi di protezione, tali da consentire l'attuazione delle manovre previste in tali casi per la messa in sicurezza degli impianti.

L'effetto domino è pertanto correlato ad eventi con rapida evoluzione e/o con possibili effetti diretti su strutture o componenti di impianto. Nel seguito non si prenderanno pertanto in considerazione eventuali scenari derivanti da rilasci di sostanze non infiammabili.

In proposito, può non essere superfluo riportare di seguito l'accezione dei termini usati tratti dalle definizioni dell'AICHE - American Institute of Chemical Engineers.

2.2 Definizioni

ESPLOSIONE: termine che descrive un fenomeno generico caratterizzato da rilascio quasi istantaneo di energia sotto forma di sovrappressione, o onda d'urto, che può avere



anche effetti diversi in funzione della dinamica del fenomeno e che comprende sia la deflagrazione, che la detonazione.

FIRE BALL: combustione veloce di una massa di vapori infiammabili rilasciata istantaneamente, in genere connessa con un BLEVE, senza sviluppo di sovrappressione, ma con irraggiamento intenso e breve.

FLASH FIRE: combustione di una nube di vapori infiammabili in quantità limitata e non sufficiente a generare esplosione, in genere connessa con un innesco ritardato a seguito di un rilascio, con effetti limitati ad irraggiamento intenso e breve (lo sviluppo di un flash-fire comporta modesti effetti di sovrappressione, solitamente tali da non provocare danni a strutture o apparecchiature in acciaio, e un irraggiamento intenso ma istantaneo, di qualche secondo, quindi tale da non poter instaurare effetti domino)

IMPINGMENT (flame impingement): situazione in cui la fiamma di un jet fire colpisce ortogonalmente un apparecchio o una struttura. È una delle situazioni in cui risulta più probabile il BLEVE.

INCENDIO: comprende tutti i fenomeni di combustione libera, quali il **flash fire**, il **jet fire** (dardo di fuoco generato dalla combustione di un getto di gas o flusso bifase ad alta velocità) il **pool fire** (incendio di una pozza di liquido) ed il **tank fire** (incendio di un serbatoio o recipiente che si verifica in genere dopo una rottura).

RILASCIO: fuoriuscita rilevante di sostanze pericolose.

ROLLOVER: rapida vaporizzazione di grosse quantità di liquido a seguito di miscelazione di strati a differente densità e temperatura.

SCOPPIO/BLEVE: vengono qui associati due fenomeni che, pur generando effetti simili, derivano da cause e sequenze completamente differenti; infatti, nella voce SCOPPIO si comprende l'esplosione interna ad un recipiente o tubazione determinata da innesco di miscela infiammabile o da reazione anomala o da sovrappressione statica, mentre il termine BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion) considera specificatamente il collasso termico di un recipiente contenente un gas compresso e liquefatto a seguito di surriscaldamento dovuto a incendio. Questo fenomeno si verifica, quando la sostanza contenuta si trova in condizioni di surriscaldamento ed è soggetta ad una rapida depressurizzazione che origina il flash di una frazione del liquido.

UVCE: (Unconfined Vapour Cloud Explosion) esplosione di una nube di vapori o gas infiammabili in luogo aperto o parzialmente confinato. E' spesso definita anche VCE (Vapour Cloud Explosion) perché nei siti industriali non sono in genere presenti ambienti



completamente liberi da ostacoli o da strutture che determinano accelerazioni locali della fiamma e maggiori sovrappressioni.

EVENTO: infine si ritiene opportuno precisare che il termine "evento" è usato per descrivere la prima manifestazione dell'incidente, ad esempio la rottura o l'esplosione generica, mentre il termine "SCENARIO" è usato per contraddistinguere il fenomeno che si manifesta, quale, ad esempio, il flash fire o la deflagrazione.

2.3 Soglie di danno

2.3.1 Riferimenti normativi

Nella legislazione italiana le soglie di danno per la valutazione delle conseguenze attese sono fornite principalmente da tre fonti:

- il D.M.LL.PP. del 9 maggio 2001 "*Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante*",
- il D.M.A. 15 maggio 1996 "*Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto*",
- il D.P.C.M. del 25 febbraio 2005 "*Pianificazione dell'emergenza esterna degli stabilimenti industriali a rischio d'incidente rilevante*".

Tabella 2: Distanze per la pianificazione di emergenza esterna per impianti industriali a rischio di incidente rilevante

D.P.C.M. 25/02/2005 - D.M.LL.PP. 09/05/2001 D.M.A. 15/05/1996	elevata letalità	inizio letalità	lesioni irreversibili	lesioni reversibili	danni a strutture
Incendio stazionario (pool fire, jet fire, tank fire) kW/m ²	12,5	7	5	3	12,5
BLEVE/Fire Ball kJ/m ²	raggio fire ball	350	200	125	100-600-800 ⁵
Flash fire concentrazione	LFL	½ LFL	-		
Esplosioni bar	0,3 (0,6 spazi aperti)	0,14	0,07	0,03	0,3
LINEE GUIDA PCM 2004	Zona 1		Zona 2 ⁶	Zona 3 ⁷	

⁵ Le norme richiamate indicano la distanza di danno da un recipiente che dia origine a un BLEVE/Fire Ball. In particolare nel caso del D.M.A. 15/05/1996 sono indicate le seguenti distanze:
100 m da stoccaggio bombole, 600 m da serbatoi sferici, 800 m da serbatoi cilindrici

⁶ Le linee guida della Presidenza del Consiglio dei Ministri indicano il valore di ½ LFL come soglia per la Zona 2.

Le indicazioni fornite da tali norme sono pressoché uguali e, per quanto riguarda gli scenari di incendio ed esplosione, i valori associati alle soglie sono riportati nella Tabella 2, nella quale si riportano anche le indicazioni delle Linee Guida per la Pianificazione di emergenza esterna per impianti industriali a rischio di incidente rilevante emanate dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri nel dicembre 2004. In tale documento (allegato 1 allo stesso) si precisa che la Zona 3 “riveste importanza solo nel caso in cui si considerano gli effetti acuti sull'uomo in relazione a scenari di dispersione atmosferica di rilasci tossici e qualora nel territorio di interesse siano presenti centri sensibili”. In effetti, essa è definita (capitolo V.1) come “caratterizzata dal possibile verificarsi di danni, generalmente non gravi anche per soggetti particolarmente vulnerabili oppure da reazioni fisiologiche che possono determinare situazioni di turbamento...”.

Le soglie relative all'effetto domino sono quelle esposte nella colonna denominata “danni a strutture”. Al riguardo, si ritiene opportuno anche esporre i valori e i criteri proposti da fonti internazionali per la valutazione del danno, in particolare per l'effetto domino.

2.3.2 Effetti da energia termica

Per valutare gli effetti correlati all'esposizione di strutture, componenti o materiali in genere, si usa riferirsi all'unità di misura della potenza assorbita per unità di superficie esposta (kW/m^2) e si considera la modalità di propagazione del calore per irraggiamento, in quanto si propaga anche per distanze non trascurabili, diversamente dalla conduzione e dalla convezione.

Per incendi stazionari (pool fire, jet fire, tank fire), cioè perduranti per almeno alcuni minuti, le soglie più comunemente indicate e le rispettive fonti sono:

- $37,5 \text{ kW/m}^2$: corrisponde alla soglia di danno per irraggiamento stazionario su apparecchiature di processo secondo la norma British Standard 5980 - 1990 e la API RP521,
- 25 kW/m^2 : soglia per l'ignizione non pilotata (spontanea) del legno (BS5980),
- 20 kW/m^2 : soglia per l'ignizione di carburante (N° 2 fuel oil) in 40 secondi,

⁷ In realtà le Linee Guida non danno valori di soglia per la Zona 3: nella tabella sono state indicate le soglie più basse riportate dalla restante normativa richiamata al solo scopo di avere un riferimento.



- 12,5 kW/m²: soglia per l'ignizione pilotata del legno o per il danneggiamento (fusione o rammollimento) di materiali plastici (BS5980),
- 5 kW/m² (4,5 kW/m²): corrisponde alla soglia raccomandata per zone di impianto in funzione della presenza di operatori, quindi non comporta danno a strutture o apparecchi, ma viene indicato come limite cautelativo per il riscaldamento di strutture ove può essere presente o transitare personale d'impianto.

Il Battelle Institute (Frankfurt am Main – 1987) fornisce le seguenti indicazioni ed osservazioni sperimentali:

- la temperatura massima per calcestruzzo non armato è di 575°C,
- la temperatura massima per calcestruzzo armato è di 900°C per 30-90 minuti in funzione dello spessore del copriferro,
- la muratura di mattoni pieni resiste per 4 ore a 1100°C, pur con danni superficiali sul lato esposto,
- le strutture in acciaio resistono bene fino a temperature dell'ordine di 300°C,
- i vetri sopportano temperature fino a 1000°C.

Per quanto riguarda gli incendi non stazionari, quali il flash fire ed il fire ball, è noto che la brevità dell'emissione di calore non comporta effetti diretti, come d'altronde risulta anche dalle indicazioni deducibili dalla normativa, per cui ad essi non è direttamente ascrivibile un eventuale "effetto domino".

Le soglie indicate in precedenza, infatti, vanno correlate ad un tempo di applicazione dell'energia, che può essere abbastanza variabile in funzione del grado di riempimento dell'apparecchio, delle caratteristiche del materiale, degli apprestamenti attuati per minimizzare gli effetti, quali possono essere gli impianti fissi di irrorazione e/o spegnimento.

Gli effetti di danno o cedimento di lamiere in acciaio sono correlati al tempo di esposizione al calore ed all'assetto del recipiente: per lamiere bagnate all'interno si avrà un effetto raffreddante dovuto allo scambio con il prodotto, mentre per la parte di mantello o per il tetto che sono a contatto con i vapori il riscaldamento sarà più veloce. Va considerato, tuttavia, che il cedimento del mantello dipende anche dalla sollecitazione, quindi dal peso proprio e dalla pressione indotta dai vapori all'interno del recipiente. Per lamiere in acciaio direttamente lambite dalla fiamma gli standard API indicano un tempo richiesto per avere danni gravi che è funzione dello spessore del materiale, come illustrato in Figura 5.

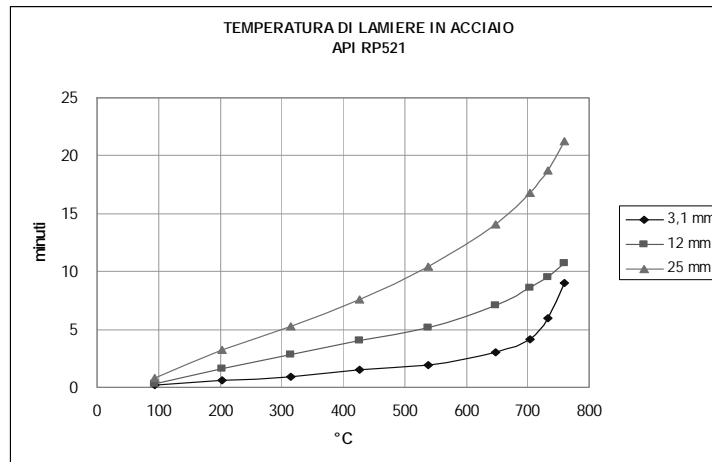


Figura 5: Standard API per lamiere in acciaio direttamente lambite

Le soglie di riferimento per i danni derivanti dall'irraggiamento stazionario sono pertanto definite come riportato nella Tabella 3, considerando gli apparecchi e recipienti con un grado di riempimento medio ed una durata dell'esposizione dell'ordine di 5 minuti (assunto cautelativamente come tempo di messa a regime di impianti di raffreddamento).

Tabella 3: Danni derivanti dall'irraggiamento stazionario

Danno	kW/m ²
Danni gravi a serbatoi, tubazioni ed apparecchi metallici	37,5
Danneggiamento strumentazione di processo, tenute e guarnizioni, canale in materiale plastico	12,5

2.3.3 Effetti da sovrappressione

Le soglie di danno correlate a scenari di esplosione sono comunemente rappresentate dalla sovrappressione di picco.

Vi sono numerose indicazioni di letteratura sulla correlazione sovrappressione-danno, riferite per lo più ad osservazioni empiriche, tra le quali si riportano nella Tabella 4 quelle tratte da "Loss Prevention in the Process Industries" – F.P. Lees - 1996⁸.

Da queste raccolte di dati è possibile ricavare il tipo di danno atteso a fronte di un determinato picco di sovrappressione.

Per particolari apparecchi, quali i serbatoi metallici, indicazioni più puntuali sono ricavabili dalla letteratura tecnica. Nella Figura 6 si riportano le relazioni tra sovrappressione

⁸ Frank P. Lees, 1996. *Loss Prevention in the Process Industries*, Butterworth-Heinemann Ltd.

incidente e gravità del danno per serbatoi metallici atmosferici a tetto galleggiante (TG) e cilindrici verticali a tetto fisso e per serbatoi sferici.

Tabella 4: Soglie di danno correlate ad esplosioni

Danno	Sovrappressione (bar)
Rottura vetri delle finestre (75-90 %)	0,03÷0,05
Danni lievi o minori a muratura leggera, telai finestre, pannelli leggeri, strumentazione di processo	0,07
Danni seri a strumentazione di processo, danni gravi a tetti di abitazioni civili, danni minori alla muratura	0,13
Danneggiamento torri di raffreddamento, canale e condotte di ventilazione, cedimento tetti abitazioni, danni a muratura civile	0,14÷0,17
Deformazione serbatoi atmosferici, tubazioni; rottura strumentazione di processo, pannelli in calcestruzzo leggero; danni gravi ad edifici in muratura	0,20÷0,24
Deformazione macchine, filtri, spostamento tubazioni dai supporti, rottura serbatoi atmosferici	0,25÷0,28
Deformazione mantello di apparecchi di processo non a pressione (colonne di frazionamento, ecc.), deformazione muri in calcestruzzo (20 cm); distruzione muratura in laterizio	0,35÷0,38
Valore di soglia per danni gravi ai timpani	0,40
Deformazione serbatoi a pressione, spostamento da supporti di apparecchi leggeri	0,42÷0,45
Rottura tubazioni, danni gravi ad apparecchi di processo e (rottura del mantello, ecc.), spostamento ferrocisterne	0,45÷0,49
Danneggiamento serbatoi sferici a pressione; cedimento muratura in calcestruzzo non rinforzato	0,53÷0,56
Deformazione strutture portanti in acciaio; spostamento dai basamenti di apparecchi (pompe, scambiatori)	0,70

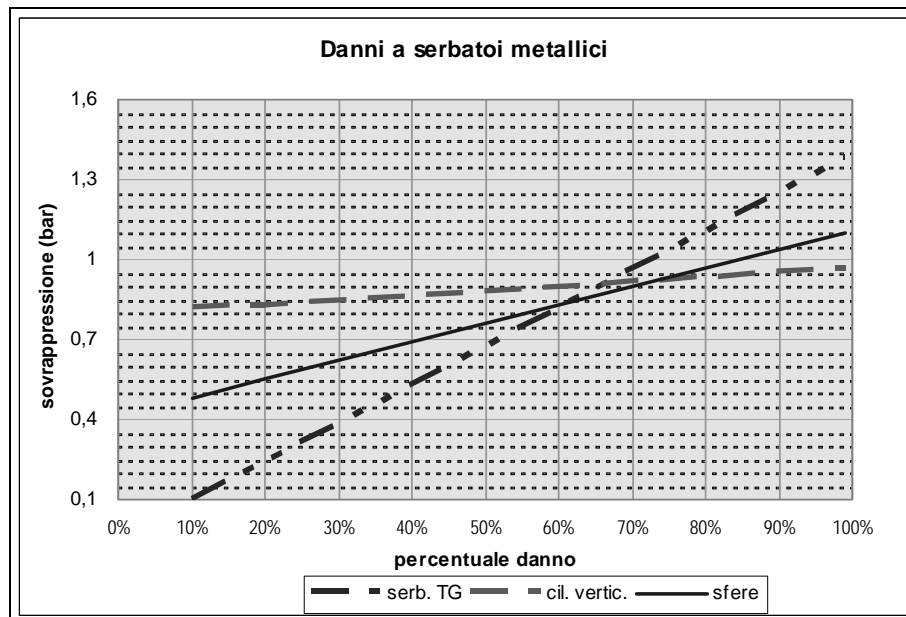


Figura 6: Relazione tra sovrappressione e gravità del danno

Va rilevato che tali relazioni sono riferite solo alla sovrappressione incidente, ma che nella valutazione puntuale del grado di danno atteso per apparecchi interessati da sovrappressione va considerato anche l'impulso, che dipende dal tempo di applicazione della sovrappressione. L'eventuale danneggiamento dipende inoltre da fattori quali la direzione con cui l'onda d'urto colpisce il bersaglio e dalla forma o geometria del bersaglio (ad esempio una trave in acciaio subirà danni diversi da una lamiera piana dello stesso materiale).

Ciò riguarda anche gli edifici o costruzioni in genere, per i quali la valutazione puntuale del danno atteso richiede una serie di parametri che raramente sono forniti in sede di analisi del rischio.

Nella Figura 7 è riportato un diagramma per la stima di tali effetti su lamiere piane.

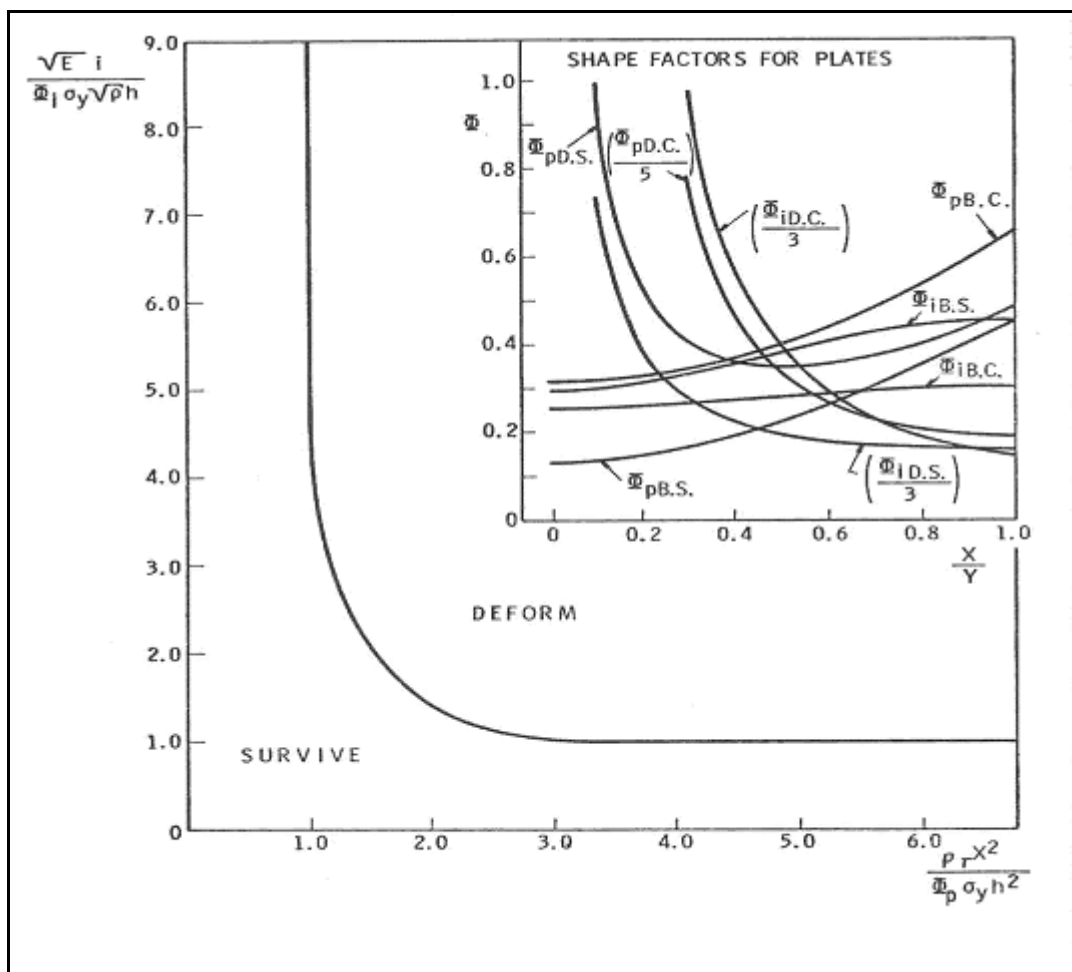


Figura 7: Diagramma per la stima del danneggiamento su lamiere piane

Nel caso di costruzioni di tipo civile, quali possono essere i fabbricati per uffici o i capannoni industriali, il tipo di danno può essere ricavato dall'applicazione della tecnica del probit, che è rappresentata dalla relazione:

$$Y = a + b \cdot \ln(P)$$

dove "P" è il valore di sovrappressione mentre "a" e "b" sono coefficienti stimati sulla base di osservazioni e sperimentazioni.

Da tale relazione sono ricavabili le indicazioni, riportate in Figura 8, riferite a costruzioni civili in muratura o calcestruzzo leggero (prefabbricati e similari).

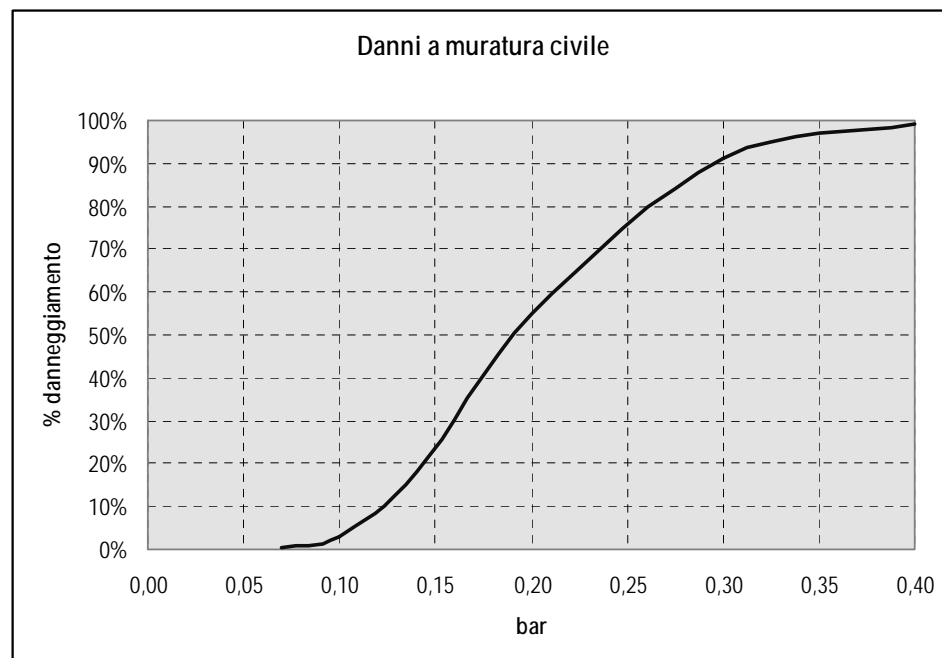


Figura 8: % di danneggiamento rispetto alla sovrappressione

Per quanto riguarda la rottura vetri si considera che questa tipologia di danno possa comportare effetti indiretti, cioè non direttamente correlabili ad effetti domino, ma che richiedano comunque interventi di emergenza per assicurare il presidio e la messa in sicurezza degli impianti.

La soglia assunta per questo tipo di danno è quella prevista dalla normativa, cioè 0,03 bar.

Le analisi eseguite nel presente studio sono state effettuate sulla base delle informazioni fornite dalle Aziende nella Scheda di Informazione sui Rischi di Incidenti Rilevanti per i Cittadini e i Lavoratori (allegato V al D.Lgs. 334/99), per cui le soglie ivi considerate, corrispondenti a quelle previste dalla legislazione per fornire tali informazioni, sono state

analizzate mediante l'applicazione di metodi di valutazione degli effetti e delle conseguenze di scenari incidentali al fine di ottenere l'indicazione del danno atteso in base alle considerazioni fin qui esposte.

2.4 Condizioni meteorologiche

Per le simulazioni relative agli scenari incidentali condotti si fa riferimento a delle combinazioni classe di stabilità atmosferica – velocità del vento; la prima è identificata da una lettera, la seconda indicata da un numero che rappresenta la velocità del vento espressa in m/s (es. D5, F2, ecc.).

La quantità di turbolenza nell'aria ha effetti significativi sulla risalita e dispersione degli inquinanti atmosferici: detta quantità può essere classificata in incrementi definiti noti come "classi di stabilità". Le categorie più comunemente utilizzate sono le classi di stabilità di Pasquill, suddivise in: A, B, C, D, E ed F+G. La classe A denota le condizioni di maggior turbolenza o maggiore instabilità mentre la classe F definisce le condizioni di maggior stabilità o minore turbolenza.

Tabella 5 -Classi di stabilità atmosferica

Classe	Descrizione	Description
A	Condizioni estremamente instabili	Extremely unstable conditions
B	Condizioni moderatamente instabili	Moderately unstable conditions
C	Condizioni leggermente instabili	Slightly unstable conditions
D	Condizioni di neutralità	Neutral conditions
E	Condizioni leggermente stabili	Slightly stable conditions
F	Condizioni moderatamente stabili	Moderately stable conditions
G	Condizioni estremamente stabili	Extremely stable

Tabella 6 - Classi di stabilità e condizioni meteorologiche

Velocità del vento al suolo (m/s)	Radiazione solare diurna			Copertura nuvolosa notturna (nubi basse) ⁽²⁾	
	Forte	Moderata	Debole	Coperto o >50% (>4/8)	<= 50% (<= 4/8) ⁽³⁾
< 2	A	A – B	B	E	F
2 – 3	A – B	B	C	E	F
3 – 5	B	B – C	C	D ⁽¹⁾	E
5 – 6	C	C – D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D

Note:

(1) La condizione D vale per qualsiasi vento, quando il cielo è coperto da un notevole spessore di nubi e nell'ora che precede e che segue la notte.

(2) La notte è intesa come il periodo che va da un'ora prima del tramonto a un'ora dopo il sorgere del sole.

(3) Frazione di cielo sopra l'orizzonte coperto da nuvole.

Le classi di stabilità di Pasquill sono rappresentate in Tabella 6 in funzione delle condizioni meteorologiche prevalenti, che tengono conto di:

- velocità del vento misurata a 10 metri di altezza rispetto alla superficie del suolo,
- radiazione solare diurna incidente o percentuale notturna di copertura nuvolosa.

La stabilità atmosferica, assunta come indice della turbolenza atmosferica, ovvero del grado di dispersione degli inquinanti gassosi immessi nell'atmosfera, può quindi essere suddivisa in sei classi più la nebbia, che è considerata categoria a parte poiché generalmente caratterizzata dalla presenza di un'inversione termica (Figura 9).

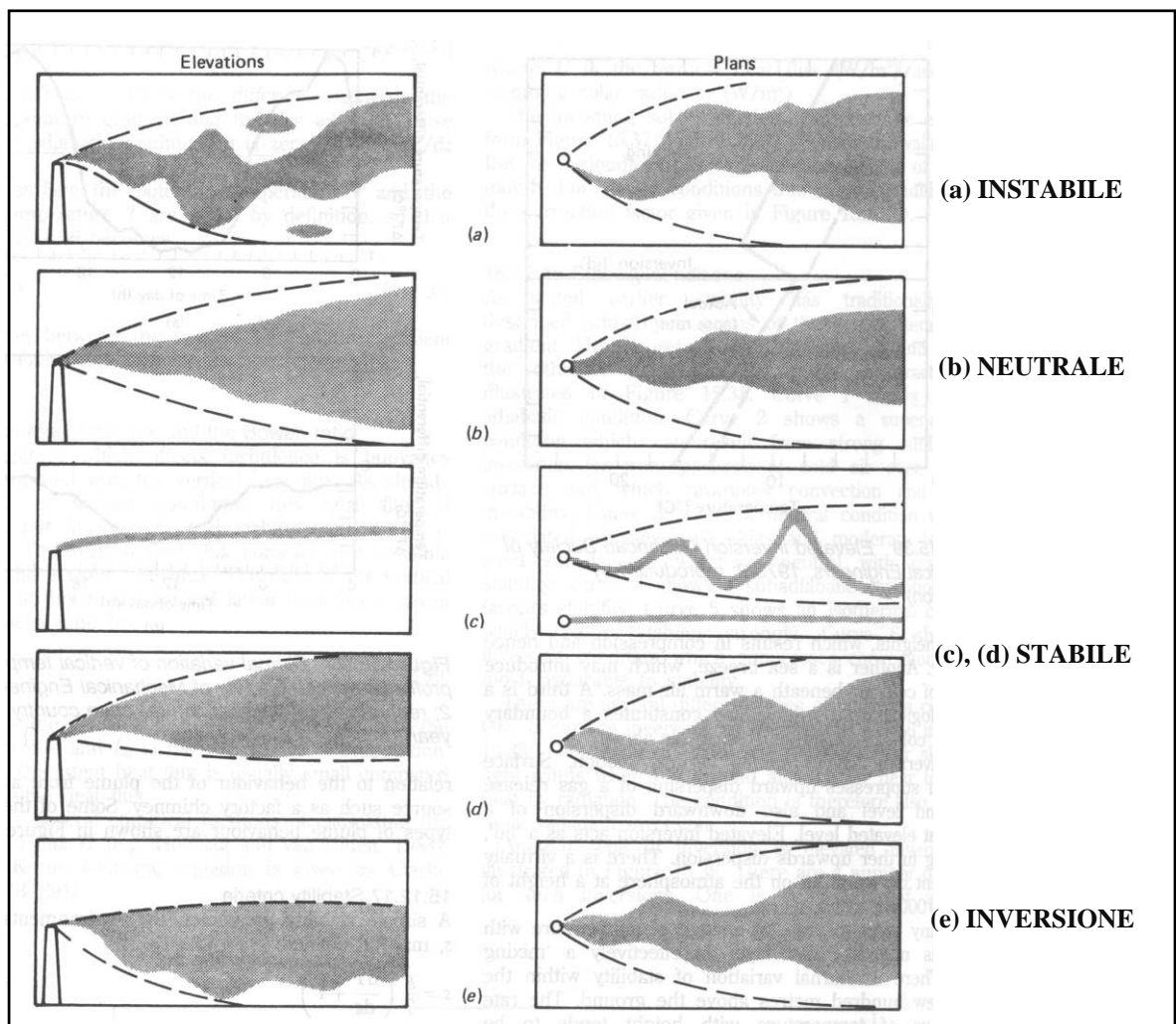


Figura 9: Schemi grafici della stabilità atmosferica

In Italia, numerose fonti legislative (D.P.C.M. 25 febbraio 2005: Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento della protezione civile: "Pianificazione dell'emergenza esterna

degli stabilimenti industriali a rischio d'incidente rilevante. Linee Guida", Roma, dicembre 2004; D.M. Ambiente 15 maggio 1996 "Criteri di analisi e valutazione dei Rapporti di Sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto (G.P.L.)"; D.M. Ambiente 20 ottobre 1998 "Criteri di analisi e valutazione dei Rapporti di Sicurezza relativi ai depositi di liquidi facilmente infiammabile e/o tossici", ecc.), suggeriscono per il calcolo delle conseguenze di incidenti rilevanti, salvo che il gestore non giustifichi scelte differenti dal punto di vista tecnico/scientifico, l'adozione delle due seguenti combinazioni meteorologiche generali:

- classe di stabilità F e velocità del vento 2 m/s (F2)
- classe di stabilità D e velocità del vento 5 m/s (D5).

Dalla consultazione dello studio "Caratteristiche diffusive dei bassi strati dell'atmosfera" (ENEL ed Aeronautica Militare) per la stazione meteo di Taranto (dati medi 1951-1967) si ottiene la seguente sintesi relativa alla velocità del vento ed alla stabilità atmosferica:

Tabella 7 - Condizioni metereologiche Stazione di Taranto

classe stabilità	frequenza annuale %	velocità vento (% anno)			
		<2 m/s	2-4 m/s	4-6 m/s	>6 m/s
A	3,22	2,75	0,47	0,00	0,00
B	8,69	6,09	1,77	0,82	0,00
C	7,86	1,01	1,78	3,89	1,18
D	38,16	8,29	3,69	12,99	13,19
E	10,96	1,56	6,61	2,79	0,00
F+G+nebbie	31,11	28,49	2,61	0,01	0,01
Totale	100,00	48,19	16,93	20,51	14,38

Per quanto attiene invece alla direzione prevalente di provenienza del vento, il grafico di Figura 10 mostra che sono decisamente preponderanti i venti che spirano da NNW.

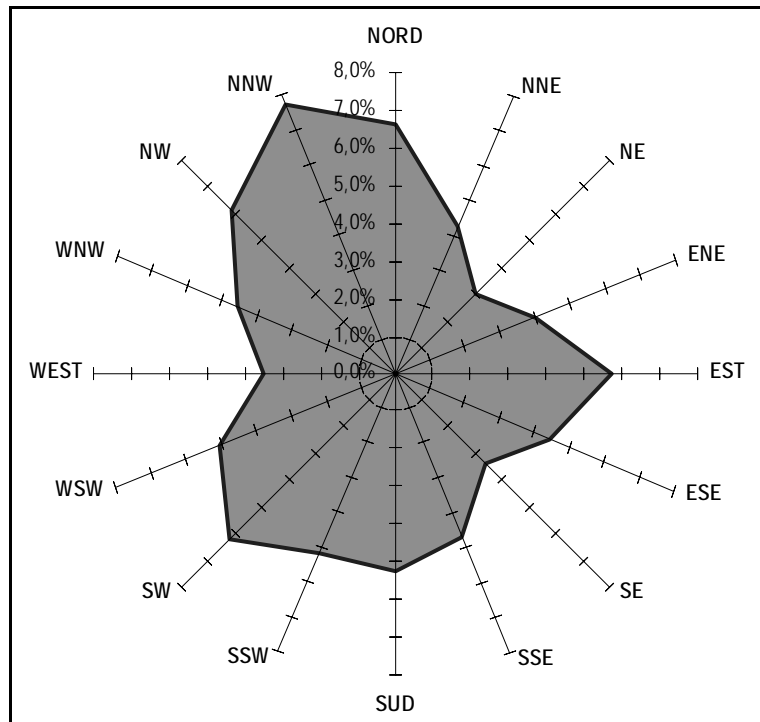


Figura 10 - Direzioni prevalenti del vento stazione di Taranto

I dati relativi alla stazione di Taranto sono limitati fino al 1967. Ancorché essi possano essere considerati comunque sostanzialmente validi, si riportano anche quelli relativi a Grottaglie, distante circa 15 km a Est dall'impianto e relativi al periodo gennaio 1960 - dicembre 1991.

Tabella 8 - Condizioni metereologiche Stazione di Grottaglie

classe stabilità	frequenza annuale %	velocità vento (% anno)			
		<2 m/s	2-4 m/s	4-6 m/s	>6 m/s
A	2,40	1,79	0,61	0,00	0,00
B	10,04	6,17	2,80	1,06	0,00
C	7,95	0,72	2,84	3,68	0,72
D	38,67	13,69	5,98	10,55	8,45
E	6,74	0,87	4,75	1,13	0,00
F+G+nebbie	34,21	32,84	1,37	0,00	0,00
Totale	100,00	56,07	18,34	16,42	9,17

Si può osservare come l'intensità del vento appaia in questo caso appena leggermente inferiore.

In quanto alla direzione del vento, le osservazioni della seconda stazione mostrano un andamento più allineato nella direzione Nord-Sud.

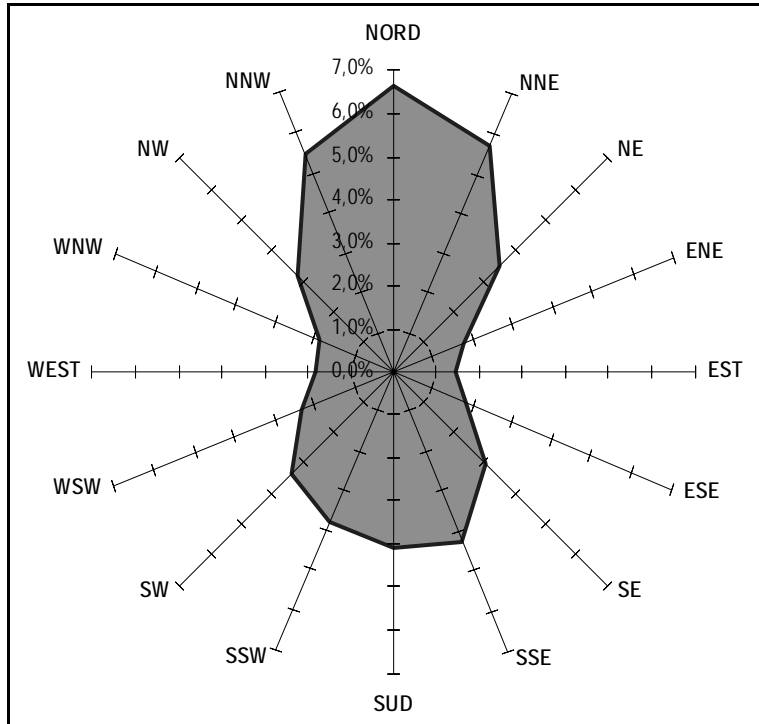


Figura 11 - Direzioni prevalenti del vento stazione di Grottaglie

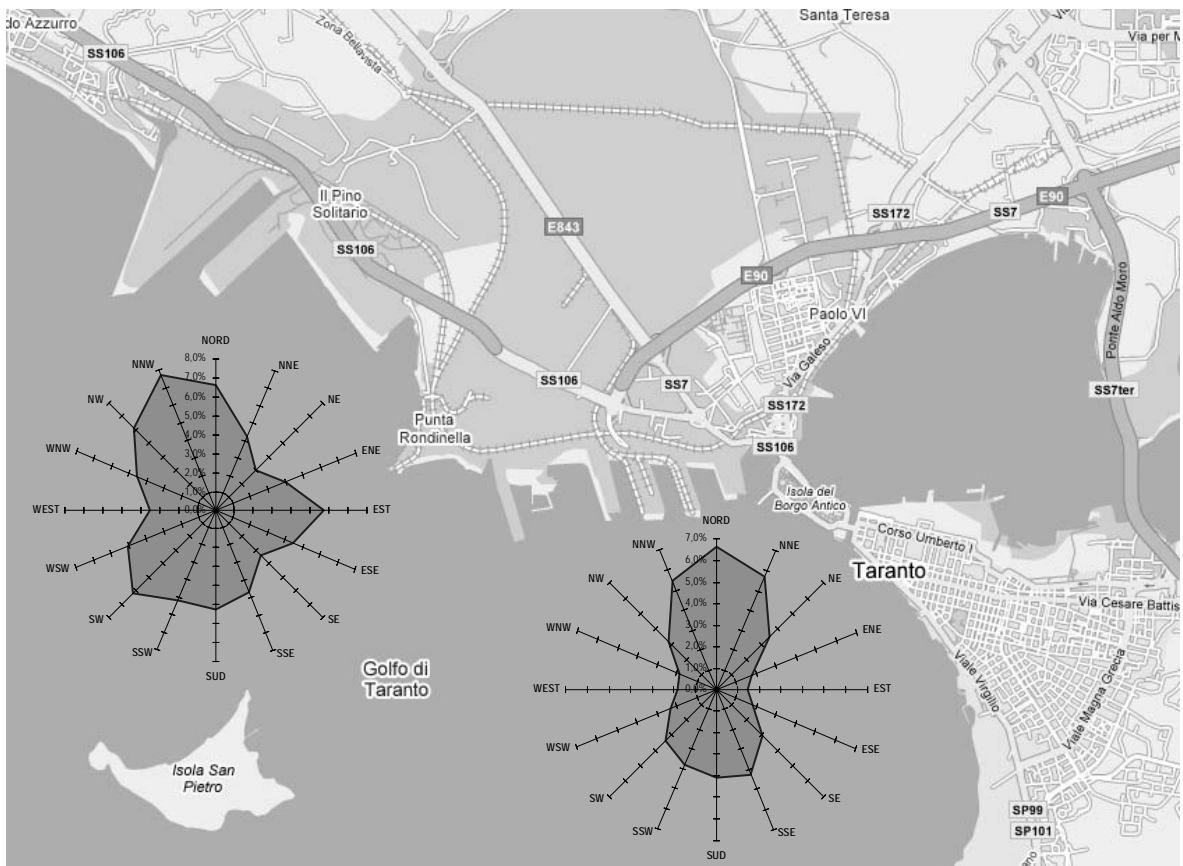


Figura 12 - Direzioni prevalenti dei venti in relazione al territorio



L'analisi dei dati denota che la condizione meteo D5 appare effettivamente rappresentativa (circa il 25% delle osservazioni rientra nella classe di stabilità D e in un campo di velocità superiore a 2 m/s) ed è anche quella adottata nel RdS. Per la classe di stabilità F la velocità dei venti appare cadere in un campo tra 1 e 2 m/s. Privilegiando le indicazioni normative, si adotta la condizione F2. Tali combinazioni, alle quali si farà riferimento nel prosieguo del presente studio, sono ritenute rappresentative per la descrizione di scenari incidentali tipici, poiché descrivono situazioni limite cautelative dal punto di vista della dispersione (D5 particolarmente per il "campo vicino" e in orario diurno, F2 invece per il "campo lontano" in condizioni tipicamente notturne).

Non è superfluo rilevare che la classe di stabilità, definita come in precedenza, incide sull'evaporazione di liquidi e sulla dispersione di vapori, mentre la velocità del vento influisce sull'evaporazione e sull'irraggiamento (in quanto favorisce la turbolenza della combustione). Temperatura e umidità dell'aria sono le medesime impiegate nel Rapporto di Sicurezza. Per l'irraggiamento solare si è assunto un valore in linea con la collocazione relativamente meridionale del sito. Per la rugosità si sono adottati valori diversi in ragione della ubicazione dello scenario.

In definitiva le condizioni sono:

Tabella 9 - Condizioni meteorologiche di riferimento

Parametro	Valore assunto	
Temperatura ambiente	17°C (media annua) (290 K)	
Umidità relativa	60%	
Classe stabilità atmosferica (Pasquill)	D	F
Velocità del vento	5 m/s	2 m/s
Rugosità	0,1 m - 0,3 m - 0,6 m	
Irraggiamento solare	1 kW/m ²	



2.5 Analisi dei rischi naturali

2.5.1 Rischio sismico

La classificazione sismica ha lo scopo di definire, tramite la suddivisione in zone omogenee del territorio nazionale, azioni sismiche di progetto che portino ad una sostanziale uniformità sia nei riguardi del livello di danno accettabile per sismi di modesta severità - con ricorrenza di circa 70 anni - sia nei riguardi della sicurezza nei confronti di eventi di eccezionale severità - con ricorrenza superiore ai 500 anni - che possano mettere a rischio la pubblica incolumità.

Tale filosofia di duplice verifica della sicurezza, al danno e al collasso, è sempre stata presente nella normativa italiana, anche se in forma implicita. Infatti, la vigente normativa prevede sia verifiche al collasso che verifiche volte alla limitazione degli spostamenti (in particolare, per gli edifici, quelli relativi tra i piani) espressamente finalizzate ad evitare il danneggiamento delle costruzioni nel caso di azioni sismiche frequenti e di modesta intensità.

L'avanzamento delle conoscenze e delle metodologie di elaborazione dei dati relativi alla sismicità dell'intero territorio nazionale, rende oggi possibile effettuare in modo esplicito anche le verifiche al danneggiamento e di particolare in modo più aderente alla reale sismicità la suddivisione del territorio nazionale.

La zona oggetto del presente studio, secondo i disposti della Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 dd. 20/03/2003 "*Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e normative tecniche per le costruzioni in zona sismica*", ricade in ZONA OMOGENEA 3, come visibile in Figura 13.

La realizzazione dell'opera avverrà in accordo con la normativa antisismica in vigore.

In termini storici nella provincia di Taranto sono stati registrati i terremoti indicati in Tabella 10 e riportati (qualora superiori al grado 4/5) in Figura 15⁹.

Per quanto concerne l'area in questione, secondo i lavori dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (reperibile all'indirizzo:<http://esse1-gis.mi.ingv.it/>), è attesa

⁹ Reperiti dalle banche dati dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia:

<http://emidius.mi.ingv.it/DBMI04/>.

Gli ultimi 4 sono reperiti in:

<http://kharita.rm.ingv.it/Gmaps/reg/index.htm#pug>

ove sono riportati altri eventi minori, più distanti tuttavia dal sito di interesse, come si può osservare il Figura 14.

un'accelerazione di picco (PGS), pari a $0,075-0,100 g^{10}$, con probabilità del 10% in 50 anni come evidenziato in Figura 16 (tempo di ritorno 475 anni).

La figure successive mostrano la variazione della frequenza annuale attesa in funzione della intensità della accelerazione e del percentile di riferimento per il nodo posto in corrispondenza di Punta Rondinella.

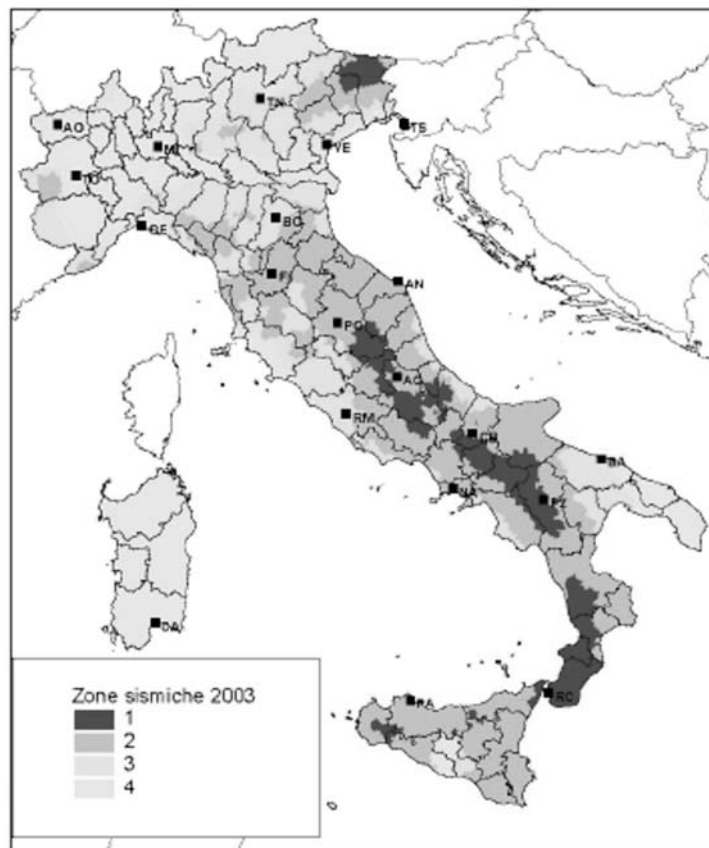


Figura 13: Carta della zonizzazione sismica del territorio nazionale secondo le disposizioni dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 dd. 20/03/2003

¹⁰ g = accelerazione di gravità = $9,8065 m/s^2$

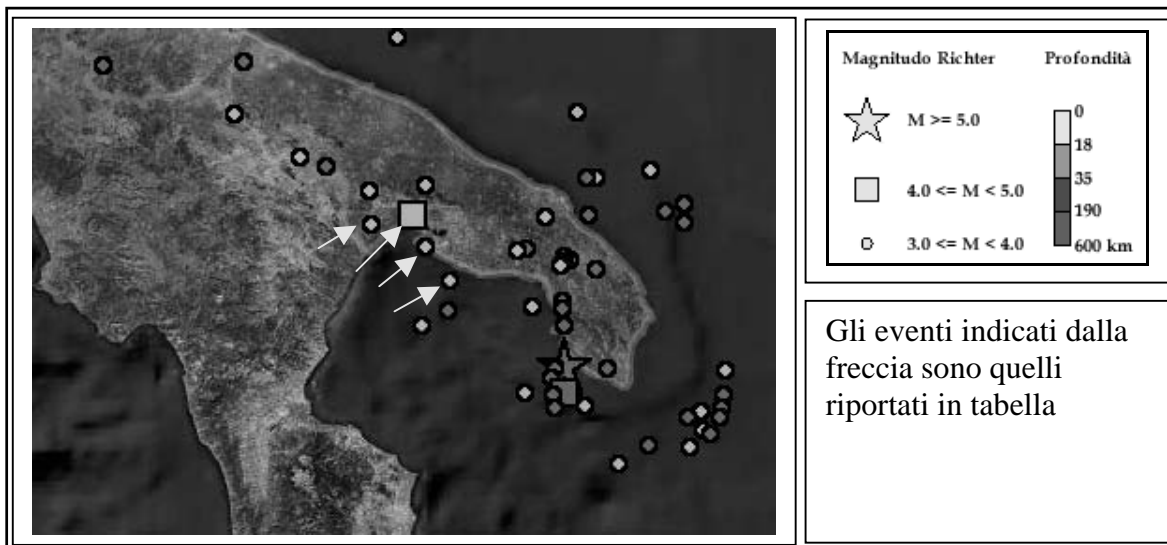


Figura 14: Eventi sismici recenti (dal 1981)

Tabella 10: Principali eventi sismici avvenuti nella provincia di Taranto negli ultimi 550 anni

Is	Anno	Mese	Giorno	Ora	Minuti	Epicentro
6	1456	12	05			MOLISE
3	1638	03	27	15	05	Calabria
8	1743	02	20	16	30	Basso Ionio
6-7	1857	12	16	21	15	Basilicata
4-5	1875	12	06			S.MARCO IN LAMIS
NF	1887	12	03	03	45	Calabria settentrionale
4	1889	12	08			APRICENA
F	1904	04	08	08	22	GARGANO
4-5	1905	09	08	01	43	Calabria
2-3	1905	11	26			IRPINIA
2	1907	10	23	20	28	Calabria meridionale
2	1908	12	28	04	20	Calabria meridionale
RS	1909	08	25		22	MURLO
5	1910	06	07	02	04	Irpinia-Basilicata
2	1913	06	28	08	53	Calabria settentrionale
2	1915	01	13	06	52	AVEZZANO
3	1917	06	12	18	44	MAR IONIO
5	1930	07	23		08	Irpinia
2	1931	12	03	09	32	CERIGNOLA
3	1932	01	02	23	36	CROTONESE
2	1933	03	07	14	39	BISACCIA
2	1947	05	11	06	32	Calabria centrale
4	1948	08	18	21	12	Puglia settentrionale
3	1951	01	16	01	11	GARGANO
2	1955	02	09	10	06	MONTE S. ANGELO
3	1956	01	09		44	GRASSANO
F	1962	08	21	18	19	Irpinia
RS	1967	12	09	03	09	ADRIATICO meridionale
F	1975	06	19	10	11	MATTINATELLA
5	1980	11	23	18	34	Irpinia-Basilicata
4	1982	03	21	09	44	MARATEA

Is	Anno	Mese	Giorno	Ora	Minuti	Epicentro
NF	1984	04	29	05	02	GUBBIO/VALFABBRICA
4	1990	05	05	07	21	POTENTINO
2-3	1995	09	30	10	14	GARGANO
4	1996	07	23	18	10	
3-4	1996	06	01	12	28	
3-4	2001	08	3	23	07	
3-4	2004	08	08	18	25	

Is Intensità scala MCS (MERCALLI - CANCELANI - SIEBERG) (si veda Appendice A)

NF non avvertito (not felt); in caso di esplicita segnalazione in tal senso è equiparabile a $I = 1$

RS registrazione strumentale: alcuni studi riportano questa informazione, non utilizzabile dal punto di vista macrosismico, che tuttavia si è preferito conservare.

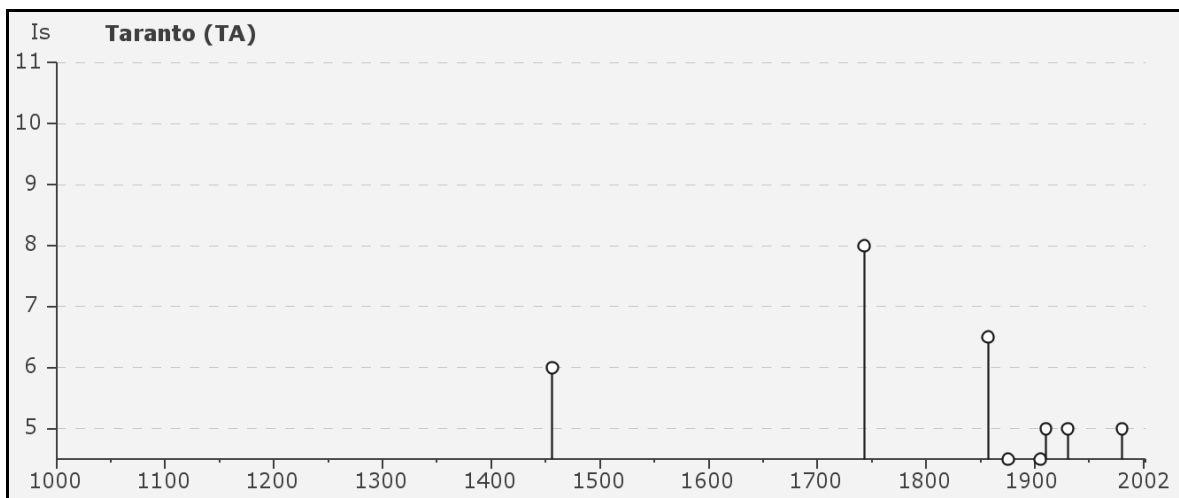


Figura 15: Eventi sismici superiori a magnitudo 4/5 scala MCS

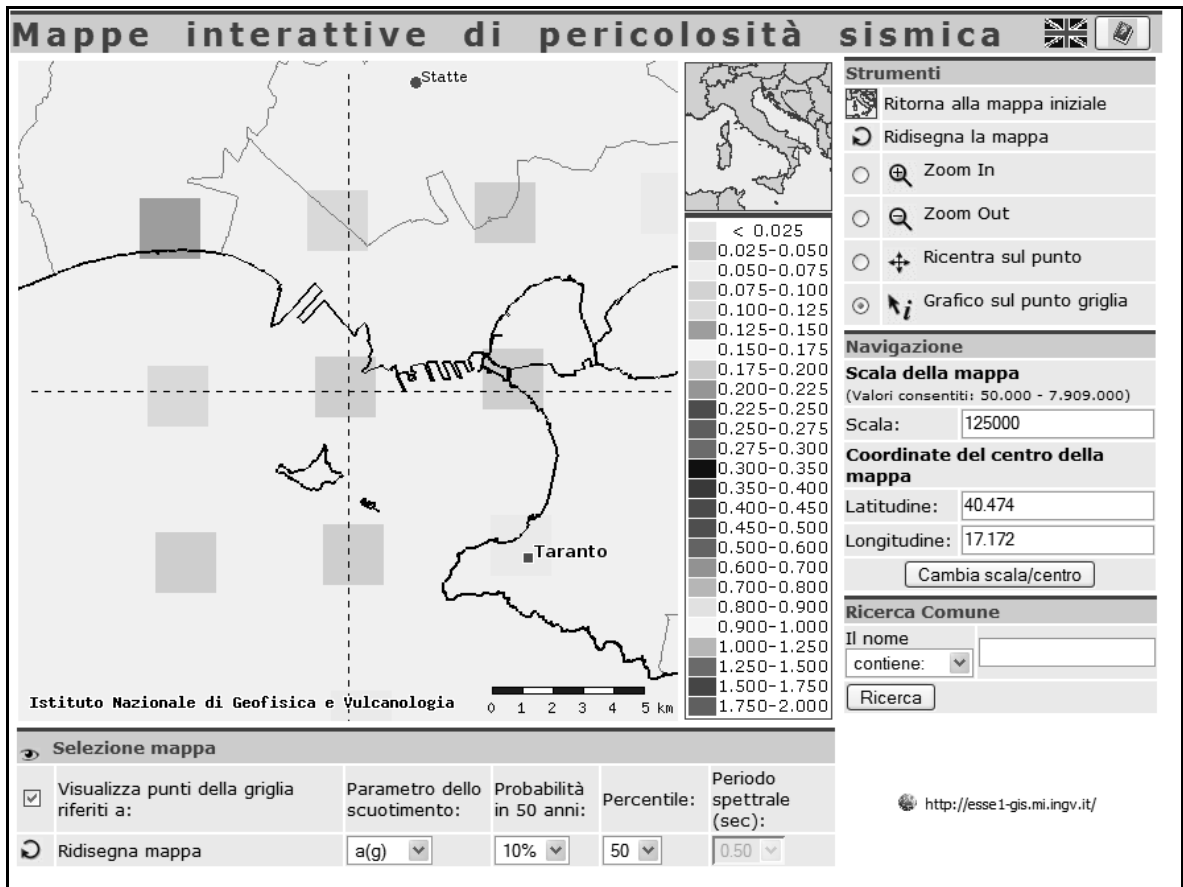


Figura 16 - Mappa delle accelerazioni di picco PGS

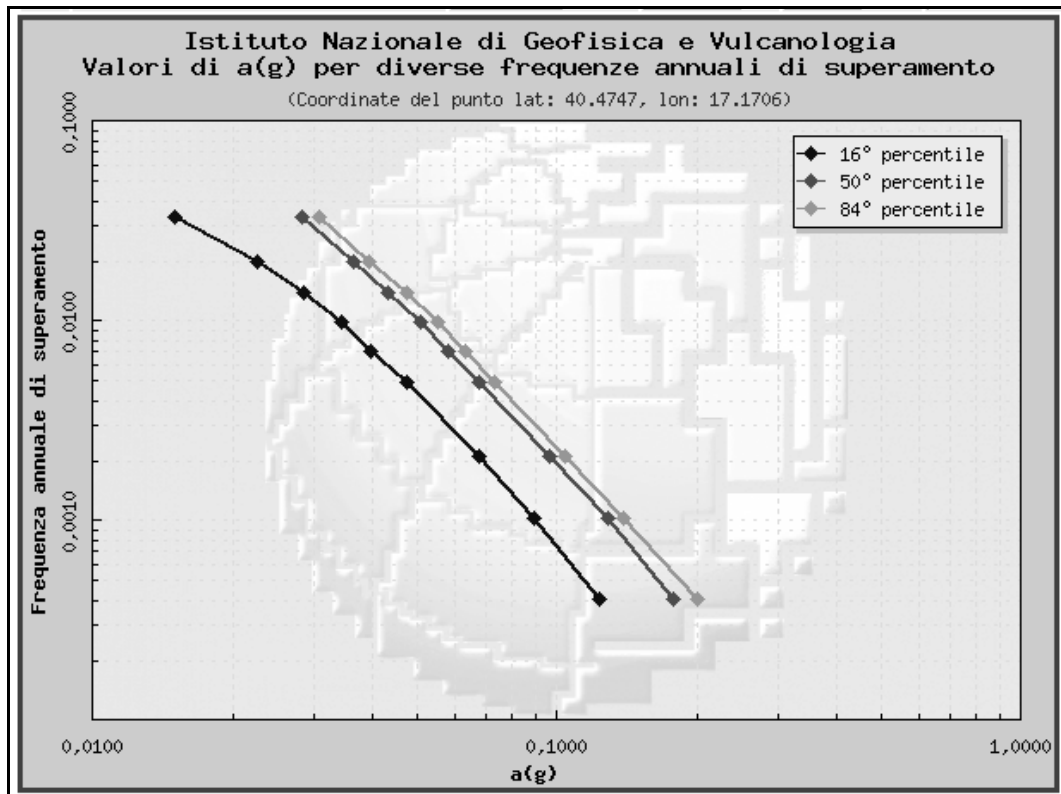


Figura 17: Frequenza terremoti vs accelerazione

Tabella 11 - Frequenza terremoti vs accelerazione

Frequenza annuale di superamento	a(g) (Coordinate del punto lat: 40.4747, lon: 17.1706)		
	16° percentile	50° percentile	84° percentile
0.0004	0.1234	0.1782	0.2000
0.0010	0.0890	0.1284	0.1386
0.0021	0.0677	0.0966	0.1042
0.0050	0.0474	0.0680	0.0734
0.0071	0.0396	0.0580	0.0633
0.0099	0.0342	0.0507	0.0551
0.0139	0.0285	0.0431	0.0473
0.0200	0.0225	0.0364	0.0392
0.0333	0.0150	0.0281	0.0307

2.5.2 Rischio maremoti

Un maremoto è generato da una perturbazione di tipo impulsivo, o in ogni caso molto breve rispetto ai periodi caratteristici del maremoto stesso (dell'ordine di centinaia o migliaia di secondi), che coinvolge una considerevole massa d'acqua (Pinat, T. et al., 2003)¹¹.

L'onda di "tsunami" si forma quando la massa d'acqua, praticamente incompressibile, investita dalla perturbazione sismica, tende a ritornare verso l'iniziale posizione di equilibrio per effetto della forza di gravità. In Figura 18 si riporta uno schema che mostra l'incremento dell'onda di tsunami all'avvicinarsi alla terraferma.

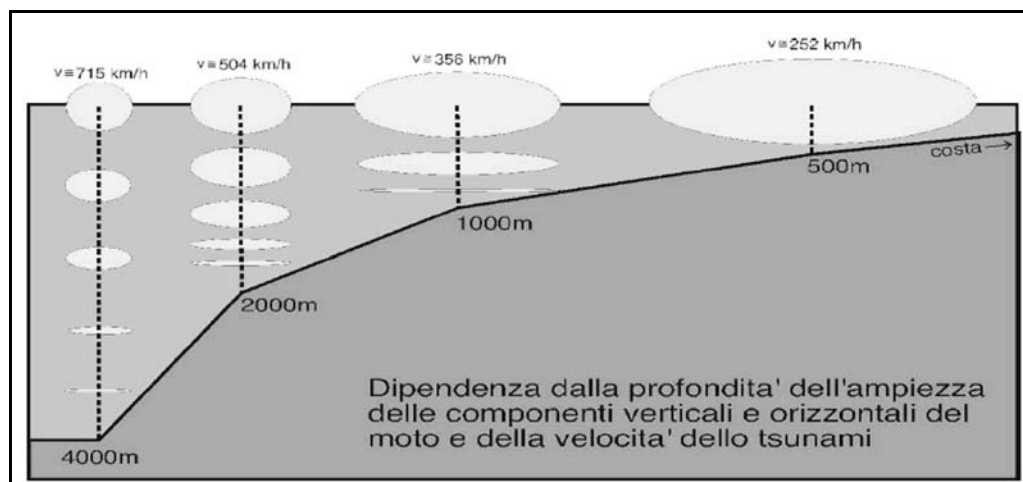


Figura 18: Incremento dell'altezza dell'onda di "tsunami" in funzione della batimetria

Bisogna in ogni modo ricordare che i casi di maremoti di grandi proporzioni sono molto rari in quanto richiedono terremoti generatori di magnitudo prossima a 8.

Nella regione Puglia, dal 1981 sono stati registrati diversi eventi, ma tutti di magnitudo inferiore a 5 ed uno solo compreso tra 4 e 5. Per trovare l'unico evento di magnitudo sufficientemente elevata occorre tornare a quello del 20 /02/1743.

Per una sorgente localizzata nell'entroterra, ma in prossimità della linea di costa, è stato sviluppato un metodo analitico basato sulle funzioni di Green¹². Non si ha notizia della

¹¹ "Atti del convegno dell'Unione meteorologica del Friuli Venezia Giulia, Castello di Duino, Trieste, 26/10/2003.

¹² Panza, G.F., Romanelli, F., Yanovskaya, T.B., 2000. Synthetic tsunami mareograms for realistic oceanic models, *G.J.I.*, 141, 498-508.

applicazione di tale metodologia a casi relativi a Taranto o alla Puglia; a titolo di esempio si riporta tuttavia uno studio effettuato per Trieste, che può consentire una valutazione qualitativa per il tipo di fenomeni in questione, tenuto conto di una certa similitudine geografica tra le due aree. Partendo dall'ipotesi di accadimento di un sisma di intensità pari ad 8 come ad esempio quello con epicentro a Gemona del Friuli accaduto nel 1511, sono stati realizzati diversi esperimenti di simulazione (Pinat, T. et al., 2003) facendo variare i parametri più significativi per la tsunamigenesi.

I risultati ottenuti hanno fornito dei valori per le ampiezze massime fino a 1,2 metri a Trieste, come mostrato in Figura 19.

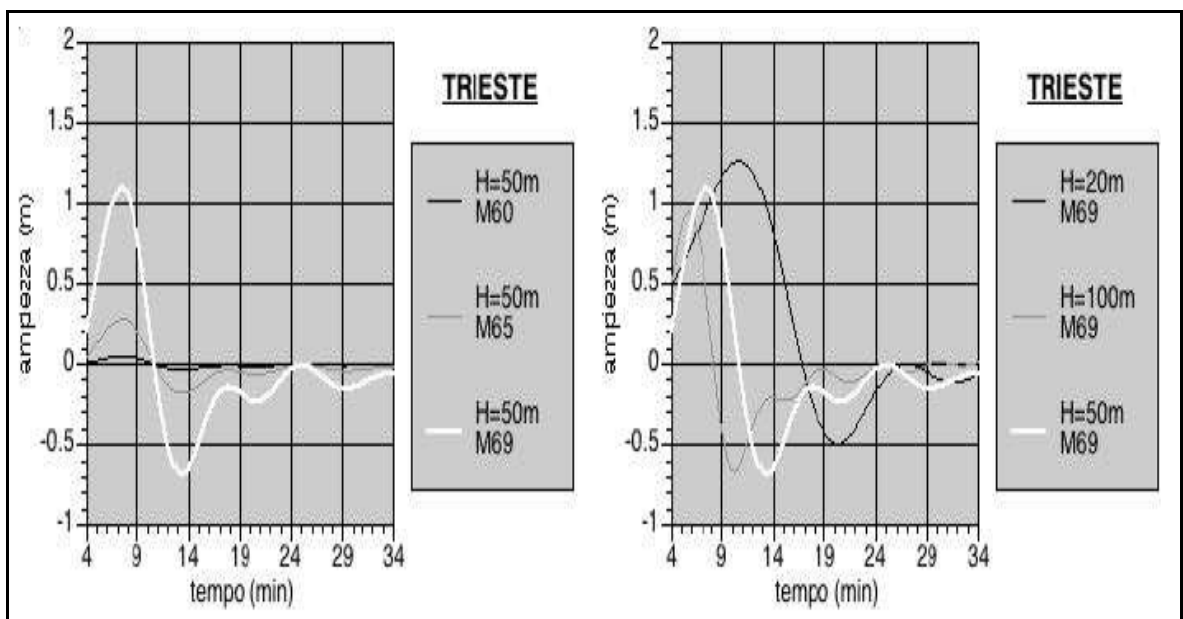


Figura 19: Mareogrammi sintetici relativi allo tsunami del 1511 a Trieste

In termini storici, nel catalogo degli tsunami in Italia¹³ sono registrati 4 eventi relativi alla zona di interesse:

N.	I	Luogo	Descrizione sintetica	Anno	MM	GG
31	3	Roccella	Sea flooding at Roccella	1784	01	07
42	3	Magliacane -Crotone	Sea flooding at Magliacane-Crotone	1832	03	08
43	4	Calopezzati	Sea retreat/flooding. Boats damaged	1836	04	25
53	3	Capo Bruzzano	Sea flooding at Capo Bruzzano	1907	10	23

I Intensità scala Sieberg-Ambraseys (si veda Appendice B)

¹³ "The new catalogue of Italian tsunamis", by Tinti S., Maramai A. and Graziani L., on *Natural Hazards*, 33: 439-465, 2004

Tuttavia essi sono occorsi tutti sulla costa calabra, molto lontani da Taranto, che risulta protetta rispetto il mare aperto.

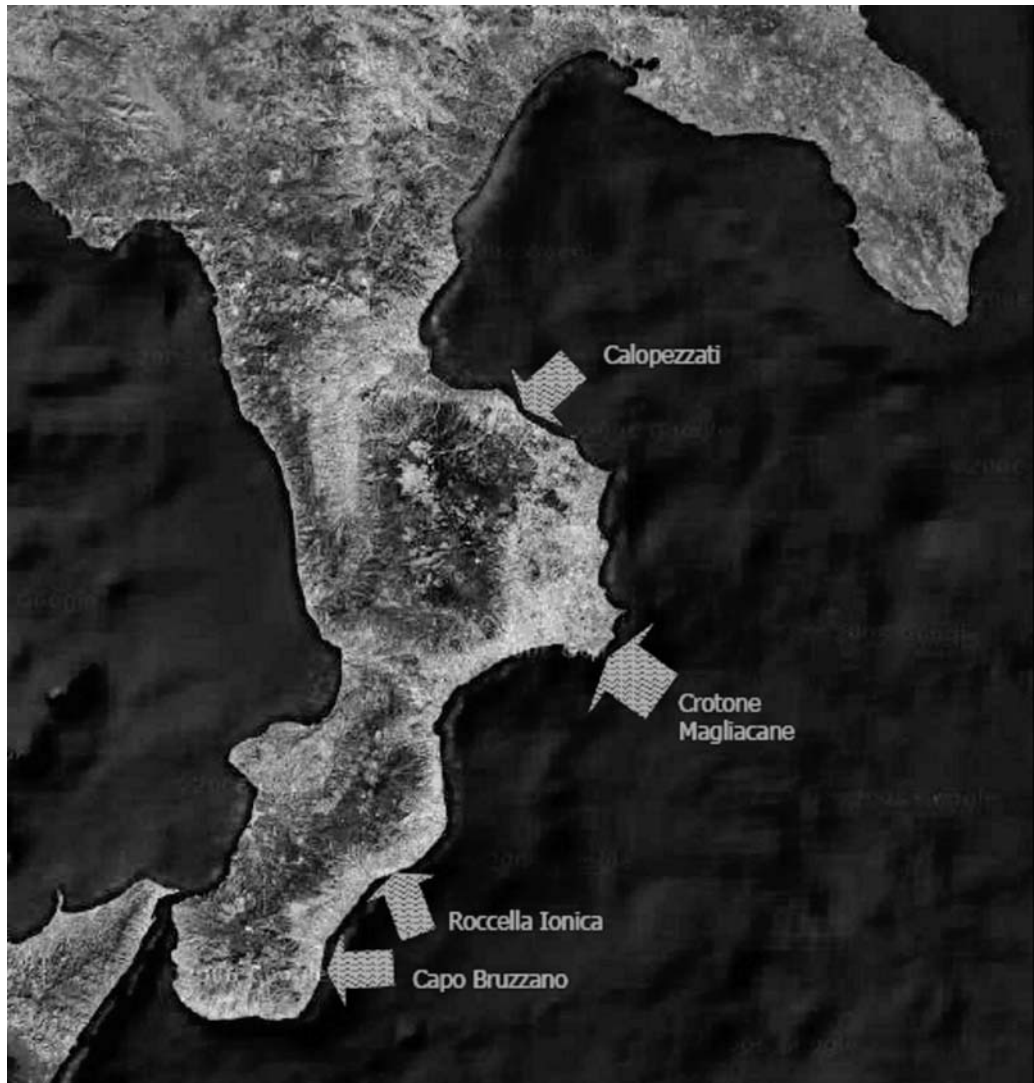


Figura 20: Maremoti Mar Ionio

2.6 Modelli di calcolo utilizzati

Per la stima delle conseguenze sono stati utilizzati principalmente i modelli STAR–Safety Techniques for Assessment of Risk, riconosciuti da varie istituzioni ¹⁴ e validati attraverso comparazioni con i risultati di esperimenti e con altri modelli; le referenze e la bibliografia da cui sono stati tratti i modelli di calcolo sono riportate in allegato al presente lavoro (Allegato 1).

Per la valutazione degli scenari considerati nell'analisi che si riferiscono a rilasci di gas si sono adottati modelli di calcolo della portata di efflusso basati sulla classica teoria di Bernoulli.

Per la valutazione delle concentrazioni in aria la scelta del modello di calcolo si è basata sulla velocità di efflusso, privilegiando modelli tipo jet con alte velocità e modelli di dispersione passiva per basse velocità.

In generale, nel caso di rilasci di gas liquefatto in fase liquida si adottano le equazioni del modello HEM (Fauske & Epstein 1987) riportate anche nei testi AIChE e DIERS e convalidate sulla base delle indicazioni fornite dal HSE (Health and Safety Executive – UK)¹⁵.

Quando applicabile, l'evaporazione da pozza è simulata con un modello che incorpora le equazioni del TNO e del modello SRD (SPILL) e calcola anche l'eventuale flash isoentalpico.

Per lo studio della dispersione di gas o vapori con densità maggiore dell'aria sono utilizzati modelli diversi a seconda dello scenario e del tipo di flusso:

- Per rilasci comportanti una notevole fase di flash si utilizzano modelli di tipo box tratti dalla teoria pubblicata dal SRD (Safety and Reliability Directorate - UKAEA): DENZ per rilasci istantanei, CRUNCH per rilasci continui.
- In considerazione delle caratteristiche delle sostanze coinvolte la scelta della simulazione istantanea o continua è fatta sulla base della durata della fuoriuscita: con tempi inferiori a 4÷5 minuti si usano modelli istantanei, con tempi maggiori modelli continui.

¹⁴ *Users Guide to Information systems useful to emergency planners and responders available in OECD (Organization for Economic Co-Operation and Development) member countries, 1991*

¹⁵ *Health and Safety Executive, 1981. Canvey - A second Report, HMSO, London (UK).*

- Per rilasci con basso rateo di flash o per pozze evaporanti si usa un modello basato sulla teoria che supporta anche i codici HEGADAS (Shell-API) e DEGADIS (US Coast Guard).
- Per emissioni di vapori a densità maggiore dell'aria da pozze o da sorgenti non puntiformi è adottato il modello non gaussiano di Huang, ricavato dall'analogo codice di calcolo utilizzato dal FISBAT CNR.
- Per emissioni o rilasci di gas ad alta velocità (con numero di Reynolds > 20000) si usa il modello jet di Ooms.
- Per emissioni o rilasci di vapori o di gas con velocità di efflusso contenute (da camini o sfiati) si usa il modello gaussiano ricavato dalla teoria delle norme ASME.

Per la valutazione dell'irraggiamento da incendi di gas (jet-fire o torce) è usato un modello basato sulle equazioni di calcolo delle norme API, mentre per la simulazione di esplosioni di nubi di vapore non confinate (UVCE) viene utilizzato un modello ricavato dalla teoria del TNO olandese.

2.6.1 Variabili e parametri utilizzati

La probabilità di innesco di vapori o liquidi infiammabili è stata definita sulla base delle correlazioni riportate nella Figura 21.

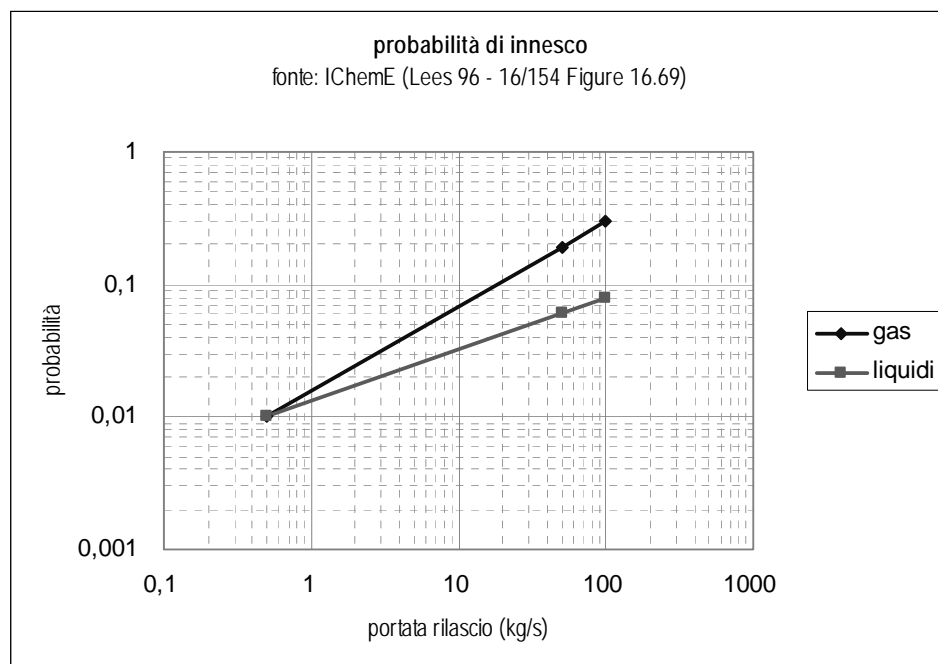


Figura 21: Probabilità di innesco vs portata di rilascio

3. EFFETTO DOMINO DA INSTALLAZIONI ESTERNE VS TERMINALE

3.1 Attività oggetto di studio

Le informazioni sulle attività ed installazioni presenti nell'area circostante al sito in cui è prevista la realizzazione del rigassificatore della società Gas Natural sono reperibili nel citato Piano di Emergenza Esterna nonché nelle Schede di Informazione sui Rischi di Incidenti Rilevanti per i Cittadini e i Lavoratori (allegato V al D.Lgs. 334/99) ed in parte anche sul sito web della Regione Puglia (per la Raffineria ENI R&M).

Va precisato che il Piano di Emergenza Esterno, in relazione alle installazioni ENI R&M (Raffineria e Deposito) e ILVA, ha considerato in particolare eventi e distanze di sicurezza connessi a dispersioni di sostanze tossico-nocive (fumi di combustione o rilasci in quantità superiori a quelle indicate dai gestori), poiché gli scenari incidentali non individuano aree di danno esterne ai confini degli stabilimenti. Pertanto, per le ragioni già ampiamente esposte, tali distanze non sono di interesse nel presente studio.

In questo capitolo sono considerati le installazioni o impianti fissi dell'area circostante il rigassificatore, mentre per le attività di movimentazione esterna (rischio trasporto) si rimanda al capitolo successivo.

Nelle planimetrie riportate i punti sorgente degli scenari sono stati collocati, cautelativamente, nei punti più prossimi al rigassificatore (in pratica sui confini degli insediamenti).

3.2 Valutazione delle aree interessate da effetti di incidente

Le descrizioni degli scenari considerati nel seguito e le relative mappe in Appendice C) permettono di determinare l'eventuale impatto sulla installazione Gas Natural.

Attenzione merita anche la possibilità che tali scenari coinvolgano le navi metaniere durante le fasi di avvicinamento. Il tratto di mare interessato alle manovre di avvicinamento e attracco è pertanto riportato nelle planimetrie.

Le condizioni meteo di riferimento impiegate nelle simulazioni effettuate dalle aziende sono:

- classe di stabilità Pasquill D (neutrale) - velocità del vento 5 m/s
- classe di stabilità Pasquill F (stabile) - velocità del vento 2 m/s.

3.2.1 AgipPetroli S.p.A. (ENI R&M) - Raffineria

Gli eventi incidentali credibili localizzati presso lo stabilimento e pertinenze sono riportati nella tabelle seguenti.

Tabella 12 - Scenari incidentali pontile ENI R&M

#	Descrizione	Sost.	Freq. occ/y	Tipo Irragg.	F2				D5			
					LFL	½ LFL	12,5 kW/m ²	3 kW/m ²	LFL	½ LFL	12,5 kW/m ²	3 kW/m ²
1	Overfilling nave	benzina	n.d.	pozza	151	198	18	73	76	116	38	93
4a	Perdita braccio di carico	benzina	n.d.	pozza	151	198	18	73	76	116	38	93
4b	Perdita in campo boe	greggio	n.d.	pozza	118	172	30	93	43	76	53	118

Distanze di danno in metri

Tabella 13 - Scenari incidentali Raffineria ENI R&M

#	Descrizione	Sost.	Freq. occ/y	Tipo Irragg.	F2				D5			
					LFL	½ LFL	12,5 kW/m ²	3 kW/m ²	LFL	½ LFL	12,5 kW/m ²	3 kW/m ²
-	Accoppiamento flangiato . S201	benzina /H ₂ /H ₂ S	4,17E-10	pozza	16	21	10	17	1	8	11	15
-	Accoppiamento flangiato C201	benzina leggera	8,86E-07	jet-fire	0	0	0	0	0	0	0	0
	Linea di carico impianto	H ₂ / gasolio	8,57E-08	jet-fire			0	12			8	15
	Accoppiamento flangiato . E1304	benzina leggera	3,49E-08		48	30			72	48		
	Rottura vent testa V1402	H ₂ / benzina	6,76E-08	jet-fire			0	0			0	0
	Accoppiamento flangiato . E1505	C5/ C5/ C7	5,33E-07		70	103			39	60		
	Condensatore E1607 (C1602)	C5/ C6	3,36E-07		46	66			26	41		
	Stress termico E1601 A-H	gasolio/ H ₂	4,01E-6	jet-fire			0	24			0	31
	Linea a valle convertitore CO	H ₂ (85%) / CO	7,00E-06	jet-fire			0	8			0	8
	Sovratemperatura reattori	H ₂ S	3,00E-07	jet-fire			0	19			0	25
	Liquidi a compress. K4121	H ₂	2,00E-06	jet-fire			0	12			5	14
	Sovrappressione colonna vacuum	gasolio/ H ₂ S	1,00E-07	pozza			10	17			11	15
	Mix esplosivo colonna vacuum	gasolio/ H ₂ S	1,00E-06	pozza			10	17			11	15

Distanze di danno in metri

Dalla scheda di informazione alla popolazione e dal Piano di Emergenza Esterna emerge che non vi sono scenari di incidente tali da avere effetti al di fuori dell'area dello stabilimento. Vista anche la reciproca distanza delle due installazioni (quasi 800 m) se ne deduce che il terminale GNL non potrà essere interessato da eventi incidentali che avvengano all'interno della raffineria.

In Appendice C) sono riportati i casi più cautelativi in termini di "propagazione" (nubi infiammabili). Il caso relativo al campo boe risulta fuori dallo spazio del disegno, a Sud del pontile, e non può interessare l'installazione in argomento.

Gli scenari incidentali sopra riportati sono completati da quelli relativi al Rapporto di Sicurezza (ed. 2005) richiamati dal progetto di incremento della capacità produttiva e pubblicati sul sito web della Regione Puglia (non sono stati riportati i rilasci di tossici, poiché non significativi).

**Tabella 14 - Scenari incidentali Raffineria ENI R&M
riferibili al progetto di incremento della capacità produttiva**

Descrizione	Sost.	Freq. occ/y	LFL	½ LFL	Freq. occ/y	Tipo Irr.	37,5 kW/m ²	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
Rottura tenuta pompa pre flash	greggio flashato	3E-5	96	162	7E-06	Pool Fire	n.r.	23	32	48	65
Line GPL a impianto Merox	GPL liq.	6E-6	37	57	1E-2	Pool Fire	6	14	21	24	35
Guarnizione scambiatore preriscaldo greggio	greggio	2E-5	17	28	3E-5	Pool Fire	13	17	18	19	22
Rottura stacco manometrico pompa residuo	residui	4E-3	99	144	1E-2	Pool Fire	16	30	38	41	48
Linea di fondo colonna topping	greggio				3E-5	Pool Fire	3	7	12	15	20
Rottura guarnizione reattore	H ₂ / gasolio				8E-3	Jet Fire	n.r.	n.r.	8	10	15
Flangia line uscita reattore	H ₂ / CH ₄ / H ₂ S				9E-5	Jet Fire	n.r.	17	19	21	23
Incendio tetto serbatoio stoccaggio	idrocarb. cat. A		130	180		Jet Fire	22	37	60	72	87

Distanze di danno in metri

Gli scenari indicati nel progetto preliminare per il potenziamento (eventi incidentali tipici associabili alle unità impiantistiche previste nel progetto) sono stati estratti dai redattori del



progetto stesso dal Rapporto di Sicurezza presentato dalla Raffineria alle Autorità Competenti in ottobre 2005, indicando, almeno nel primo caso, che le conseguenze sono valutate nelle condizioni meteo più sfavorevoli. Dunque, presumibilmente e in analogia con i dati del RdS, in condizione D5 per l'irraggiamento stazionario e F2 per quello istantaneo – “flash fire”.

Gli interventi del potenziamento appaiono essere posizionati nella zona più interna al perimetro dello stabilimento, ovvero lontana dal Terminale Gas Natural. Tuttavia, il caso “peggiore”, in termini di effetto verso l'esterno, riguarda i serbatoi e può essere collocato, a titolo cautelativo, più vicino alla installazione oggetto del presente studio dove sono già presenti installazioni analoghe.

Si può osservare che anche nel caso “peggiore” nessuno di essi può interessare l'area del Terminale GNL.

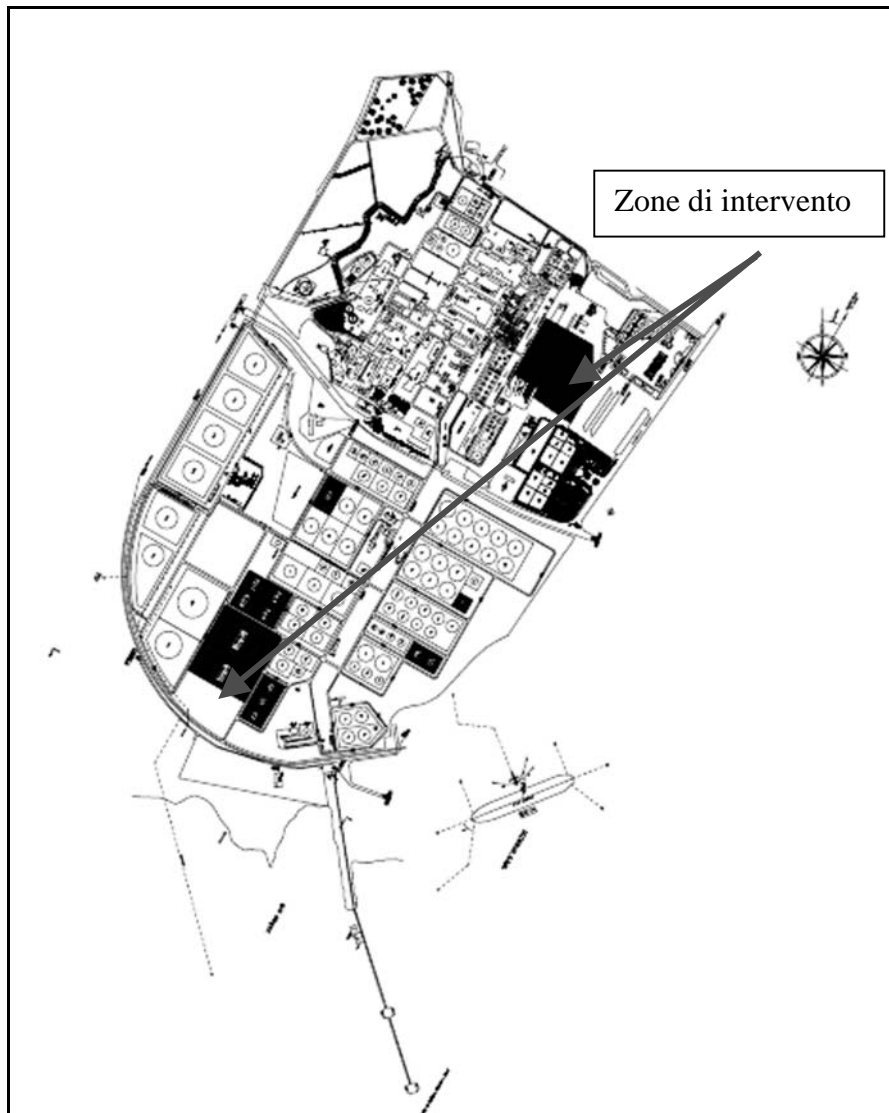


Figura 22: Progetto di incremento capacità produttiva Raffineria Eni R&M - Zone di intervento

3.2.2 AgipGas S.p.A. (ENI R&M)- Stoccaggio GPL

Dai dati disponibili, riferiti alla valutazione del rischio effettuata dall'azienda (RdS –ed. 2002), si ricavano le distanze di danno riportate in Tabella 15, nella quale è indicata la tipologia degli scenari incidentali.

Tabella 15: Scenari incidentali ENI R&M Deposito GPL

Descrizione	Freq. occ/y	LFL	½ LFL	Freq. occ/y	37,5 kW/m ²	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
Caso 1 - Jet Fire - Pool Fire		71	124			32	35	39	46
Caso 2 - Jet Fire - Pool Fire						49	54	60	69
Caso 3 - Jet Fire - Pool Fire						36	49	60	83

Distanze di danno in metri

Come si può osservare le distanze sono contenute ed anche l'ultimo caso, data la distanza del deposito con l'installazione oggetto della presente nota (circa 1500 m), non risulta essere di alcun possibile interesse.

3.2.3 Stabilimento Siderurgico ILVA S.p.A.

Sulla base della Scheda di Informazione sui Rischi di Incidenti Rilevanti per i Cittadini e i Lavoratori nessun evento raggiunge l'esterno dello stabilimento.

Gli scenari incidentali credibili dello Stabilimento Siderurgico ILVA, desunti dal Rapporto di Sicurezza Edizione 2005, sono riportati nelle tabelle seguenti. Sono stati esclusi i rilasci tossici, non interessanti ai fini della presente analisi, e quelli per i quali non sono riportate distanze di danno ¹⁶.

Tabella 16 - Distanze di danno per irraggiamento stazionario Stabilimento Siderurgico ILVA

# Top	Descrizione	Freq. occ/y	37,5 kW/m ²	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
COK:T01	Rilascio di gas Coke su linea di adduzione gas alle batterie	1,51E-04	<1,5	2,9	4,5	6,0	7,6
COK:T03	Fuga di gas Coke nella galleria inversione	3,94E-04	0	0,5	0,7	1,0	1,44
RG:T01b	Rilascio grave di gas COK dalle tubazioni	4,36E-05	1,0	5,7	7,8	9,5	13
RG:T01c	Rilascio grave di gas OG dalle tubazioni	1,98E-05	<1,0	2,0	2,8	3,6	5,2
AFO:T04	Fuga di gas Metano da tubazione	5,50E-03	<1	1,6	2	2,6	3,4

Tabella 17 - Distanze di danno per dispersione infiammabili Stabilimento Siderurgico ILVA

# Top	Descrizione	Freq. occ/y	F2		D5	
			LFL	½ LFL	LFL	½ LFL
COK:T01	Rilascio di gas Coke su linea di adduzione gas alle batterie	6,02E-05	<43	<68	<9	<14
COK:T04	Rilascio di gas AFO su linea di adduzione gas alle batterie	6,90E-05	<9	<14	<2	<3
RG:T01a	Rilascio grave di gas AFO dalle tubazioni	1,17E-05	22	35	5	7
RG:T01b	Rilascio grave di gas COK dalle tubazioni	1,74E-05	73	117	15	23
RG:T01c	Rilascio grave di gas OG dalle tubazioni	7,90E-05	<22	<35	<4	<7
PGT:T02	Perdita di liquidi criogenici (in area impianto)	5,37E-04	14	23	3	5
PGT:T03	Fuga di idrogeno gassoso unità Deoxo	2,10E-05	16,7	33,8	vedi F2	vedi F2

¹⁶ In tal caso nelle tabelle del RdS è indicato "Non rilevante" per l'irraggiamento stazionario ovvero "Interno galleria" per dispersioni di infiammabili.



PTG:T06	Rilascio di ossigeno liquido presso serbatoio di stoccaggio	4,35E-04	56	90	12	18
PTG:T09	Rottura compressore ossigeno da bassa pressione a media o alta pressione	6,97E-04	6,4	13,1	vedi F2	vedi F2
PGT:T10	Rottura pompa ossigeno liquido	1,20E-03	23	37	5	8
PGT:T11	Perdita o rottura componente su polmone ossigeno gas	3,98E-04	6,4	13,1	vedi F2	vedi F2
PGT:T12	Perdita di ossigeno liquido durante il carico del veicolo a cisterna (ATB)	3,40E-04	12	20	3	4
AFO:T03	Rilascio di gas su rete alta pressione AFO	2,30E-03	2	4	<1	1
AFO:T04	Fuga di gas Metano da tubazione	2,22E-03	7	11	2	2
ACC:T02	Fuga di gas OG su linea in pressione positiva	3,70E-04	1	2	<1	1

Per i casi PTG le soglie sono 50% vol / LFL ovvero 35% vol./ ½ LFL

3.2.4 Taranto Container Terminal S.p.A.

I danni possibili sono collegati a radiazioni termiche pericolose e ad esplosione. Le distanze di danno risultano tutte non coinvolgenti il terminale Gas Natural.

I casi (dai quali sono esclusi i rilasci di tossici) sono riportati nella Tabella 18 e Tabella 19:

Tabella 18: Distanze di danno Taranto Container Terminal

#	Descrizione	Sostanza	Freq. occ/y	Tipo Irragg.	F2				D5			
					LFL	½ LFL	12,5 kW/m ²	3 kW/m ²	LFL	½ LFL	12,5 kW/m ²	3 kW/m ²
1	Nube infiammabile in area DG	Difluoro metano	n.d.		18	27			11	11		
2	incendio in area DG	acetato di etile	n.d.	pozza			45	82			50	77
8	Rilascio sostanza infiammabile in area carico/scarico	difluoro metano	n.d.	pozza	10	15	25	50	15	15	35	54

Distanze di danno in metri

Tabella 19 - Distanze di danno Taranto Container Terminal - UVCE

#	Descrizione	Sostanza	Freq. occ/y	0,6 bar	0,3 bar	0,07 bar	0,03 bar
3	Esplosione in area DG	etere monofluorico	n.d.	29	38	105	210

Distanze di danno in metri



Sulla base delle informazioni di cui sopra, le zone di danno più estese cui può essere fatto riferimento sono quelle relative alla sovrappressione.

L'evento considerato, ancorché si collochi la sorgente nella zona più vicina al terminal, non è in grado di coinvolgere né l'istallazione, né il percorso delle navi e il bacino di evoluzione.

3.3 Sintesi dei risultati

Si riportano di seguito le informazioni relative ai casi più significativi per ciascuna tipologia di scenario individuate per ognuna delle installazioni dell'area oggetto di studio

Tabella 20) e le cui zone di danno sono state impiegate nella tracciatura delle planimetrie allegata (Appendice C). Il campo boe ENI R&M risulta fuori dalla mappa considerata. Per lo stabilimento siderurgico ILVA si riporta solo un caso di Flash Fire, trascurando i casi di irraggiamento stazionario, che hanno una estensione delle zone di danno estremamente limitata.

Tabella 20: Distanze di danno per gli incidenti più significativi

Azienda	Descrizione	Freq. attesa occ/y	Tipo evento	Cond. Meteo	Zona 1	Zona 2	Zona 3
ENI R&M Terminal	Perdita braccio di carico	n.d.	Pool Fire	D5	38		93
ENI R&M Terminal	Perdita braccio di carico	n.d.	Flash Fire	F2	151	198	
ENI R&M Campo boe	Perdita in campo boe	n.d.	Pool Fire	D5	53		118
ENI R&M Campo boe	Perdita in campo boe	n.d.	Flash Fire	F2	118	172	
ENI R&M Raffineria e deposito	Accoppiamento flangiato E1505	5,33E-07	Flash Fire	F2	70	103	
ENI R&M Raffineria e deposito	Stress termico E1601 A-H	4,01E-6	Jet Fire	D5	0		31
ENI R&M Potenziamento	Incendio tetto serbatoio stoccaggio	n.d.	Jet Fire	prob. D5	37	60	87
ENI R&M Potenziamento	Incendio tetto serbatoio stoccaggio	n.d.	Flash Fire	prob. F2	130	180	
AGIP Gas	Caso 3	n.d.	Jet Fire		36	58	82
AGIP Gas	Caso 1	n.d.	Flash Fire		71	124	
Taranto Container Terminal	Nube infiammabile in area DG	n.d.	Flash Fire	F2	18	27	
Taranto Container Terminal	incendio in area DG	n.d.	Pool Fire	D5/F2	50		82
Taranto Container Terminal	Esplosione in area DG	n.d.	UVCE		38	105	210
Stab. siderurgico ILVA	Rilascio grave di gas COK dalle tubazioni	1,74E-05	Flash Fire	F2	73	117	

Distanze di danno in metri

4. EVENTI CONNESSI AL TRASPORTO DI SOSTANZE PERICOLOSE

La **viabilità principale** della provincia di Taranto è costituita dalla autostrada A14 e dalle strade statali e dalle strade provinciali. L'autostrada tuttavia si interrompe a circa 20 km a Nord-Ovest di Taranto. Le strade principali di entrata e uscita dalla zona di interesse sono fondamentalmente le seguenti, evidenziate nella Figura 23 riportata nel seguito:

- La SS n. 106 (Taranto - Reggio Calabria a due corsie per senso di marcia), che attraversa il territorio in esame seguendo la costa del Mar Ionio, passando a Nord-Est del sito dove sorgerà il Terminal;
- la SS n. 7 (Appia: Napoli - Taranto - Brindisi) che proviene da NNO (con carreggiata ad una corsia per senso di marcia) e continua (come superstrada E90 con carreggiata a due corsie per senso di marcia) in direzione Est dopo aver superato la zona industriale di Taranto;
- la SS n. 172 che collega Taranto con Martina Franca;
- la SS 7 ter (Taranto - Lecce), che si dirama dalla SS7 in prossimità dell'istmo interno del Mare Piccolo, in direzione Sud;
- la SP n. 99 che collega la città con la costa a sud della stessa.



Figura 23 - Strade principali nell'area di studio

La SS 106, che è la più vicina all'insediamento, dista oltre 300 metri dal sito stesso, mentre in linea d'aria la minima distanza dall'Appia è di circa 2.000 m. Le altre strade sopra indicate si trovano a distanze molto maggiori.

Per quanto concerne la **rete ferroviaria**, la zona è interessata dalle seguenti tratte:

- la linea Taranto - Metaponto, che segue il percorso della SS 106 tenendosi più vicina alla costa e descrivendo un ampio arco attorno all'insediamento;
- la linea Napoli - Taranto - Bari, con un percorso sostanzialmente coincidente con quello dell'Appia, ma piegando più decisamente a Sud per aggirare la Raffineria ENI R&M;
- la linea proveniente da Martina Franca, che segue inizialmente il percorso della SS172, distaccandosene poi per raggiungere i paesi di Crispiano e Stratte e quindi Taranto con un percorso relativamente lontano dall'insediamento in oggetto.



Figura 24 - Ferrovie principali nell'area in studio

La Taranto - Reggio Calabria presenta il punto più prossimo all'insediamento a circa 500 m a Sud-Est. Poco oltre, a circa 600 m si ha il punto più prossimo della Napoli-Taranto.



Per avere il quadro degli eventuali effetti indotti sull'impianto Gas Natural in caso di incidente che interessi un mezzo in transito nelle zone circostanti all'installazione si sono considerate le movimentazioni di sostanze pericolose (per rischio di incendio o esplosione) relative alle principali installazioni presenti nell'area.

Per completezza va rilevato che una parte delle movimentazioni della zona industriale avviene attraverso tubazioni esterne ai singoli siti (**oleodotti**):

- *Oleodotto Monte Alpi–Taranto (OMAT)* da 20 pollici di diametro e lunghezza pari a 137 km, che permette il trasferimento di greggio stabilizzato dal centro Olio di Monte Alpi in località Viggiano (PZ) alla Raffineria. L'OMAT è costituito dalla condotta interrata, dalle trappole di lancio e ricevimento scovoli (pigs) in Monte Alpi e Taranto, nonché dalle installazioni all'interno della Raffineria;
- *Oleodotto sottomarino (Sealine) di Raffineria*, da 34 pollici di diametro e lunghezza di 3,6 km, per il trasferimento del greggio dal Campo Boe al Parco serbatoi di deposito; il tratto terminale di tale oleodotto, della lunghezza di circa 200 m, è interrato a partire dal litorale fino all'interno del muro di cinta di Raffineria, in prossimità dei serbatoi di greggio;
- *Oleodotto olio combustibile verso ILVA*: sistema di collegamento fra Eni R&M e lo stabilimento ILVA per il trasferimento dell'Olio combustibile denso, attraverso una tubazione fuori terra per il tratto interno alla Raffineria e una interrata per il tratto di attraversamento stradale (di competenza ILVA). In corrispondenza di quest'ultimo tratto la tubazione è incamiciata e ritorna fuori terra una volta all'interno dello stabilimento ILVA;
- *Linee per il trasferimento di prodotto* allo Stabilimento Eni di distribuzione del GPL: 2 tubazioni da 6" dedicate all'invio di butano e propano alle sfere presenti nello Stabilimento GPL.

Per le installazioni interrate è possibile escludere eventi incidentali significativi per gli scopi del presente lavoro (le parti all'interno dei singoli siti produttivi si suppone siano state analizzate e considerate nei rispettivi studi di sicurezza). Per la tubazione fuori terra (condotte GPL), si rimanda al paragrafo 4.5.

4.1 Analisi dei flussi

Le valutazioni sono riferite agli insediamenti di maggior importanza sotto il profilo di interesse, anche tenuto conto che la tipologia degli insediamenti minori appare poco significativa sia in proporzione ai volumi di traffico generati dalla raffineria, che della tipologia delle sostanze, in gran parte dello stesso tipo di quelle movimentate da essa.

4.1.1 ENI R&M Raffineria

La ENI R&M Raffineria comporta un traffico veicolare¹⁷ complessivo in ingresso e in uscita dalla raffineria/deposito come riportato in Tabella 21 (anno 2005). Nella fonte citata è escluso un incremento a seguito del potenziamento cui lo Studio fa riferimento.

Tabella 21 - Trasporti Raffineria ENI

Trasporti	Mezzi [Numero]	Quantità [kton]
Materie Prime in ingresso		
Via mare	125	3020
Via strada (autobotti)	4326	121
Via oleodotto	-	4311
Totale	-	7452
Prodotti Finiti in uscita		
Via mare	453	3883
Via strada (distribuzione prodotti "extra - rete")	45598	1277
Via strada (distribuzione prodotti "rete")	67128	1880
Via oleodotto	-	144
Totale	-	7184

Sempre con riferimento al 2005 le quantità delle singole sostanze sono quelle della tabella seguente.

Tabella 22 - Sostanze entranti e uscenti (migliaia di tonnellate) Raffineria ENI

Materie Prime	
Carica Impianti	4780
Grezzi	1203
Semilavorati a lavorazione	
Totale materie in lavorazione	5983
A blending	311
Semilavorati a miscelazione	
Totale materie prime	6294
Prodotti Finiti	
GPL	108
Virgin Nafta	298
Benzine	938
Petroli e Jet fuel	66
Gasoli	2167
Olio combustibile	1572
Fuel Gas a CTE	84
Bitumi	313
Gasolio pesante da Vacuum e altri	237
Zolfo	80
TOTALE PRODOTTI	5864

¹⁷ Fonte: Studio di Impatto Ambientale - sito web della Regione Puglia



Va considerato che una parte del GPL prodotto è inviato via tubazione allo stabilimento AGIP Gas e qui confezionato in bombole. Poiché il GPL confezionato presenta una problematica decisamente contenuta rispetto a quello distribuito in bulk a causa della modesta quantità contenuta nelle singole bombole in rapporto a quella contenuta nelle autobotti, nel seguito si assumerà che tutto il GPL sia trasportato in quest'ultimo modo.

Ne consegue che, assumendo un carico medio di 10 t/vettore (una parte della movimentazione avverrà mediante chilolitriche per la minuta distribuzione) può essere stimato il numero dei mezzi di GPL, mentre il numero dei vettori di altri prodotti è assunto pari a quello indicato nella tabella precedente

- 10800 ATB/anno di GPL
- 117052 ATB/anno di altri prodotti assimilati a gasolio (materie prime comprese)

D'altra parte il bacino di utenza della raffineria di Taranto comprende la Puglia, la Basilicata e parte della Calabria.

Sulla base di ciò, in assenza di informazioni analitiche si può assumere che circa il 50% dei prodotti possano essere instradati sulla strada statale 7 o in direzione Brindisi, ovvero sulle rimanenti strade provinciali.

Ne consegue che il numero di vettori transitanti sulla SS 106 sarà:

- 5400 ATB/anno di GPL
- 58526 ATB/anno di altri prodotti, assimilati a gasolio.

4.1.2 Agip Gas S.p.A. (ENI R&M)

La movimentazione dello stabilimento è di fatto ricompresa, per le assunzioni sopra esposte, in quella della Raffineria. Tuttavia si considera, in assenza di informazioni specifiche, che una parte di gas sarà approvvigionato anche da siti diversi dalla raffineria di Taranto. In particolare si assume la circolazione di ulteriori 600 vettori/anno di GPL sulla SS 106.

4.1.3 Stabilimento Siderurgico ILVA S.p.A.

Sulla base delle informazioni disponibili si può affermare che lo stabilimento non impiega (in quantità significativa) materie prime pericolose ai sensi del D.Lgs. 334/99, né produce sostanze classificabili come tali e che siano spedite all'esterno. Infatti, i gas infiammabili sono consumati all'interno dello stabilimento, eventualmente dalla coinsediata Edison.



4.2 Tratte interessate

Il rischio connesso al trasporto di merci pericolose interessa l'installazione Gas Natural essenzialmente per la vicinanza della SS 106, che passa a Nord-Est dell'impianto, con distanze comprese tra oltre 300 m (confine dell'installazione) fino a circa 500 m (per i serbatoi).

Meno importante appare il rischio connesso alla ferrovia Taranto-Metaponto, che si trova ad una distanza minima di circa 500 m dal confine e di circa 600 m dai serbatoi.

Allo scopo di determinare la lunghezza dei tratti stradali e ferroviari che nell'evenienza di un incidente sono a distanza tale dalla installazione Gas Natural da implicare effetti domino, sono stati selezionati, tra quelli possibili, gli scenari caratterizzati dalle distanze di danno più elevate.

Per quanto concerne i trasporti su gomma l'evento di maggior rilievo appare il rilascio di GPL da un'autocisterna e l'eventuale scenario da UVCE.

Come si può osservare dalla figura 4 della Appendice C, eventuali incidenti sulla strada possono interessare (per altro marginalmente) l'installazione Gas Natural solo se avvengono in un tratto di strada della lunghezza di circa 300 m, avendo per altro considerato prudenzialmente la diramazione secondaria della SS106 verso Punta Rondinella, ove il traffico non sarà paragonabile a quello della SS medesima.

Per quanto concerne i trasporti su rotaia va precisato che non risultano movimentazioni di sostanze pericolose in grado di generare incidenti plausibili di effetti domino. Si può tuttavia assumere, come riferimento, un ipotetico rilascio di gasolio, che è caratterizzato da elevata energia di combustione e che quindi ricomprende eventuali rilasci di altre sostanze chimiche infiammabili. Il rilascio in argomento presenta delle zone di danno simili a quelle del rilascio di gasolio da autocisterna e quindi, tenuto conto che la ferrovia si trova oltre la SS 106, si può affermare che eventuali incidenti sulla linea ferroviaria non possono interessare l'area del Terminale GNL.

Sulla base di tale valutazione saranno successivamente sviluppati i calcoli per la determinazione delle frequenze attese.

4.3 Ipotesi incidentali

Riguardo all'ipotesi di rottura su ferrocisterne o autocisterne, l'esperienza storica segnala vari casi connessi ad urti a seguito di deragliamento o per coinvolgimento in incidenti. Tra i vari studi riportati in letteratura sui rischi connessi al trasporto, risulta utile quello svolto in Finlandia da Lautkasky e Fiendt (1980) riportato nella pubblicazione "Loss prevention in the process industries" (F.P. Lees 1996), dove sono considerati separatamente il rischio

di trasporto su strada e quello su rotaia, ottenendo due diversi ratei che stimano la frequenza di rilascio in funzione del percorso (espresso in km). I ratei sono da intendersi generali per vari tipi di sostanze pericolose:

- per autocisterne: $2,0E-8$ occ/(autocisterna·km)
- per ferrocisterne: $4,1E-9$ occ/(ferrocisterna·km)

Va tuttavia considerato che anche ipotizzando l'incidente di maggior magnitudo possibile sulla tratta ferroviaria, non è credibile, per quanto sopra evidenziato, il coinvolgimento dell'insediamento Gas Natural. Pertanto saranno esclusi dalla analisi gli scenari concernenti tale tipologia di incidenti. Nel caso di trasporto su strada si arriva sostanzialmente alle stesse conclusioni, ma la maggior vicinanza della SS106 al rigassificatore rispetto la tratta ferroviaria induce a effettuare comunque la valutazione. In quanto al numero dei mezzi circolanti su strada, sulla scorta di quanto precedentemente indicato si può assumere quanto riportato nella successiva tabella. Applicando i ratei indicati sopra, avendo stimato il traffico di autobotti dovuto alle installazioni principali e considerando il tratto di SS106 posizionato alle spalle dell'installazione Gas Natural per una lunghezza tale che l'evento di maggior magnitudo possa interessare la zona di installazione (prudenzialmente circa 0,5 km di lunghezza) si sono ottenute le frequenze di rilascio durante il trasporto stradale riportate in Tabella 23.

Tabella 23: Frequenze di rilascio durante il trasporto

Azienda	Prodotto trasportato	Rateo (occ/atb·km) *	n° atb/anno	Percorso (km)	freq. rilascio (occ/anno)
Eni R&M	GPL	$2,00E-08$	5400	0,5	$5,40E-05$
Eni R&M	Gasolio/benzina	$2,00E-08$	58526	0,5	$5,85E-04$
Agip Gas	GPL	$2,00E-08$	600	0,5	$6,00E-06$

Occorre puntualizzare che nelle fonti citate in precedenza non sono specificati la tipologia di rilascio e/o le dimensioni possibili dei fori di emissione. L'identificazione delle ipotesi incidentali di riferimento è stata quindi effettuata sulla scorta di un criterio di credibilità, o di ragionevolezza, dei possibili scenari incidentali conseguenti ad un incidente stradale che veda coinvolto un mezzo che trasporti sostanze pericolose.

L'analisi è stata finalizzata all'identificazione del tipo di rottura (catastrofica, significativa o minore) dei mezzi coinvolti in incidenti, al fine di valutare i termini sorgente per i modelli di



simulazione. Dall'esame di innumerevoli "case-histories" relativi a incidenti stradali coinvolgenti mezzi pericolosi, quello che traspare è che la rottura catastrofica sembra limitarsi ad un numero molto ristretto di casi, ed è legata a condizioni particolari (rottura per età, cadute da cavalcavia o strade sopraelevate ecc.). Più frequenti sono i danni minori (sono registrati anche vari casi in cui non vi è stato alcun danno) e le rotture significative, con rilascio del prodotto nell'arco di tempo che va da alcuni minuti fino ad un'ora o più. Le conseguenze finali dipendono dall'evoluzione dello scenario e dalla sostanza coinvolta (nel caso di gas o liquidi infiammabili, l'innesco della perdita si è verificato con una certa frequenza).

Per quel che riguarda i recipienti per il trasporto di **gas infiammabili** in pressione (botticelle e bilici, con volumi variabili dai 20 ai 50 m³), caratterizzati da spessori delle lamiere dell'ordine dei 10 mm, si è riscontrato che le rotture sono dovute essenzialmente all'urto di parti sporgenti (valvole o bocchelli) contro un ostacolo fisso a seguito ad esempio di ribaltamento. Considerato che le autobotti di più nuova costruzione sono tutte dotate di coperchio a protezione dei gruppi valvolari, riferendosi ad un mezzo di non recente costruzione, si è ipotizzata una rottura a seguito di incidente con foro equivalente pari a 50 mm, dovuta ad esempio a urto con conseguente distacco di connessioni sporgenti dal mantello. Tale scenario ricomprende anche quello, meno verosimile, della rottura del mantello per collisione con oggetti appuntiti e penetrazione nella lamiera.

Riferendosi al trasporto di **liquidi infiammabili** e/o combustibili mediante autocisterna o ferrocisterna (volumi compresi tra 20 e 100 m³), l'esperienza storica evidenzia che non sono da escludersi rotture di dimensioni maggiori di quelle considerate per i gas infiammabili: tali recipienti, che non sono progettati per il trasporto in pressione, hanno spessori delle lamiere variabili dai 3 ai 4 mm e sono registrati casi in cui a seguito di collisione si sono avute rotture significative (squarcio della lamiera). È comunque importante sottolineare che le cisterne sono divise in compartimenti (da 5 a 10 taniche), per cui alla rottura di una parte della lamiera può venire associato lo svuotamento di 1 o 2 taniche al massimo: rotture maggiori rientrerebbero nell'ambito degli scenari catastrofici che l'esperienza storica appare collocare nel novero degli eventi improbabili.

Sulla scorta di questi ragionamenti, si è stimato un foro a seguito di rottura con diametro equivalente pari a 100 mm. Lo sversamento è stimato in circa 10 t di prodotto; il liquido è supposto spandersi occupando tutta la carreggiata della strada (circa 20 m max) per una lunghezza che è funzione dello spessore minimo raggiungibile dalla pozza (dipendente

dalla rugosità e conformazione del terreno). Ipotizzando uno spessore medio di circa 2 cm, la pozza si estende per circa 50 m in lunghezza.

Gli scenari conseguenti sono l'incendio della pozza (pool-fire) in caso di innesco dopo un periodo di tempo sufficiente al formarsi della pozza.

La stima delle conseguenze è basata sulla simulazione di scenari che rappresentano fenomeni fisici diversi (flusso bifase, evaporazione, flash, pool-fire); il verificarsi di codesti scenari nella realtà dipende da varie condizioni, quali la presenza e l'intervento di sistemi passivi o attivi di protezione, condizioni chimico-fisiche e termodinamiche che caratterizzano il rilascio, orografia e conformazione del sito ecc. Per la presente analisi, a favore della sicurezza, si sono ipotizzati gli scenari più gravosi sotto il profilo delle conseguenze attese, valutandone la credibilità sulla base dell'analisi storica e dell'esperienza in casi analoghi. Si è considerato che la perdita perduri per circa mezz'ora prima che essa subisca una riduzione sostanziale, per intervento dell'autista del mezzo o delle squadre di emergenza o per raggiungimento della superficie massima evaporante (nel caso di pozze di gas liquefatti o liquidi a seguito di rilascio per rottura significativa).

Occorre ancora considerare che il rilascio non implica immediatamente l'innesco della massa rilasciata. Sulla base del diagramma riportato nel paragrafo 2.6.1 si stimano le probabilità della successiva tabella (a rigore la stima fatta per i prodotti petroliferi è valida per la sola benzina, presentando il gasolio una probabilità di innesco ancora inferiore).

Ne consegue che le frequenze attese degli scenari incidentali connessi agli eventi considerati in Tabella 23 sono le seguenti:

Tabella 24: Frequenze scenari incidentali durante il trasporto

Azienda	Prodotto trasportato	Rateo base (occ/atb·km) *	n° atb/anno	Percorso (km)	Probabilità innesco	freq. rilascio (occ/anno)
Eni	GPL	2,00E-08	5400	0,5	0,15	8,10E-06
Eni	Gasolio/benzina	2,00E-08	58526	0,5	0,10	5,85E-05
Eni	GPL	2,00E-08	600	0,5	0,15	9,00E-07

4.4 Sintesi dei risultati

I risultati sono riportati nella Tabella 25, dove si riportano l'evento simulato e la frequenza di accadimento relativamente alla problematica del trasporto.

Va notato che è stata simulato anche uno scenario di UVCE anche se esso appare essere estremamente improbabile: seguendo il criterio del D.M. 15/05/1996 per rilasci di GPL, si ritiene infatti marginale l'ipotesi di UVCE nel caso di un quantitativo di gas



compreso tra i limiti di infiammabilità (circa 2.250 kg nel caso in argomento) inferiore a 5 t (per ambiente aperto, come è quello considerato).

Tabella 25: Sintesi dei risultati eventi dovuti ai trasporti

Caso/Azienda	Mezzo	Sostanza	Tipo evento	Frequenza	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Eni R&M	Autocisterna	Gasolio	Pool-fire	5,15E-05	28	56	76
Eni R&M	Autocisterna	Benzina	Pool-fire	5,15E-05	27	56	76
Eni R&M	Autocisterna	GPL	Flash-fire	8,10E-06	125	170	---
Eni R&M	Autocisterna	GPL	UVCE (F2)	8,10E-06	99	165	281
Eni R&M	Autocisterna	GPL	Pool-Fire	8,10E-06	38	72	97

Distanze in metri

Come si evince dalla Tabella 25, le distanze di danno non sono tali da comportare effetti domino sull'installazione Gas Natural: infatti in ogni caso l'installazione rimane esterna alla zona 1 (zona di sicuro impatto / danni alle strutture) dei vari scenari incidentali.

Le risultanze delle valutazioni relative agli scenari incidentali sul trasporto sono anche illustrate negli stralci planimetrici in Appendice C).

4.5 Condotta di trasferimento GPL

Nell'ambito del presente capitolo viene presa in esame anche la movimentazione mediante condotte. Come già valutato, l'unico caso di interesse è relativo al sistema di trasferimento di GPL tra gli stabilimenti ENI Raffineria ed AGIP Gas.

Si tratta di due condotte DN 6" che corrono all'esterno dei siti da esse messi in comunicazione per un tratto di circa 105 m, come si può osservare dalla figura appresso riportata.

Allo scopo di ottenere una indicazione sulla possibilità di effetti domino sul terminale Gas Natural è stato simulato uno scenario di foratura delle condotte stessa.

In assenza di informazioni puntuali i dati sono stati ipotizzati sulla base di riferimenti anche normativi (qualora possibili) o sulla scorta di valutazioni ingegneristiche.

La valutazione eseguita, sia per le assunzioni prudenziali fatte che per il non aver considerato eventuali sicurezze disposte dalle aziende interessate, non può e non intende inficiare valutazioni più puntuali eventualmente eseguite dalle aziende interessate.



Figure 25 – Condotta di trasferimento GPL

La portata delle condotte è stata stimata in circa 30 kg/s, mentre per la pressione di esercizio di è assunto un valore di 20 bar¹⁸. In accordo alla norma API 581 il foro è assunto pari ad 1”¹⁹.

La perdita è considerata sostanzialmente continua in quanto potrebbe essere rilevata con un certo ritardo, proprio in quanto all'esterno.

¹⁸ Il D.M.A. 15/05/1996 - Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto (GPL)-indica in 18 bar la pressione di esercizio per il GPL in serbatoi esterni non coibentati e 13,5 bar per serbatoi coibentati. Anche se è del tutto improbabile che i serbatoi della Agip Gas non siano coibentati,, in assenza di riscontri oggettivi si è assunto prudenzialmente il valore massimo, aumentato delle perdite di carico.

¹⁹ La norma richiamata prevede al massimo un foro di tali dimensioni su tubi da 6”.

Tabella 26 - Dati di base per foratura condotta GPL

Grandezza	U.M.	Rilascio in fase liquida
Diametro tubazione	"	6
Diametro foro equivalente	"	1
Portata tubazione	kg/s	30
Temperatura di esercizio	K	290
Pressione di esercizio max	bar	20

Con le condizioni indicate si valuta una portata di efflusso di circa 12 kg/s.

Riferendosi al propano, la portata di rilascio risulta in regime bifase, per cui si avrà formazione di aerosol che verrà disperso in atmosfera assieme ai vapori. Date le condizioni del GPL e la portata di efflusso non elevata, la ricaduta di gocce sarà contenuta: infatti, come risulta anche da sperimentazioni ²⁰, quando la differenza tra la temperatura del prodotto e il punto di ebollizione normale del medesimo è maggiore di 20÷30°C, il fenomeno del rain-out o ricaduta di gocce è dell'ordine di pochi percento. Ai fini della simulazione della dispersione connessa con il rilascio si assume, pertanto, che tutta la portata di efflusso sopra indicata contribuisca ad essa.

Le condizioni meteorologiche assunte sono quelle indicate nel paragrafo 2.4.

Il calcolo delle dispersioni indica quanto segue:

Tabella 27 - Distanze di danno per flash fire dovuto a foratura condotte GPL

Portata di efflusso	12 kg/s	
Condizione meteo	D5	F2
Distanza LEL 2,1% v/v	60	90
Distanza ½ LEL	90	120
Massa in campo di infiammabilità	150	636

Le distanze di danno, per altro riferite al flash fire e quindi ad un fenomeno di scarso impatto su strutture come quelle in argomento, sono di gran lunga inferiori alla distanza tra le condotte in studio e il terminale di rigassificazione.

La quantità di combustibile compresa nel campo di infiammabilità) risulta inferiore ai limiti indicati dal D.M.A. sopra richiamato con riferimento alla possibilità di UVCE (1500 kg in

²⁰ "Prediction of Aerosol Formation from the Release of Pressurized, Superheated Liquids to the Atmosphere", "Aerosol Drop Size Correlation and Corrected Rainout Data Using Models of Drop Evaporation, Pool Absorption and Pool Evaporation", ecc. - International Conference and Workshop on Modeling and Mitigating the Consequences of Accidental Releases of Hazardous Materials - New Orleans 20-24/5/1991 e 26-29/9/1995.

ambiente chiuso, 5000 kg per ambienti aperti, come è quello considerato), per cui il rischio di tale fenomeno può considerarsi marginale.

Per quanto attiene all'incendio della pozza che si forma, per altro di dimensioni contenute a causa della evaporazione e dell'assorbimento da parte del terreno (superficie inferiore a 50 m² in tutte le condizioni meteo) si hanno delle distanze di danno riportate in Tabella 28.

Tabella 28 - Distanze di danno per irraggiamento dovuto a foratura condotte GPL

Sostanza	Propano		
	D5	F2	U.M.
Condizione meteo	D5	F2	U.M.
Soglia 12,5 kW/m ² (Zona 1)	17	15	m
Soglia 7 kW/m ²	25	22	m
Soglia 5 kW/m ² (Zona 2)	31	28	m
Soglia 3 kW/m ²	42	38	m

Tenuto conto che la distanza dal punto di eventuale rottura più prossimo e il rigassificatore è di oltre 1500 m, appare evidente che non risulta credibile un effetto domino della foratura sull'installazione oggetto del presente lavoro, né un coinvolgimento delle condotte in caso di incidente presso il rigassificatore.

In quanto alla frequenza attesa dell'evento, la norma API richiamata fornisce una frequenza attesa di $1,3 \times 10^{-6}$ occ/anno. Tenuto conto della lunghezza cumulativa delle due condotte per il tratto esterno al perimetro degli stabilimenti ENI S.p.A., si ottiene una frequenza attesa per la rottura di $2,73 \times 10^{-4}$ occ/anno.

La probabilità di innesco (per i gas), desunta da Figura 21 risulta pari a 0,08, per cui la frequenza attesa del fenomeno del flash fire può essere stimata pari a $2,18 \times 10^{-5}$ occ/anno.

4.6 Conclusioni

Con riguardo agli scenari incidentali ipotizzabili all'esterno del terminale Gas Natural per quanto concerne i trasporti associati agli stabilimenti di cui al D.Lgs. 334/99 (compresi i trasporti via condotte), le risultanze delle valutazioni effettuate mostrano che non sono attesi effetti diretti sulle installazioni del terminale stesso e che quindi in nessuno dei casi considerati è ipotizzabile un effetto domino sulle installazioni dell'Azienda Gas Natural.

5. EFFETTO DOMINO DAL TERMINALE VS INSTALLAZIONI ESTERNE

5.1 Attività oggetto di studio

Le ipotesi incidentali relative all'installazione del rigassificatore della società Gas Natural vengono di seguito analizzate al fine di stabilire la possibilità di eventuali effetti domino sulle installazioni circostanti.

Gli scenari incidentali cui si fa riferimento sono quelli riportati nel Rapporto di Sicurezza; laddove l'analisi di rischio ha suggerito l'approfondimento o la simulazione di ipotesi incidentali aggiuntive, si è proceduto ad effettuare le relative calcolazioni sulla base dei dati contenuti nello stesso Rapporto di Sicurezza. Lo studio è condotto facendo ricorso alle seguenti metodologie:

- analisi storica relativa ad incidenti su installazioni simili a quella in esame;
- verifica/approfondimento degli scenari incidentali riportati nel Rapporto di Sicurezza Preliminare, anche attraverso metodologie consolidate dell'analisi del rischio (ad esempio l'analisi Hazop).

5.2 Esperienza storica relativa ad eventi incidentali

L'analisi storica è stata effettuata sulla scorta di una ricerca di incidenti registrati in installazioni simili a quella in esame nel periodo tra il 1944 ad oggi. Le principali fonti consultate sono:

- Rapporto Rijnmond (Risk Analysis of Six Potentially Hazardous Industrial Objects in the Rijnmond Area, a Pilot Study) Reidel Ed. 1982
- Circolare Ministero Interno Servizio Antincendi n° 16/1986 e S.O.G.U. N° 195/1986
- MHIDAS – UK (ricerche effettuate per altre aziende)
- Loss Prevention Bulletin - UK (numeri vari)
- Fire Protection Manual - C. Vervalin - Gulf publishing Co.
- Incidenti nell'industria chimica - CEFIC (Consiglio Europeo delle Federazioni dell'Industria Chimica) ed organizzazioni collegate
- British Corrosion Journal
- Rivista Antincendio - EPC
- ARIP - Accidental Release Information Program - USEPA CEPPO - 1997
- IChemE – UK - The Accident Database – 1997



Una ricerca preliminare è stata effettuata su tutti gli incidenti che hanno riguardato installazioni simili a quella in oggetto e/o che hanno avuto come sostanza coinvolta il metano o il GNL o sostanze con caratteristiche simili.

Fra tutti gli eventi incidentali reperiti (oltre 700 in tutto il mondo) sono stati selezionati quelli aventi affinità con l'attività in oggetto, cioè relativi ad installazioni on-shore, a stoccaggio in serbatoi criogenici, a trasporto su pipe line ad alta pressione e ad attività in qualche modo correlabili a quelle previste presso il terminale in questione; si sono inoltre considerati incidenti la cui dinamica poteva essere ricondotta ad eventi incidentali possibili in un terminale GNL.

Sono stati di conseguenza esclusi dall'analisi:

- i casi riguardanti stoccaggi a pressione o in caverna, quando la modalità di stoccaggio risultava determinante;
- gli incidenti riguardanti il trasporto su strada, ferrovia, fiume, su pipe line a bassa pressione o su gasdotto a mare;
- gli incidenti avvenuti presso raffinerie, impianti di processo, di trattamento o produzione, dove il metano è coinvolto in processi chimici o comunque diversamente da come viene impiegato nel terminale;
- gli incidenti avvenuti presso impianti per la produzione di energia elettrica;
- i casi avvenuti in fase di estrazione o trattamento, su piattaforme off-shore;
- gli incidenti durante lo spostamento di piattaforme non in esercizio;
- gli incidenti avvenuti in vicinanza di una piattaforma e/o a mezzi di trasporto (in particolare elicotteri e navi) che non hanno però in alcun modo coinvolto la piattaforma stessa;
- gli eventi causati da condizioni meteorologiche estreme non ipotizzabili nell'area dove sorgerà il terminale in oggetto (tifoni, cicloni, ecc.);
- gli infortuni al personale;
- gli eventi causati dal cedimento/danneggiamento delle strutture di supporto di piattaforme;
- altri incidenti non correlabili alla installazione Gas Natural in esame quali incidenti domestici, sacche di metano in fognatura, stazioni di servizio, navi trivella, incidenti durante sperimentazioni.

Sulla scorta di queste scelte è stato individuato un set di casi di incidente sui quali si è eseguita l'analisi.

Nella Tabella 29, ricavata dall'esame dei casi selezionati, viene evidenziata la suddivisione per "settori" interessati da incidenti:

Tabella 29: Andamento degli incidenti in funzione dei settori di impianto

Settore	n° casi	% su totale
Stoccaggio	17	9%
Impianto generico	12	6%
Terminale/stazione compressione	17	9%
Pipeline	145	74%
Trasporto mare	6	3%
Totale	197	100%

Dall'esame dei dati è possibile dedurre che il settore più a rischio appare quello del trasporto via pipeline, mentre gli incidenti su terminali o stoccaggi pesano per meno del 10% sul totale. Si sottolinea che incidenti su rigassificatori non sono stati reperiti tranne perdite di entità limitata che sono state fatte rientrare in quel 10%.

Nel grafico di Figura 26 viene evidenziata l'incidenza percentuale delle varie "TIPOLOGIE DI INCIDENTE", intendendo con tale termine l'effetto più evidente/grave generato dall'evento incidentale.

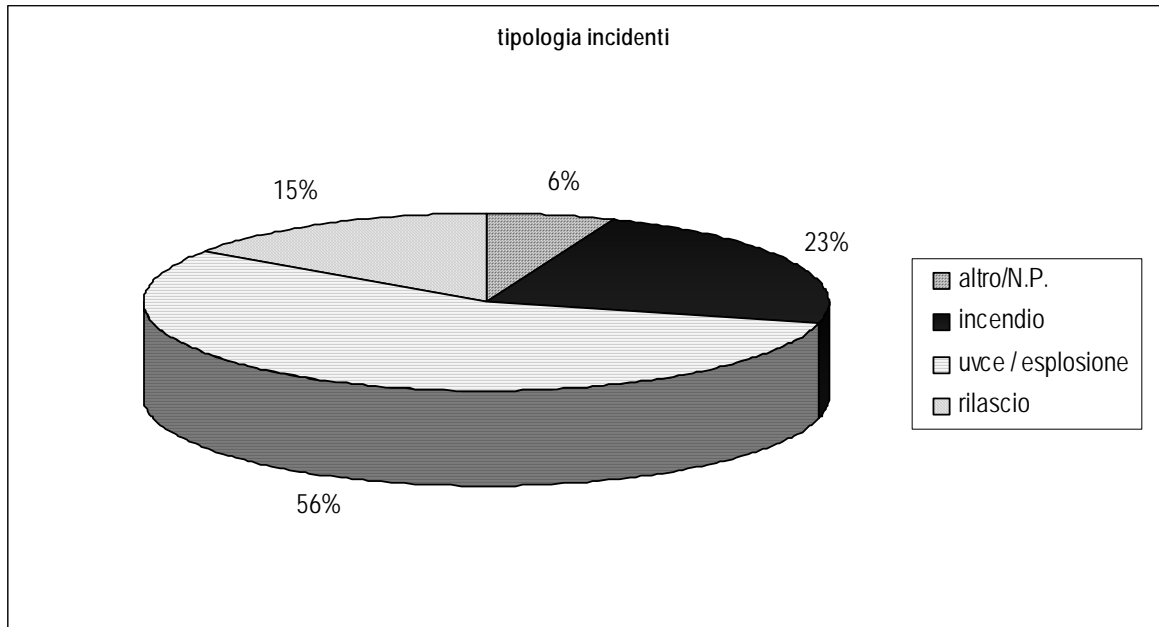


Figura 26: Incidenza percentuale dei vari tipi di incidente

Il significato dei termini citati nel grafico e di altri utilizzati nel seguito è riportato nelle Definizioni al punto 2.2 del presente documento.

Una prima indicazione che si può trarre dall'analisi statistica su questi dati è che nel 15% circa dei casi non vi è stato innesco del gas fuoriuscito o non vi è stata fuoriuscita di gas alcuna. Se si considera che i casi in cui si è avuto un rilascio senza innesco oppure l'incidente non ha avuto alcuna conseguenza non vengono molto spesso pubblicizzati, si può desumere che essi rappresentino certamente una percentuale più significativa di quella emersa da questa analisi.

L'evenienza di un innesco assomma globalmente all'80% circa, con prevalenza del fenomeno di esplosione (56%) sull'incendio di nubi di vapori (23%); a tale proposito e in riferimento a quanto affermato in precedenza può essere utile far notare come la alta percentuale di esplosioni possa in realtà essere dovuta a una descrizione poco precisa del fenomeno: in molti casi il rumore che si sviluppa a seguito di un flash-fire (vampata) può far pensare ad un'esplosione, specie sotto l'emotività generata dall'emergenza, mentre il fenomeno va più correttamente catalogato sotto la voce incendio/flash-fire.

Inoltre, se vengono considerati anche gli incendi sviluppatisi a seguito di esplosioni, la percentuale di casi in cui l'evento principale è un incendio sale ulteriormente. È peraltro necessario ribadire che molto spesso la descrizione dell'evento è estremamente sintetica ed è quindi probabile che alcuni eventi secondari vengano tralasciati nella descrizione.

Le circostanze che caratterizzano questi scenari di incidente sono per la maggior parte connesse ad una fuoriuscita di gas a seguito di errori umani o da apparecchiature difettose o non regolarmente mantenute. Ne consegue che l'esigenza di prevenzione primaria è quella di verificare con regolarità lo stato di conservazione e l'efficienza di apparecchi e strumentazione di controllo, oltre che a seguire procedure manutentive corrette.

Un'ulteriore indicazione per l'analisi del rischio deriva dalla scomposizione degli incidenti in funzione degli eventi che ne sono stati all'origine/causa, come illustrato nel grafico di Figura 27.

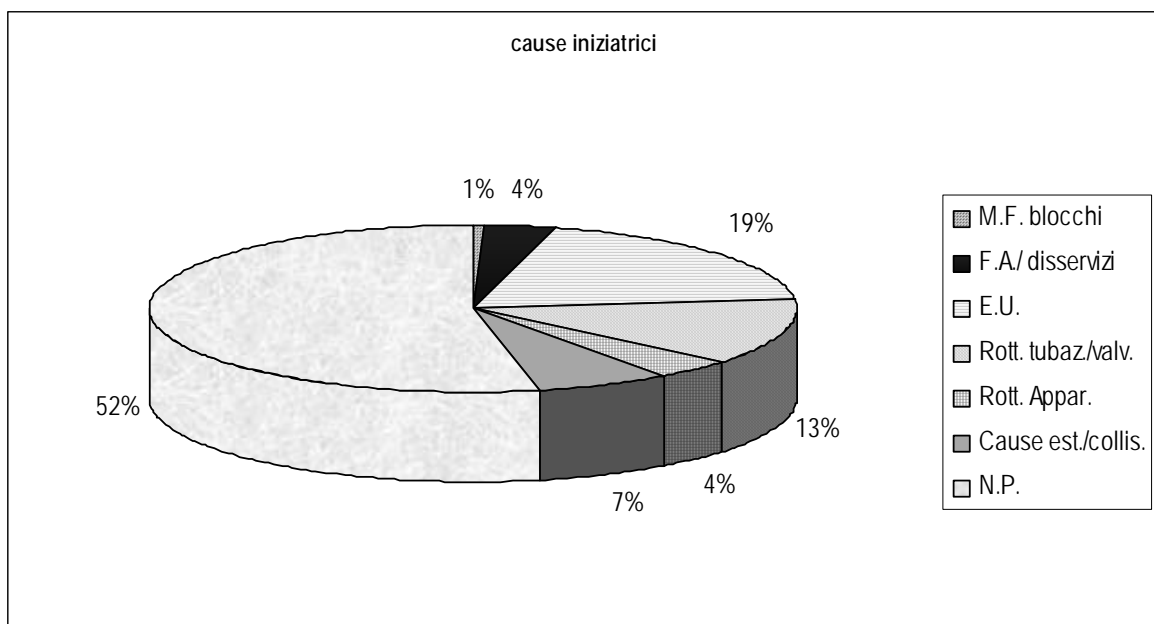


Figura 27: Scomposizione degli incidenti in funzione delle cause iniziatrici

Le categorie in cui sono stati suddivisi tali eventi sono state scelte con l'intento di evidenziare le cause ed anomalie che possono avere più interesse per l'operatività del nuovo terminale GNL, sia sotto il profilo impiantistico che sotto quello organizzativo od operativo.

Pur considerando che l'incompletezza delle informazioni rende rilevante la percentuale delle cause non note, da questa sintesi si può vedere subito che l'incidenza del "fattore

umano", riconducibile a quasi tutte le voci sopra riportate, risulta notevole tra quelle rilevate; l'indicazione è ancor più significativa ricordando che alcune cause classificate in "non specificato" potrebbero essere originate da errore umano. Tali evenienze possono venir mitigate tramite la formazione e l'informazione del personale addetto, e con l'uso di adeguate procedure operative atte a minimizzare l'eventualità di un errore (che per l'installazione in esame sono contemplate nell'ambito del Sistema di Gestione della Sicurezza), che considerino tutte le fasi di gestione dell'impianto, compresa la sua manutenzione.

Dall'analisi si è ricavata anche la distribuzione dei componenti coinvolti, o dai quali si è originato l'incidente e si sono ottenute le indicazioni riportate nel grafico di Figura 28. Mancando, in svariati casi, le indicazioni o dettagli sulla dinamica delle cause che hanno coinvolto il fattore umano, non si è ritenuto di eseguire inferenze per circostanze del tipo "valvola lasciata aperta" o similari.

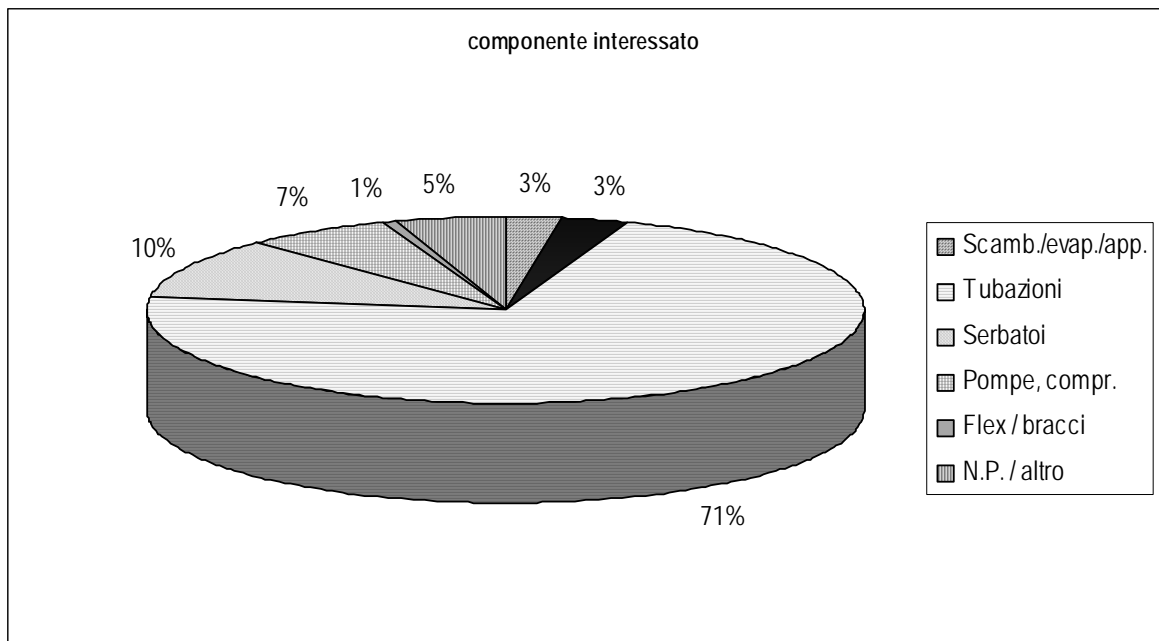


Figura 28: Distribuzione dei componenti dell'impianto dai quali si sono originati gli incidenti

Considerando che nella voce "tubazioni" sono compresi gran parte degli incidenti occorsi su pipeline, risulta evidente come esse siano fra i componenti sui quali più di frequente si è originato l'evento.



In merito alla rottura su serbatoi, inoltre, è opportuno chiarire che i dati della tabella comprendono anche i casi in cui si sono avuti danni per coinvolgimento in caso di incidente.

Subito dopo le tubazioni vengono le apparecchiature; tra esse appare più significativa la rottura di scambiatori ed evaporatori. Incide poco invece la rottura di flessibili di travaso (in particolare bracci articolati), a testimonianza della cura nella progettazione di tali dispositivi.

La prevenzione sotto il profilo componentistico, nel caso del Terminale in oggetto, è affidata in primo luogo alle procedure aziendali di qualità e di progettazione, che prevedono l'uso di materiali certificati, la verifica della progettazione anche mediante hazop, il controllo degli approvvigionamenti secondo standard nazionali e internazionali.

Per tutti i circuiti, prima della messa in servizio è prevista una fase di prove e collaudi finalizzati a verificare lo standard di costruzione, mentre durante l'esercizio si prevedono ispezioni periodiche e controlli non distruttivi per verificare lo stato di conservazione di apparecchi, tubazioni e strutture.

Per quanto concerne la protezione verso fenomeni quali il "rollover", anche sulla base degli studi sviluppati nell'industria del GNL dopo l'incidente di La Spezia del 1972, nei serbatoi del terminale sono previste varie misure ed accorgimenti per prevenire tale rischio (punti di immissione liquido a quote differenti, ricircolo continuo con pescaggio dal fondo, rilievi di temperatura e densità).

Infine, con riguardo a protezioni dagli effetti domino (surriscaldamento in caso di incendio), la protezione dei serbatoi è assicurata dalla concezione stessa della struttura, che prevede una parete in calcestruzzo di spessore 1,4 m e da uno strato coibente (spessore 1,3 m) a protezione della lamiera dei recipienti. Alle protezioni passive si aggiungono inoltre le misure e sistemi antincendio.

Sulla base dell'analisi svolta e tenendo conto della situazione del terminale, gli scenari incidentali ragionevolmente ipotizzabili appaiono riferiti a perdite da connessioni o forature su tubazioni o bracci di travaso, che peraltro rientrano tra le evenienze più comunemente registrate, o sono localizzabili su punti in cui è prevalente l'attività degli operatori o su pipeline di lunga percorrenza.

Pur se alcune di tali evenienze possono rientrare nel novero degli incidenti rilevanti, l'esperienza storica riferita ad installazioni similari indica che tali eventi si risolvono spesso con effetti contenuti, rientrando talvolta più nel campo della sicurezza sul lavoro che in quello dei grandi rischi.

Appare anche opportuno rilevare come, tra gli incidenti esaminati solo nel 27% circa dei casi si siano avute vittime. Questo dato si spiega almeno in parte con il fatto che molti degli incidenti occorsi hanno interessato pipeline di lunga percorrenza (in nazioni quali gli USA, il Canada, i paesi Mediorientali e gli stati dell'ex URSS) che attraversano zone completamente disabitate.

Infine in Figura 29 è riportata la suddivisione delle cause di innesco (più del 60% dei report non contiene questa informazione), da cui si nota che l'errore umano (dovuto a presenza di fiamme libere, sigarette, saldature in zone non bonificate, urti, ecc.) è preponderante. L'innesco dovuto a impianti elettrici o motori assomma a circa l'8% dei casi.

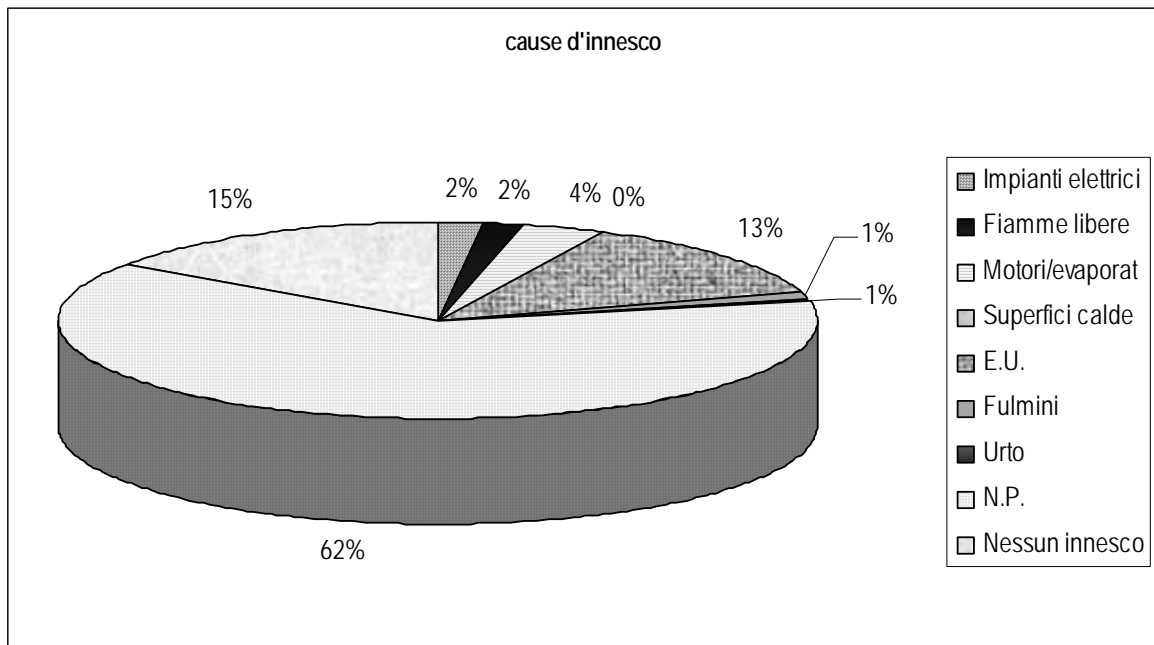


Figura 29: Andamento percentuale delle cause di innesco

L'analisi storica statistica è stata integrata analizzando puntualmente alcuni dei più noti incidenti verificatisi nell'arco di tempo compreso fra il 1944 e il 1989, già considerati nella precedente analisi statistica, ma che vengono descritti di seguito in maggior dettaglio (per quanto possibile) allo scopo di verificare l'applicabilità delle ipotesi incidentali all'installazione oggetto del presente studio.

Di seguito si vanno ad elencare in ordine cronologico i casi storici reperiti, per alcuni dei quali si è potuta svolgere un'analisi puntuale delle cause e della dinamica dell'incidente verificando l'applicabilità della sequenza incidentale al caso in esame, mentre per gli altri, stante la limitatezza delle informazioni a disposizione, si sono potute trarre solo alcune



indicazioni di massima o comunque spunti meritevoli di approfondimento solo attraverso l'utilizzo di altre metodologie più raffinate.

Incidenti GNL su installazioni di rigassificazione On-shore:

1. Cleveland, Ohio, USA 1944
2. Portland, Oregon, USA 1969
3. SNAM LNG, La Spezia, Italia, 1971
4. Staten Island, USA, 1973
5. Cove Point, Maryland, USA, 1979

Incidenti riguardanti installazioni marine o trasporto di GNL:

6. Methane Progress (27400 m³), 1964 e 1965
7. Methane Princess (27400 m³), 1965
8. Jules Vern (25500 m³), 1965
9. Tellier, 40000 m³, 1989

5.2.1 Incidenti GNL su installazioni di rigassificazione On-shore

1. Cleveland, Ohio, USA 1944

L'installazione, costituita da tre serbatoi sferici da 2000 m³ ed appartenente alla East Ohio Gas Company, venne costruita nel 1941. Nell'impianto non si verificarono incidenti fino al 1944, quando fu deciso di aggiungere un serbatoio cilindrico più grande, da 4100 m³.

Data la scarsità di acciaio inossidabile durante la 2^a Guerra Mondiale, il nuovo serbatoio fu costruito con acciaio a basso contenuto di nickel (3,5%), che non resistette alle basse temperature caratteristiche dello stoccaggio criogenico (circa -161°C), collassando poco tempo dopo essere stato messo in servizio. L'intero contenuto venne rilasciato e raggiunse strade e fognature (il serbatoio non era dotato di bacino di contenimento e l'installazione era piuttosto vicina alla città di Cleveland), vaporizzando quindi rapidamente. La nube di vapori trovò innesco e si incendiò (senza esplodere), coinvolgendo anche una delle sfere (i cui sostegni non erano fire-proofing), che collassò dopo 20 minuti. Vi furono circa 130 vittime e più di 200 feriti.

Tale incidente viene citato più che altro come caso tipico per la notevole magnitudo, ma è evidente la non applicabilità al caso in esame, dato che i progressi tecnologici nel campo dell'ingegneria dei materiali e delle costruzioni rendono impensabile sia l'utilizzo di acciai non conformi a specifiche di resistenza alle basse temperature che la presenza di difetti di assemblaggio che portino a rotture di tale gravità. Si fa rilevare inoltre nel caso del



rigassificatore di Taranto l'applicazione di standard avanzati quali NFPA 59A ed EN1473 e l'utilizzo di soluzioni tecnologiche avanzate quali i serbatoi full-containment, il sistema di controllo computerizzato, ecc.. Vale la pena di notare, comunque, che l'entità del danno descritto è dovuta anche alla assenza di opportune distanze di rispetto ovvero alla ubicazione in ambito urbano dell'installazione: eventuali scenari incidentali per il Terminale GNL Gas Natural a Taranto, oltre che essere associati a magnitudo drasticamente inferiori a quelle del caso in questione come risulta dall'analisi di sicurezza, possono essere considerati irrilevanti per la incolumità della popolazione data la collocazione in ambito portuale/industriale dell'impianto, ad oltre 3 km dall'area cittadina.

2. Portland, Oregon, USA 1969

L'episodio riguarda l'esplosione all'interno di un serbatoio (36 m di diametro e 30 m di altezza, per un volume pari a circa 28000 m³) in fase di costruzione. La causa fu con ogni probabilità la rimozione di una cieca da una pipeline collegata al serbatoio stesso: il gas trovò innesco all'interno del serbatoio, che esplose. Da notare come il serbatoio non abbia mai contenuto GNL.

Anche questo caso viene citato perché menzionato in varie fonti, nonostante non riguardi strettamente il GNL, quanto un errore operativo che può essere associato anche ad altre attività.

Questo evento viene esaminato proprio con riguardo all'errore operativo, che nel Terminale in esame, come previsto dalla specifiche normativa vigente, viene prevenuto e minimizzato attraverso redazione di procedure operative che considerino tutte le fasi di gestione dell'impianto, compresa la sua manutenzione (manuale operativo). Sulla base della stessa normativa è prevista inoltre una fase di formazione del personale ed una serie di incontri prima e durante l'esercizio degli impianti, finalizzata anche a sensibilizzare le persone sull'importanza delle verifiche ed ispezioni periodiche.

Anche le operazioni di manutenzione saranno regolate tramite permessi di lavoro e con procedure che prevedranno la verifica finale dell'efficienza dell'intervento.

3. SNAM LNG, La Spezia, Italia, 1971

La nave metaniera Esso Brega era stata ormeggiata per un mese prima di scaricare il suo carico di GNL "pesante" nel serbatoio di stoccaggio. Circa 18 ore dopo il riempimento (31 ore secondo F. P. Lees [Loss Prevention in the Process Industries, 2nd Ed., 1996]), vi fu un improvviso aumento di pressione che portò al rilascio del gas dalle valvole di sicurezza, per un periodo di alcune ore. Vi furono lievi danni al tetto del serbatoio. Stimate circa 2000 t di gas fuoriuscite dal serbatoio, senza innesco della perdita.

Con riferimento a questo incidente, che può essere considerato rappresentativo del fenomeno del "rollover" in Tabella 30 si elencano di seguito alcune contromisure adottate per il Terminale Gas Natural, così come per i Terminali GNL di moderna concezione in esercizio e/o in progetto a livello mondiale:

Tabella 30: Principali contromisure adottate nel Terminal per evitare il fenomeno del rollover

Misure atte ad evitare il fenomeno del Roll-over	Note / Possibili svantaggi
1) Limitare la possibilità che il GNL ricevuto dalle navi metaniere differisca molto come composizione da quello rimasto nel serbatoio da caricare	In alcuni casi può essere penalizzante dal punto di vista commerciale
2) Miscelazione del contenuto del serbatoio tramite riempimento dall'alto e dal basso	Per il Terminale è prevista una linea di carico con due stacchi che consentono il caricamento del prodotto sia dal fondo dei serbatoi che dall'alto
3) Miscelazione del contenuto del serbatoio tramite ricircolo mediante pompe sommerse o attraverso l'uso di un agitatore	Per il Terminale è prevista l'installazione di 6 pompe sommerse di estrazione per ogni serbatoio che consentono anche il riciclo del prodotto
4) Controllo/monitoraggio della pressione / temperatura / densità nel serbatoio	Previsto per il terminale, per mezzo di sistema di controllo distribuito (DCS) con stazioni di interfaccia operatore posizionate in sala controllo.
5) Monitoraggio dei parametri connessi alla stratificazione	Parametri da considerare: <ul style="list-style-type: none"> • Profili di temperatura nel serbatoio • Differenza di densità fra il GNL scaricato e quello già presente nel serbatoio • Tasso di evaporazione nel serbatoio Per il terminale è previsto il monitoraggio del profilo di temperatura / densità dei serbatoi di stoccaggio per mezzo di termodensimetri installati a vari livelli del serbatoio, a partire dal fondo e ad arrivare alla sommità.
6) Installazione di dispositivi di scarico (SV) del boil-off gas di capacità notevole (sovradimensionati) per evitare cedimenti del tetto del serbatoio	Previste PCV e valvole di sicurezza

Può non essere superfluo notare, comunque, che (come si rileva anche dalle simulazioni condotte da Germeles [1975]), nonostante il fenomeno del rollover sia caratterizzato da un aumento della pressione molto repentino, dovuto al notevole aumento della portata di vapori di boil-off, nondimeno già alcune ore prima del completo manifestarsi del fenomeno (almeno tre ore prima, secondo quanto si può ricavare dal diagramma di flusso del boil-off dell'autore citato in precedenza) si ha nel serbatoio un aumento di pressione consistente: una tale anomalia può essere rilevata dagli operatori che possono intervenire (avendo a disposizione un lasso di tempo di alcune ore) per approntare la messa in sicurezza dell'impianto.



4. Staten Island, USA, 1973

Un serbatoio di GNL appartenente alla TETCO (Texas Eastern Transmission Corporation) fu messo fuori servizio per manutenzione dopo più di tre anni di esercizio. Il serbatoio fu riscaldato e bonificato dal gas combustibile residuo con azoto, quindi messo sotto ricircolo di aria fresca. Una squadra di tecnici cominciò a lavorare nel serbatoio nell'Aprile del 1972. Circa dieci mesi dopo, il materiale di isolamento del serbatoio (schiuma poliuretana) venne accidentalmente innescato, provocando un notevole aumento della temperatura e della pressione all'interno dell'intercapedine, dovuto al formarsi di fumi di combustione. La pressione crebbe a tal punto da provocare una rottura che si propagò nella struttura, con successivo crollo del tetto del serbatoio (di spessore pari a circa 12 cm).

Questo caso studio viene riportato come incidente riguardante il GNL, in realtà si tratta di un evento connesso ad aspetti costruttivi e non dovuto all'esercizio dell'impianto e alla manipolazione del GNL. Si rinvia pertanto alle considerazioni trattate al punto 1.

5. Cove Point, Maryland, USA, 1979

Una perdita dalle pompe ad alta pressione si propagò lungo delle condutture elettriche fino ad una cabina di trasformazione, dove venne innescata dall'apertura, da parte di un operatore, di una cassetta di alimentazione dove era posto l'interruttore per la fermata della pompa. Una scintilla innescò i vapori di gas causando un'esplosione: l'operatore perse la vita e un altro rimase ferito.

In relazione al caso in esame, si fa notare come per il Terminale sia prevista l'installazione di dispositivi (quadri, interruttori, lampade, switch, ecc) e macchinari (pompe, motori, ecc.) elettrici adatti all'uso nei luoghi con pericolo di esplosione (antideflagranti). Tali dispositivi consentono di minimizzare, se non di escludere, la possibilità di innesco dato da scintille elettriche, attraverso l'impiego di custodie a tenuta stagna o a prova di esplosione, di giunti di bloccaggio e di ulteriori accorgimenti che evitano l'eventuale innesco dei vapori, o in caso di innesco, assicurano il non propagarsi dell'esplosione. Inoltre saranno installate tenute pressurizzate con azoto sui condotti elettrici e strumentali delle pompe, per evitare l'ingresso e la propagazione di qualunque gas.

5.2.2 Incidenti riguardanti installazioni marine o trasporto di GNL

Può non essere superfluo notare che nessuno degli incidenti nel seguito descritti e registrati in oltre 40 anni di attività, hanno portato a gravi conseguenze. Le perdite verificatesi sono tutte state bloccate tempestivamente in modo da permettere il



contenimento dei danni. Inoltre la quasi totalità degli eventi è avvenuta, come si può notare, all'inizio dell'attività, negli anni '60, quando non erano ancora state sviluppate le rigorose procedure operative oggi comunemente adottate.

6. Methane Progress (27400 m³), 1964 e 1965

Durante la fase di carico della nave, nella località di Arzew (Algeria), vi fu l'accensione dei vapori di boil-off, che all'epoca venivano scaricati nell'atmosfera attraverso il circuito di sfiato della nave. La causa di innesco fu un fulmine e la fiamma venne spenta rapidamente purgandola con azoto. Un incidente dalla dinamica pressoché identica avvenne l'anno dopo e anche in questo caso la fiamma venne spenta con azoto.

È appena il caso di notare la non applicabilità dei due incidenti al caso in esame, dato che nel Terminale in oggetto i vapori di boil-off vengono aspirati tramite compressori e convogliati a ricondensazione.

7. Methane Princess (27400 m³), 1965

Il braccio di carico venne disconnesso prima del completo drenaggio della linea del liquido, con conseguente perdita di GNL da una valvola chiusa non correttamente. Il GNL venne rilasciato su un pannello di acciaio posto al di sotto dei bracci (a protezione del ponte), causando una frattura del materiale, nonostante il tentativo di lavaggio con acqua di mare.

Con riferimento al Terminale, si sottolinea l'adozione di procedure e protocolli che impediscono il distacco del braccio prima di aver eseguito il drenaggio/svuotamento dello stesso e la protezione con soletta di calcestruzzo del punto di scarico a protezione da eventuali spandimenti. Si segnala inoltre la presenza di un serbatoio per la raccolta del contenuto residuo del braccio una volta terminato lo scarico. E' inoltre previsto un sistema di raccolta spanti per convogliare qualunque perdita di GNL in area di scarico in un bacino di contenimento attrezzato con misure antincendio.

8. Jules Vern (25500 m³), 1965

Sovrariempimento della nave metaniera con fuoriuscita di liquido e danni al tetto del serbatoio. La causa del sovrariempimento non è nota, anche se si pensa sia associata al mancato funzionamento del sistema del controllo del livello e all'inesperienza dell'equipaggio che controllava le operazioni.

In merito si può solo rilevare che per il Terminale in esame è previsto un sistema di controllo dei livelli ridondante, con segnalazioni di allarme e blocco indipendenti per massimo livello, oltre che allarmi e blocchi per alta pressione, per cui l'eventualità di sovrariempimento risulta remotizzata.

9. Tellier, 40000 m³, 1989

La nave, ormeggiata a Skikda (Algeria), venne trascinata via dal forte vento che stava soffiando. Prima che ciò avvenisse, le operazioni di scarico erano state fermate, e subito dopo vi fu il distacco del braccio di carico dal terminale con conseguente rilascio del GNL contenuto all'interno (che non si era potuto drenare). Il GNL rilasciato sul ponte provocò la frattura delle placche d'acciaio poste a protezione del ponte stesso.

In merito a questo caso, si evidenzia come nel Terminale Gas Natural vengano adottate precauzioni sia dal punto di vista procedurale che dal punto di vista costruttivo. Per quanto riguarda le prime, è previsto il rispetto di condizioni limite sia per l'ormeggio metaniera al pontile a mezzo rimorchiatori che per la ripartenza della stessa. Inoltre, i bracci di scarico articolati sono dotati di doppio contrappeso per il bilanciamento in ogni condizione operativa e di giunto autobloccante a disinnesto rapido, con sistema automatico di sganciamento per il caso in cui vi siano movimenti che possono portare a tensioni anomale.

5.2.3 Conclusioni dell'analisi storica dell'esperienza operativa

Come già ricavato dall'analisi statistica, la maggior parte degli incidenti registrati riguardano perdite dovute a:

- rotture su flange
- rotture su connessioni di tubazioni
- rotture su bracci di carico
- errori operativi/procedurali.

Le rotture descritte ai primi tre punti possono essere prevenute in fase di installazione tramite l'utilizzo di materiali criogenici di qualità elevata, adatti a sopportare le basse temperature che caratterizzano lo stoccaggio e la movimentazione del prodotto, e in fase di esercizio tramite l'adozione di procedure e controlli a fini manutentivi che consentano un funzionamento dell'impianto a livelli costanti di sicurezza, ripristinando, ogniqualvolta risultasse necessario, le caratteristiche originarie di sicurezza di tutti i dispositivi, in particolare di quelli di controllo (strumentazione di allarme e blocco, valvole di controllo



ecc.) e di quelli destinati al trasporto del prodotto (tubazioni, bracci, macchinari di movimentazione).

Gli errori operativi e/o procedurali possono essere minimizzati solo attraverso un'adeguata formazione del personale e l'adozione di procedure che consentano di standardizzare le operazioni più comuni ma anche di fronteggiare eventuali anomalie e di bloccarne tempestivamente l'eventuale evoluzione in negativo, con il risultato (come emerge dall'analisi storica) di limitare le possibilità di incidente e/o comunque di contenerne gli effetti.

5.3 Scenari incidentali valutati nel RdS

Sulla base di quanto riportato nel Rapporto di Sicurezza Preliminare (marzo 2004), le ipotesi incidentali associabili al Terminale Gas Natural sono state identificate mediante l'ausilio delle seguenti metodologie:

1. analisi storica
2. analisi rotture casuali (per difetto materiali, corrosione, usura, ecc. denominate "random")
3. analisi di operabilità (HAZOP), per eventi scaturiti da deviazioni anomale dei parametri di processo.

Tipicamente, sulla metodologia di cui al n.1 si basa la scelta delle rotture casuali (punto n.2) di tubazioni, pompe, apparecchiature, ecc..

Con riferimento agli scenari incidentali relativi all'analisi delle rotture casuali, in Tabella 31 si riporta quanto contenuto nel Rapporto di Sicurezza:

Tabella 31: Top Events riportati nel Rapporto di Sicurezza

Top	Denominazione	Diam. Linea (in)	Diam. Linea (mm)	Lunghezza Linea (m)	Frequenza rottura (tab. 8.1 API581) in occ/anno		
					1/4"	1"	4"
R1	Linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	12	300	20	6.40E-06	1.96E-05	1.96E-06
R2	Linea trasferimento GNL ai vaporizzatori	24	600	430	8.17E-05	2.79E-04	2.79E-05
R3	Collettore compressione vapori di boil-off	24	600	230	4.37E-05	1.50E-04	1.50E-05
R4	Linea di trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	24	600	800	1,52E-04	5,20E-04	5,20E-05
R5	Linea collegamento gas alla rete nazionale	36	900	440	8.36E-05	2.86E-04	2.86E-05
R6	Linea trasferimento GNL ai serbatoi	30	750	1480	2,81E-04	9,62E-04	9,62E-05

Le frequenze di rottura indicate sono calcolate sulla base dei ratei di guasto per tubazioni riportate nella norma API 581 – Tab. 8.1 (Tabella 32), che fornisce delle frequenze generali di rottura/perdita per linee di diametro compreso tra ¾" e 16" o superiori. Tali ratei sono espressi in occ/m.anno e diversificati a seconda del foro ipotizzabile (da ¼ " a 4", si vedano tabelle seguenti, ricavate da Rapporto di Sicurezza).

Tabella 32: Ratei di rottura delle tubazioni riportati nella norma API 581

Fonte: API581 – Tubazione 12"		
Tipo rottura	Rateo	
Foro equiv. 1/4":	3,20E-07	occ/m.anno
Foro equiv. 1":	9,80E-07	occ/m.anno
Foro equiv. 4":	9,80E-08	occ/m.anno
Fonte: API581 – Tubazione >16"		
Tipo rottura	Rateo	
Foro equiv. 1/4":	1,90E-07	occ/m.anno
Foro equiv. 1":	6,50E-07	occ/m.anno
Foro equiv. 4":	6,50E-08	occ/m.anno

Considerato che in letteratura diverse fonti (Rapporto Rijnmond, CCPS – USA, "Loss prevention in the process industries", F.P. Lees, 2nd Ed. - Tabella 33) riportano dei ratei di guasto espressi in occ/m.ora di utilizzo o tempo di esercizio (penalizzando in tal modo le tubazioni ad uso intensivo rispetto ad altre in cui il tempo di esercizio è minore), si è provveduto ad una comparazione con i dati calcolati nel Rapporto di Sicurezza, utilizzando i seguenti ratei:

Tabella 33: Ratei di guasto delle tubazioni

Fonte: "Loss prevention in the process industries", F.P. LEES 2nd Ed.		
Tubazione DN<50	2,85E-10	occ/m.h
Tubazione DN50÷150	1,87E-10	occ/m.h
Tubazione DN>150	4,87E-11	occ/m.h

Considerando un tempo di esercizio di 8760 ore/anno, si ottengono i risultati elencati in Tabella 34. Le frequenze ottenute sono comprese nel campo 5E-6÷5E-4, sostanzialmente in linea con quelle calcolate nel Rapporto di Sicurezza per fori da 1", più cautelative se riferite ad un foro da 4".

Tabella 34: Frequenze attese dei Top Events riportati nel Rapporto di Sicurezza

Top	Denominazione	Diam. Linea (")	Diam. Linea (mm)	Lungh. Linea (m)	Tempo esercizio (h/y)	Foro equival. (mm)	Foro equival. (in)	Freq. rottura
R1	Linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	12	300	20	8760	60	2 1/3	8,53E-06
R2	Linea trasferimento GNL ai vaporizzatori	24	600	430	8760	120	4 5/7	1,83E-04
R3	Collettore compressione vapori di boil-off	24	600	230	8760	120	4 5/7	9,81E-05
R4	Linea di trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	24	600	800	8760	120	4 5/7	3,41E-04
R5	Linea collegamento gas alla rete nazionale	36	900	440	8760	180	7	1,88E-04
R6	Linea trasferimento GNL ai serbatoi	30	750	1480	8760	150	6	6,31E-04

Relativamente agli scenari incidentali che conseguono ai Top elencati nelle tabelle precedenti, la situazione è riassunta nelle successive Tabella 35 e Tabella 36 (in neretto sono evidenziate le ipotesi di incidente ritenute non marginali, ossia superiori a 1E-6 occ/anno):

Tabella 35: Frequenza degli scenari finali da rotture random (diametro efflusso 1")

TOP Event	Descrizione	Scenario	Frequenza scenario (occ/anno)
R1_a_1"	Perdita da linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	Jet fire	5,88E-07
R1_b_1"	Perdita da linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	UVCE	7,98E-09
R1_c_1"	Perdita da linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	Flash fire	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	Flash fire	1,89E-05
R3_a_1"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	Jet fire	4,50E-06
R3_b_1"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	UVCE	6,11E-08
R3_c_1"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	Flash fire	1,01E-05
R4_a_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	Jet fire	1,56E-05
R4_b_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	UVCE	2,12E-07
R4_c_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	Flash fire	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	Flash fire	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	Flash fire	6,49E-05
R6_d_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Pool Fire	5,69E-05

Tabella 36: Frequenza degli scenari finali da rotture random (diametro efflusso 4")

TOP Event	Descrizione	Scenario	Frequenza scenario (occ/anno)
R1_a_4"	Perdita da linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	Jet Fire	9,80E-08
R1_b_4"	Perdita da linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	UVCE	8,38E-09
R1_c_4"	Perdita da linea compressione vapori di boil-off ai condensatori	Flash Fire	5,50E-07
R2_a_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	Jet Fire	1,40E-06
R2_b_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	UVCE	1,19E-07
R2_c_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	Flash Fire	7,85E-06
R3_a_4"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	Jet Fire	7,50E-07
R3_b_4"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	UVCE	6,41E-08
R3_c_4"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	Flash Fire	4,21E-06
R4_a_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	Jet Fire	2,60E-06
R4_b_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	UVCE	2,22E-07
R4_c_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	Flash Fire	1,46E-05
R5_a_4"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	Jet Fire	1,43E-06
R5_b_4"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	UVCE	1,22E-07
R5_c_4"	Perdita da linea collegamento gas alla rete nazionale	Flash Fire	8,03E-06
R6_a_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Jet Fire	4,81E-06
R6_b_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	UVCE	4,11E-07
R6_c_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Flash Fire	2,70E-05
R6_d_4"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai serbatoi	Pool Fire	1,21E-05

Per quanto riguarda invece le ipotesi incidentali scaturite dall'analisi di operabilità (Hazop), si rileva, dal Rapporto di Sicurezza, che esse si situano tutte al di sotto della soglia di credibilità (o verosimiglianza), stabilita in 1E-6 occ/anno. Sulla base di questo assunto, il calcolo delle conseguenze non è sviluppato. Viene comunque indicato uno scenario incidentale non quantificato in termini di frequenza ("Rilascio gas da vent freddo alla massima portata progettuale"), per il quale viene svolta la simulazione incidentale e vengono ricavate le distanze di danno associate.

Tabella 37: Frequenza degli eventi incidentali da analisi Hazop

TOP da HAZOP	Descrizione	Frequenza degli eventi iniziatori (occ/anno)
1	Rilascio di GNL da braccio di scarico nave o linea trasferimento	8,96E-13
2	Rilascio da PSV serbatoio per roll-over	1,53E-8
3	Rilascio PSV serbatoio (boil-off termico)	7,21E-9
4	Rilascio PSV serbatoio (boil-off nave)	2,73E-10
5	Vuoto nel serbatoio GNL	2,04E-8
-	Rilascio gas da vent freddo alla massima portata progettuale	Evento previsto come condizione estrema di esercizio

Per quanto concerne invece l'evoluzione degli eventi incidentali "random", gli scenari incidentali credibili ad essi correlati, con le relative frequenze calcolate mediante alberi degli eventi, e le distanze di danno associate, sono riportati nelle successive Tabella 38 e Tabella 39, suddivisi tra fenomeni che provocano una radiazione termica stazionaria (pool-fire e jet-fire) e fenomeni che provocano una radiazione termica istantanea (tipicamente il flash-fire).

Tabella 38 - Distanze di danno (m) – TOP che determinano una radiazione termica stazionaria

TOP Event	Descrizione	Scenario finale	Frequenza (occ/anno)	Radiazione termica stazionaria (kW/m ²)			
				12,5 Zona1	7	5 Zona2	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 boil-off	Jet Fire	4,50E-06	19	22	25	30
R4_a_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off 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 boil-off 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

Tabella 39 - Distanze di danno (m) – TOP che determinano una radiazione termica istantanea

TOP Event	Descrizione	Scenario finale	Frequenza (occ/anno)	Radiazione termica istantanea	
				LFL Zona1	½ LFL Zona2
-	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 boil-off ai condensatori	Flash Fire	1,32E-06	10	16
R2_c_1"	Perdita da linea di trasferimento GNL ai vaporizzatori	Flash Fire	1,89E-05	1.81	7
R3_c_1"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	Flash Fire	1,01E-05	11	17
R4_c_1"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off di ritorno a nave	Flash Fire	3,51E-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	7,85E-06	6.74	15
R3_c_4"	Perdita da collettore compressione vapori di boil-off	Flash Fire	4,21E-06	16	23
R4_c_4"	Perdita da linea trasferimento vapori di boil-off 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

In Appendice C) sono indicate le aree di danno di maggiore dimensione (linea a rete gas nazionale), da cui si evince che non sussistono le condizioni perché il Terminale GNL possa provocare effetti domino sulle installazioni vicine.

5.4 Valutazioni ulteriori eventi incidentali

In merito agli scenari incidentali individuati, occorre rilevare che, sia sulla scorta di quanto suggerito dall'analisi storica che sulla base di quanto riportato in letteratura tecnica, la rottura stocastica di un braccio di travaso (per corrosione, difetto di progettazione o del materiale, usura, ecc.) non è escludibile a priori. Inoltre, relativamente agli scenari incidentali scaturiti dall'Hazop, occorre rilevare che lo sfiato a torcia avrà ragionevolmente una frequenza superiore se si considerano eventi minori quali sfiati, spurghi o condizioni di processo particolari, quali messa fuori servizio dell'impianto (ad es. a seguito di un blocco che comporti l'interruzione dell'alimentazione del gas spedito a terra, con



conseguente invio del prodotto di boil-off o di quello in uscita dai vaporizzatori in torcia, ecc.). Si sono pertanto approfonditi gli scenari relativi, che vengono di seguito descritti ed analizzati nel dettaglio.

5.4.1 Ipotesi di rottura braccio di scarico GNL

Cause

L'ipotesi di riferimento consiste in una rottura stocastica sul braccio mobile usato per il travaso del GNL dalle navi cisterna ai serbatoi; l'eventualità di strappo, connessa con errori operativi (per serraggio imperfetto degli accoppiamenti flangiati o movimento della nave correlato a condizioni atmosferiche perturbate) viene minimizzata attraverso l'adozione di particolari giunti installati sul terminale del braccio, concepiti e collaudati da esperienza ultradecennale per staccarsi automaticamente dalla nave intercettando al contempo il flusso (sistema ERC, Emergency Release Coupling), con rilascio di modeste quantità di prodotto (tipicamente quello contenuto nel corpo delle due valvole a sfera a chiusura automatica che costituiscono il sistema) e con conseguenze contenute.

L'assetto del punto di travaso prevede valvole ad intercetto rapido poste sia sul terminale della tubazione fissa che su quello del braccio lato nave (sistema ESD). Va inoltre rilevato che la procedura prevista per lo scarico ammetterà l'effettuazione di operazioni con condizioni di mare non particolarmente perturbate e che prima di iniziare lo scarico è previsto un periodo di condizionamento delle linee il quale consente di rilevare tempestivamente eventuali errori di serraggio o di accoppiamento. Infine, si sottolinea la presenza di una vasca di raccolta per eventuali spanti, in corrispondenza della piattaforma.

Frequenza attesa

La frequenza attesa della rottura per ciascuno dei bracci di scarico è valutata sulla base dei seguenti dati, dove il rateo base è desunto dal Rapporto Rijnmond (si veda Figura 30)

Tabella 40: Frequenza attesa rottura braccio di scarico

Rateo per rottura grave/collasso braccio di scarico 21	3·10 ⁻⁸	occ/h
Movimentazione di riferimento (125.000 m ³ /nave)	110	Navi/anno
Tempo di travaso (per nave compreso condizionamento)	≈ 15	h
Tempo annuo globale di travaso (tempo di missione)	1564	h
Frequenza attesa di rottura su un qualsiasi braccio di carico	4,69·10 ⁻⁵	occ/anno

Table IX.1 Base failure rate data (Contd).				
Item	Mode of failure	Failure rate	Range	Reference(s)
1.3. Hoses (d)				
	Heavily Stressed Rupture	4 x 10 ⁻⁵ /hr	-	} 11, 14
	Lightly Stressed Rupture	4 x 10 ⁻⁶ /hr	-	
1.4. Loading Arms				
	Catastrophic Rupture	3 x 10 ⁻⁸ /hr	(1 x 10 ⁻⁸ - 1 x 10 ⁻⁵ /hr)	} 1, 11
	Leakage	3 x 10 ⁻⁶ /hr	(1 x 10 ⁻⁷ - 1 x 10 ⁻⁴ /hr)	
2.0. VALVES				
2.1. Pneumatic Control Valve				
	Fails Open	} 0.3/yr (e)	0.19 - 0.57/yr	1, 5, 6
	Fails Closed (Blockage)			
	External Leakage (e.g. Packing)			
2.2. Motor Operated Valves				
	Fails to operate	1 x 10 ⁻³ /D	2 x 10 ⁻⁴ - 7 x 10 ⁻² /D	1
	Blockage	1 x 10 ⁻⁴ /D	3 x 10 ⁻⁵ - 3 x 10 ⁻⁴ /D	1
	External Leak or Rupture	1 x 10 ⁻⁸ /hr	1 x 10 ⁻⁹ - 1 x 10 ⁻⁷ /hr	1
2.3. Solenoid Valves				
	Fails to operate	} 0.3/yr	0.26 - 0.42/yr	1, 5, 7
	Blockage		(2 x 10 ⁻⁵ - 6 x 10 ⁻³ /D)	
2.4. Manuel Valve				
	Blockage	} 0.1/yr	(3 x 10 ⁻⁴ /D)	1, 7
	Seized			
	Leakage			

Abbreviations: D - Demand; /hr - per hour; /yr - per year; /sect - per section.

Figura 30: Stralcio del Rapporto Rijnmond pag. 375 TAB. IX.I relativo ai ratei di rottura dei bracci di carico/scarico

Conseguenze

Le principali variabili adottate per l'applicazione dei modelli sono elencate in Tabella 41.

²¹ Rilevato che la fonte bibliografica disponibile è piuttosto datata (1981), si ritiene che la frequenza calcolata sia cautelativa: considerati i progressi tecnologici e nella scelta dei materiali operati negli ultimi 50 anni, più spesso si fa riferimento ad un rateo più basso (3E-8 occ/h, riferito a rottura molto grave o collasso del braccio, riportato nella stessa fonte.)

Tabella 41: Variabili adottate per l'applicazione dei modelli

Pressione di rilascio	5 bar abs
Temperatura della sostanza	110,15 K (-163°C)
Lunghezza del braccio articolato	20 m
Diametro del braccio articolato	400 mm (16")
Diametro equivalente foro	100 mm (4", secondo criterio API)
Densità del liquido	465 kg/m ³
Portata della linea	517 (1550/3) kg/s 4000 (12000/3) m ³ /h

Il criterio seguito nello studio degli scenari credibili di incidente tiene conto della presenza di valvole ed organi a rapida intercettazione; conseguentemente, in caso di rottura grave la durata del rilascio sarà limitata dall'intervento di tali organi, con contenimento della quantità di prodotto che fuoriesce. Tenendo conto delle dimensioni dell'installazione si è assunto un tempo di intervento di 30 secondi per l'intercetto ESD comandato da pressostati/gas detectors.

Il calcolo della portata di rilascio fornisce valori intorno ai 112 kg/s, in regime bifase.

In tali condizioni la quantità di GNL che fuoriesce nell'intervallo di tempo fino all'intervento delle valvole di intercetto è di circa 3360 kg. Sommando a questa massa la quantità residua di prodotto presente nel braccio (che si svuoterà a seguito della rottura) pari a circa 1150 kg, si stima una quantità globale fuoriuscita di circa 4530 kg. Ipotizzando le condizioni peggiori, ossia rilascio in acqua (rilasci sul pontile di travaso o sul ponte della nave comportano verosimilmente distanze inferiori per la presenza del bacino di contenimento in un caso e di confinamenti, ostacoli, ecc. nell'altro), si è simulata l'evaporazione di una pozza di forma rettangolare, 5 m x 200 m, compresa fra il pontile e la nave. Il modello mostra che tutta la quantità sversata evapora in un tempo inferiore ai due minuti, pertanto si è simulato il rilascio con un modello box per dispersioni istantanee (Denz). In questo caso si è assunto un valore di rugosità pari a 0,3 considerata la presenza notevole di ostacoli alla dispersione (pontile, corpo della nave, attrezzature di travaso ecc.). Nell'ipotesi di innesco, cui conseguirà verosimilmente un flash-fire, gli effetti di danno sono descritti nella Tabella 42.

Tabella 42: Effetti di danno – flash fire

Condizioni Atmosferiche	LFL 5% v/v	½· LFL 2.5% v/v
	Distanza (m)	
D5	262 m	364 m
F2	262 m	355 m

La frequenza attesa del fenomeno “flash-fire” risulta di $1,17E-5$ occ/anno in quanto la probabilità di un innesco è stimata pari al 25%. Lo scenario rappresentato da un possibile UVCE risulta non ragionevolmente credibile per via della massa in campo di infiammabilità, che risulta essere inferiore alle 2 t. Seguendo il criterio del D.M. 15/05/1996 per rilasci di GPL (criterio che risulta cautelativo dato che il gas naturale è più leggero del GPL), si ritiene infatti marginale l'ipotesi di UVCE nel caso di un ammontare di gas compreso tra i limiti di infiammabilità inferiore a 5 t (per ambiente aperto).

Riguardo l'ipotesi di mancato intervento delle valvole ESD (blocco mediante valvole connesso ai rilevatori di gas/pressostati), per mancato funzionamento del sistema di sensori e di una delle due valvole di blocco a sfera si stima una probabilità pari a circa $2,10E-5 + 2,90E5 \cdot 2 = 7,9E-5$ (si veda Tabella 43). Ne segue che la frequenza attesa dell'evento “rilascio perdurante per oltre 30 secondi” risulta dell'ordine di $1E-9$ occ/anno, situandosi nel campo degli eventi non ragionevolmente credibili.

Tabella 43: Ipotesi di mancato intervento delle valvole ESD

	rateo base	U.M.	tempo missione	MTTT test	MTTR riparaz	indispon.	frequenza guasto	FDT probabilità	fonte
			h / anno	H	h / occ	h / anno	occ / anno		
M.F. SENSORI GAS (logica 2 su 4)	3,83E-05	occ / h	8760	720	7,5	41,4	1,13E-01	2,10E-05	OREDA- 92
F.A. VALVOLA ESD (bloccata aperta)	1,91E-06	occ / h	8760		15,2	0,254	1,67E-02	2,90E-05	OREDA- 92

Per quanto concerne gli effetti sulle aree circostanti, occorre sottolineare che lo sviluppo di un flash-fire comporta modesti effetti di sovrappressione, solitamente tali da non provocare danni a strutture o apparecchiature in acciaio, e l'irraggiamento, pur intenso, è di tipo istantaneo (qualche secondo), quindi tale da non poter instaurare effetti domino, ma unicamente provocare conseguenze sulle persone.

5.4.2 Ipotesi di sfiato da torcia e irraggiamento

Il Terminale sarà dotato di un sistema di collettori che consentirà di raccogliere e convogliare verso un circuito di torce gli scarichi gassosi provenienti dalle valvole di sicurezza o dalle valvole di controllo della pressione dei serbatoi GNL.

Il sistema sarà costituito da due reti di raccolta separate, una per gli scarichi a bassa pressione e l'altra per quelli ad alta pressione (a tale proposito si veda anche quanto riportato in Allegato 3). Ciascuna rete di blow-down sarà collegata alla torcia attraverso la quale sarà possibile la combustione in quota dei gas eventualmente sfiatati.

L'altezza e il posizionamento del sistema di sfiato è stato determinato considerando i seguenti fattori:

- irraggiamento in caso di accensione accidentale;
- formazione di miscele esplosive.

In particolare, il sistema è stato progettato in modo tale da non superare i livelli massimi di irraggiamento a terra consentiti dalle normative internazionali in materia (API 521) in caso di accensione dell'efflusso gassoso. Il sistema presenta un'altezza di 35 m ed è posto a distanza non inferiore a 150 m dalla recinzione dell'impianto e 200 dai serbatoi.

Allo scopo di valutare gli effetti relativi allo sfiato da torcia e conseguente irraggiamento (Tabella 44 e Tabella 45), si è considerata uno scarico dalla candela ad alta pressione, caratterizzata da portata maggiore e quindi cautelativa sotto il profilo delle conseguenze. Il calcolo è stato effettuato a varie quote sul piano orizzontale, a partire da 1,5 m (altezza uomo) fino ai 35 m, che corrispondono alla quota del tip della torcia ed all'altezza massima a cui è presente il GNL (all'interno dei serbatoi di stoccaggio supposti pieni al massimo livello si ha un livello di 31,3 m cui va sommata l'altezza del fondo interno del serbatoio dal piano di campagna pari a 1,3 m). I risultati sono sintetizzati in Tabella 44 e in Tabella 45 per le condizioni atmosferiche D5 e F2:

Tabella 44: Effetti conseguenti da irraggiamento da torcia in condizioni D5

	Zona 1		Zona 2	Zona 3
Quota	12,5 kW/ m ²	7 kW/ m ²	5 kW/ m ²	3 kW/ m ²
1,5	n.r.	18,3	41,0	66,7
5	n.r.	26,7	44,0	68,3
10	n.r.	33,8	47,5	68,6
15	n.r.	38,0	49,4	68,8
20	23,1	41,3	51,4	68,9
25	28,8	43,0	52,0	68,0
30	32,2	43,9	51,9	67,0

35	33,9	44,0	51,1	64,4
----	------	------	------	------

Tabella 45: Effetti conseguenti da irraggiamento da torcia in condizioni F2

Quota	Zona 1 12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	Zona 2 5 kW/ m ²	Zona 3 3 kW/ m ²
1,5	n.r.	n.r.	n.r.	56,0
5	n.r.	n.r.	17,5	58,0
10	n.r.	n.r.	30,0	62,0
15	n.r.	n.r.	35,0	64,0
20	n.r.	23,0	40,8	65,0
25	n.r.	30,0	44,2	65,7
30	n.r.	34,5	46,4	65,7
35	19,3	37,9	47,8	66,3

Come si può facilmente notare, al di fuori di un intorno di circa 70 m dalle torce la radiazione non è più pericolosa né per l'uomo né per le strutture. I grafici di Figura 31 e Figura 32, riferiti alle condizioni atmosferiche D5 e F2 mostrano inoltre che l'irraggiamento ai confini dell'impianto (a circa 150 m dalla torcia) è <1,5 kW/m² per tutte le quote di calcolo ipotizzate.

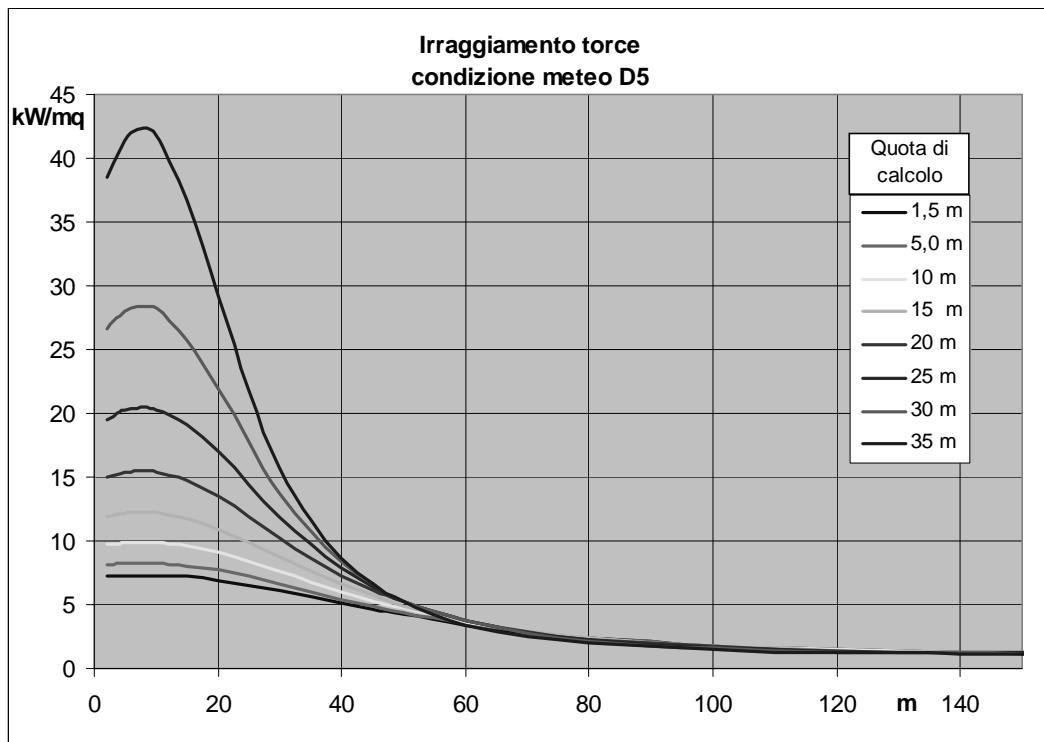


Figura 31: Irraggiamento da torcia a varie quote condizione D5

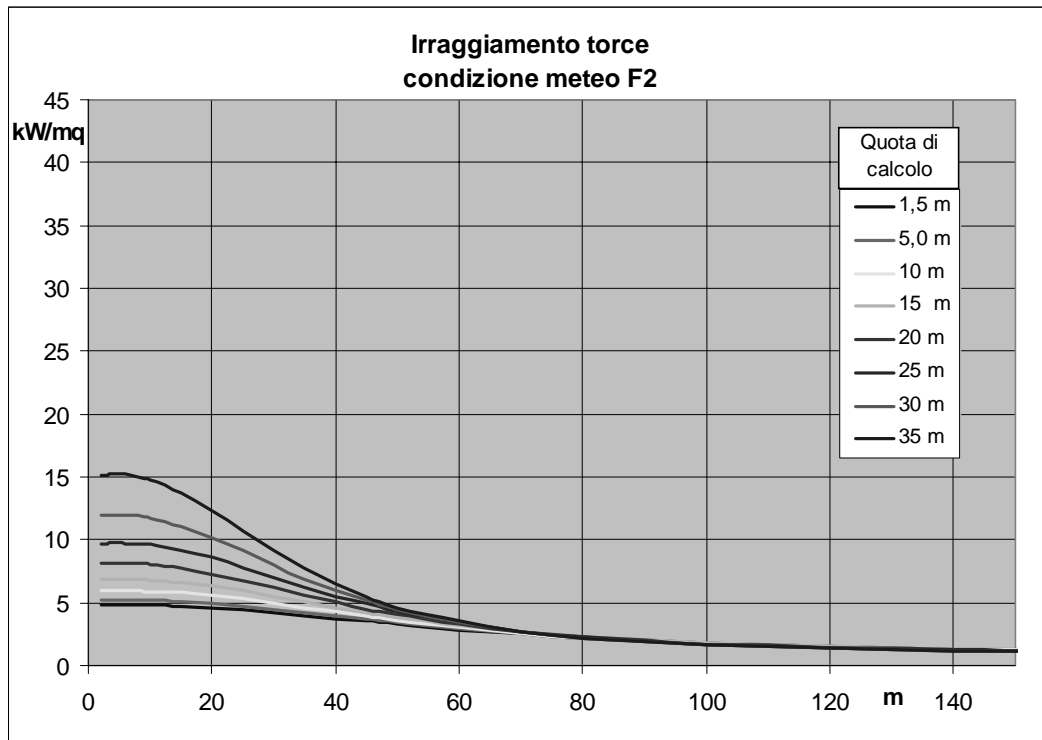


Figura 32: Irraggiamento da torcia a varie quote condizione F2

Sulla base delle simulazioni condotte sono quindi escludibili effetti domino conseguenti all'intervento in emergenza del sistema di blow down.

Per le aree di danno si veda ancora la Appendice C).

5.4.3 Eventi incidentali di ordine secondario (rottura tubazioni minori)

In Tabella 31 sono riportate le frequenze attese di rottura stimate su tubazioni di prodotto in fase gas e/o liquida, di diametro variabile, con foro equivalente pari ad $\frac{1}{4}$ " (6,35 mm = 0,00635 m). Come già chiarito, si sottolinea che in letteratura tecnica diverse fonti (Rapporto Rijnmond, CCPS – USA, "Loss prevention in the process industries", F.P. Lees, 2nd Ed., la stessa API 581) riportano dei ratei di guasto espressi in occ/m.ora di utilizzo o tempo di esercizio: ciò al fine di tener conto dell'effettivo utilizzo dei componenti, in quanto appare più verosimile una rottura su una linea ad uso intensivo rispetto ad altre in cui il tempo di esercizio è minore. Occorre tuttavia precisare che le fonti citate in precedenza, riferendosi ad eventi incidentali di magnitudo non trascurabile, come quelli che usualmente vengono trattati nell'ambito dei rischi di incidente rilevante, suggeriscono un range per le dimensioni del foro equivalente conseguente alla perdita da tubazione che va da un valore minimo pari al 5% della sezione (corrispondente all'incirca al 20% del diametro) fino alla rottura totale, come risulta dal grafico seguente.

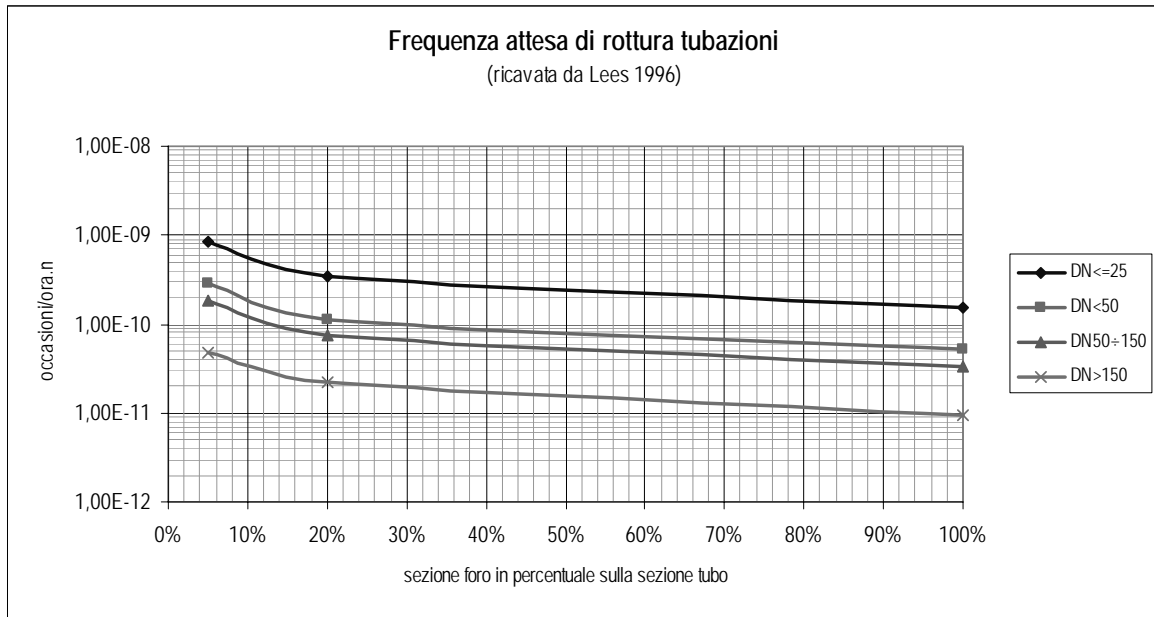


Figura 33: Ratei base rottura tubazioni

Utilizzando tali dati per il caso specifico del foro di ¼", cioè assumendo che questa dimensione sia pari al 20% del diametro della tubazione, occorre far riferimento a tubazioni di dimensioni 1" ¼ (DN32). Linee di queste dimensioni, in un impianto come quello in esame, non sono utilizzate per il trasferimento o la movimentazione del prodotto, ma possono essere più verosimilmente associate a tronchetti quali ad esempio quelli utilizzati per prese campione o attacchi e connessioni per la strumentazione. Data la fase di progetto, non ancora particolareggiato, l'estensione di tali componenti viene stimata come segue.

Tabella 46: Frequenza attesa rottura tubazioni

Fase	Tronchetti N.ro	Lunghezza unitaria (m)	Lunghezza totale (m)	Esercizio h/anno	Rateo base occ/(h.m)	Frequenza attesa occ/y
Liquida	300	0,5	150	8760	2,85E-10	3,74E-04
Gas	300	0,5	150	8760	2,85E-10	3,74E-04

In conclusione, viene pertanto confermata una frequenza attesa dell'ordine di 10^{-4} occ/anno per rotture o forature di queste dimensioni.

L'indagine relativa alla rottura con foro equivalente pari ad ¼" (6,35 mm) appare volta essenzialmente a verificare le conseguenze di una perdita di piccole dimensioni, con effetti di magnitudo molto inferiori a quelli sin qui calcolati, ma che potrebbe perdurare per un tempo maggiore, dovuto al fatto che gli operatori potrebbero non rendersi



immediatamente conto del rilascio, per via delle contenute dimensioni, e che il sistema di rilevamento gas potrebbe non essere tempestivamente interessato dal flusso di gas disperso. In quest'ottica, si stima che a seguito del verificarsi della rottura con diametro equivalente $\frac{1}{4}$ " la perdita assuma connotazione di rilascio continuo (durata $>3\div 5$ minuti) con successiva intercettazione automatica o manuale in un tempo massimo stimato in 5 minuti.

In genere, ai fini della simulazione del fenomeno di dispersione, quando la durata della fuoriuscita supera tempi dell'ordine di $3\div 5$ minuti, si assume appunto che la dinamica del fenomeno sia quella del rilascio continuo e si utilizzano modelli di calcolo per i quali la quantità di GNL che fuoriesce è poco significativa, mentre è determinante la portata, dato che il fenomeno viene simulato come un'emissione continua che, in condizioni stazionarie, fornisce sempre la stessa concentrazione sottovento, fino al termine del rilascio.

Sulla base di queste assunzioni, si sono simulati un rilascio in fase liquida (localizzato a favore della sicurezza nel punto in cui le condizioni di processo sono più gravose, ossia lungo la tubazione di alimentazione ai vaporizzatori) ed uno in fase gassosa (anch'esso valutato nelle condizioni di processo più severe, ossia in uscita dai vaporizzatori / ingresso alla pipeline).

I parametri utilizzati per la fase di calcolo e i risultati relativi sono di seguito riportati.

Tabella 47: Dati di calcolo rottura tubazioni

Grandezza	U.M.	Rilascio in fase liquida	Rilascio in fase gas
Diametro tubazione	"	$> 1\frac{1}{4}$	
Diametro foro equivalente	"	$\frac{1}{4}$ " (6,35 mm)	
Temperatura di esercizio	K	122	268
Pressione di esercizio max	bar	80	80
Rilievo	-	Operatori/Sistema ESD	Operatori/Sistema ESD
Tempo di rilievo	min	5	5

Come si può notare dalle successive tabelle, le portate di rilascio risultano molto contenute.

Nell'ipotesi di rilascio in fase liquida, considerata la portata limitata di efflusso, l'elevata pressione di esercizio e la ristretta dimensione del foro, che verosimilmente produrrà effetti di atomizzazione del fluido, comportando la formazione di goccioline sottoforma di aerosol, si stima cautelativamente che tutta la portata di gas fuoriuscita contribuisca ad alimentare la nube che si disperde in atmosfera, valutando trascurabile la ricaduta (rain-out) di prodotto liquido. Applicando un modello di tipo box per rilasci continui di gas freddi (Crunch), si ottengono le seguenti risultanze:

Tabella 48 - Aree di danno per flash-fire rilascio GNL

Sostanza	Gas naturale liquido		
	Q.tà	U.M.	
Grandezza	max 1,6	kg/s	
Portata dell'inquinante	0,03		
Probabilità innesco	1,12E-05	occy	
Flash Fire	D5	F2	
Condizione meteo	max 4	max 16	kg
Massa in campo di infiammabilità	15	17	m
Distanza LEL	25	32	m
Distanza ½ LEL			

Nell'ipotesi di innesco della perdita (stimabile dal diagramma in paragrafo 2.6.1) la frequenza di accadimento dello scenario incidentale associato risulta inferiore di quasi due ordini di grandezza rispetto alle frequenze indicate al paragrafo precedente e, data la contenuta massa in campo di infiammabilità, il fenomeno atteso sarà quello del flash-fire, che comporta le distanze di danno per effetti di elevata letalità e lesioni gravi irreversibili riportate nella tabella precedente. Tenuto conto della brevissima durata del fenomeno si può affermare che non si avranno effetti di danno che possano originare effetti domino. Qualora l'innesco dovesse avvenire in prossimità del rilascio, con formazione di un jet-fire, le zone di danno saranno quelle riportate nella tabella successiva. La frequenza attesa dell'evento può essere in prima approssimazione valutata pari a quella del flash-fire.

Tabella 49-Aree di danno per jet-fire rilascio GNL

Sostanza	Gas naturale liquido		
	D5	F2	U.M.
Condizione meteo	7	7	m
Soglia 12,5 kW/m ² (Zona 1)	9	9	m
Soglia 7 kW/m ²	10	10	m
Soglia 5 kW/m ² (Zona 2)	15	15	m
Soglia 3 kW/m ²			

L'ipotesi di rilascio in fase gas invece, comporterà verosimilmente l'instaurarsi di un jet ad alta velocità, con conseguente rapida diluizione del gas in atmosfera. Applicando il modello di Ooms per rilasci turbolenti di sostanze in fase gassosa, si evidenzia che il limite inferiore di infiammabilità è raggiunto solo in prossimità del getto. Nel caso di innesco ritardato (flash-fire) le zone di danno saranno quelle della tabella in calce.

Tabella 50-Aree di danno per flash-fire rilascio gas naturale

Sostanza	Gas naturale-		
Grandezza	Q.tà		U.M.
Portata dell'inquinante	0,3		kg/s
Probabilità innesco	0,003		
Flash Fire	1,13E-06		occ/y
Condizione meteo	D5	F2	
Massa in campo di infiammabilità	max 4	max 16	kg
Distanza LEL	8	7	m
Distanza ½ LEL	15	15	m

Nel caso di innesco in prossimità del rilascio il fenomeno atteso è quello del jet-fire, cui consegue una radiazione stazionaria caratterizzata dalle distanze di danno riportate nella tabella seguente:

Tabella 51- -Aree di danno per jet-fire rilascio gas naturale

Sostanza	Gas naturale-		
Condizioni meteo	D5	F2	
Soglia 12,5 kW/m ² (Zona 1)	<3	<3	m
Soglia 7 kW/m ²	3,5	4	m
Soglia 5 kW/m ² (Zona 2)	4,5	4,5	m
Soglia 3 kW/m ²	5,5	6	m

Le aree di danno determinate per le rotture minori non sono significative ai fini dell'effetto domino e pertanto non sono riportate nelle planimetrie. Il loro posizionamento può essere in un punto qualunque dell'impianto.

5.5 Conclusioni

Con riguardo agli scenari incidentali ipotizzabili all'interno del terminale Gas Naturale, le risultanze delle valutazioni effettuate mostrano che non sono attesi effetti diretti sulle installazioni industriali limitrofe al terminale di rigassificazione.

Vale appena notare che le medesime conclusioni valgono ovviamente per eventuali effetti sull'ospedale Testa, potenziale elemento "sensibile" posizionato oltre la raffineria ENI, appena al di fuori dell'area urbanizzata.

I calcoli sviluppati nel Rapporto di Sicurezza appaiono in taluni casi altresì fortemente conservativi, in particolare per il top Event R5 in cui l'alta pressione gioca un ruolo dominante e risulterebbe più idoneo un modello "jet" (ad esempio modello di Ooms) che tenga conto della forte velocità di uscita del gas e del relativo rapido mescolamento.

6. CONCLUSIONI GENERALI

L'oggetto del presente studio è l'effetto domino relativo al progetto dell'impianto di rigassificazione Gas Natural di Taranto e più in generale l'interrelazione tra i siti produttivi già esistenti e l'impianto stesso.

Lo studio per quanto riguarda l'analisi del rischio è stato suddiviso in tre parti:

- la prima parte ha preso in considerazione gli stabilimenti limitrofi all'impianto di rigassificazione, rientranti nell'ambito di applicazione del D. Lgs. 334/99 e s.m.i., con riguardo agli scenari incidentali ipotizzabili ed ha valutato gli **effetti diretti sulle installazioni del terminale di rigassificazione**; nell'ambito di tale sezione sono compresi gli scenari incidentali concernenti anche il pontile petroli e il campo boe;
- la seconda parte ha valutato gli scenari incidentali ipotizzabili per effetto dei **trasporti** sulle principali arterie stradali e ferroviarie dell'area in studio; nell'ambito di tale sezione è compreso lo scenario relativo alle condotte di GPL;
- la terza parte ha analizzato gli **effetti diretti sulle installazioni industriali limitrofe** con riguardo agli scenari incidentali ipotizzabili all'interno del terminale di rigassificazione.

Come risulta nelle conclusioni relative alle tre parti, riportate ai paragrafi 3.3, 4.6 e 5.5, non risultano verosimili, né ragionevolmente ipotizzabili effetti domino tra l'installazione Gas Natural e gli stabilimenti e pontili limitrofi; infatti, sia nel caso di incidenti localizzati all'interno dell'installazione Gas Natural, sia per gli eventi individuati e localizzati nelle installazioni o nelle principali vie di traffico all'esterno, le aree di danno riferite alle soglie di irraggiamento o sovrappressione non comportano interazioni dirette tra queste installazioni.

Prof. Paolo Bevilacqua