



BG Brindisi LNG S.p.A.

Brindisi

**Terminale GNL
Porto di Brindisi**

Rapporto Preliminare
di Sicurezza per la
Fase di Nullaosta di
Fattibilità (NOF)
Testo



BG Brindisi LNG S.p.A. Brindisi

Terminale GNL
Porto di Brindisi

Rapporto Preliminare
di Sicurezza per la
Fase di Nullaosta di
Fattibilità (NOF)
Testo

Preparato da

Firma

Data

Tiziana Pezzo

Tiziana Pezzo

22/04/2002

Giuseppe Mazzotta

Giuseppe Mazzotta

22/04/2002

Diego Vannucci

Diego Vannucci

22/04/2002

Approvato da

Firma

Data

Roberto Carpaneto

Roberto Carpaneto

22/4/02

Rev.
0

Descrizione
Prima Emissione

Preparato da
TP/DV

Approvato da
RC

Data
Aprile 2002



INDICE

	<u>Pagina</u>
1.A.1 DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	2
1.A.1.1 DATI GENERALI	3
1.A.1.1.1 IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO E DEL PROMOTORE DEL PROGETTO	3
1.A.1.1.2 DENOMINAZIONE DELL'IMPIANTO	5
1.A.1.1.3 RESPONSABILE DELLA PROGETTAZIONE DI BASE DELL'IMPIANTO	6
1.A.1.1.4 RESPONSABILE DEL RAPPORTO DI SICUREZZA PER LA FASE DI NULLAOSTA DI FATTIBILITÀ (NOF)	6
1.A.1.2 LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO	7
1.A.1.2.1 COROGRAFIA DELLA ZONA	8
1.A.1.2.2 POSIZIONE DELL'IMPIANTO SU MAPPA	9
1.B.1 INFORMAZIONI RELATIVE AL TERMINALE	10
1.B.1.1 STRUTTURA ORGANIZZATIVA	10
1.B.1.1.1 ORGANIGRAMMA	10
1.B.1.1.2 ENTITÀ DEL PERSONALE	11
1.B.1.1.3 REQUISITI DI ADDESTRAMENTO DEL PERSONALE	11
1.B.1.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ	12
1.B.1.2.1 ATTIVITÀ DEL TERMINALE	12
1.B.1.2.2 CODICE DI ATTIVITÀ	12
1.B.1.2.3 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA DI BASE ADOTTATA NELLA PROGETTAZIONE	12
1.B.1.2.4 SCHEMA A BLOCCHI DELL'IMPIANTO	19
1.B.1.2.4.1 Piattaforma di Scarico GNL e Pontile	19
1.B.1.2.4.2 Serbatoi di Stoccaggio del GNL	22
1.B.1.2.4.3 Sistema di Recupero e Gestione dei Vapori di GNL	23
1.B.1.2.4.4 Sistema di Erogazione Gas Naturale	24
1.B.1.2.4.5 Vaporizzatori GNL	25
1.B.1.2.4.6 Misurazione del Metano	28
1.B.1.2.4.7 Condotte di Invio/Trasporto Gas Naturale	28
1.B.1.2.4.8 Sistemi Ausiliari	30
1.B.1.2.4.8.1 Sistema Gas Combustibile	30



Tiziana Pezzo

INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
1.B.1.2.4.8.2 Sistema Acqua di Mare	31
1.B.1.2.4.8.3 Sistema Acqua Dolce	31
1.B.1.2.4.8.4 Rete Acqua Antincendio	31
1.B.1.2.5 CAPACITÀ PRODUTTIVA DELL'IMPIANTO	36
1.B.1.2.6 INFORMAZIONI RELATIVE ALLE SOSTANZE RIPORTATE NELL'ALLEGATO I DEL D.L. 334/99	36
1.B.1.2.6.1 Dati ed Informazioni Relative alla Sostanza Movimentata	36
1.B.1.2.6.2 Fasi delle Attività in cui Interviene la Sostanza Movimentata	39
1.B.1.2.6.3 Quantità Effettiva Massima Prevista	40
1.B.1.2.6.4 Comportamento Chimico e/o Fisico nelle Condizioni Normali	40
1.B.1.2.6.5 Sostanze che Possono Originarsi a Causa di Anomalie di Esercizio	41
1.B.1.2.6.6 Sostanze Incompatibili	41
1.B.1.3 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE	41
1.B.1.3.1 APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA AD INDICI AL CASO IN ESAME	41
1.C.1 SICUREZZA DELL'IMPIANTO	49
1.C.1.1 SANITÀ E SICUREZZA DELL'IMPIANTO	49
1.C.1.1.1 PROBLEMI NOTI PER LA TIPOLOGIA DI IMPIANTO	49
1.C.1.1.2 ESPERIENZA STORICA	49
1.C.1.2 REAZIONI INCONTROLLATE	54
1.C.1.3 DATI METEOROLOGICI E PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE	54
1.C.1.3.1 CARATTERISTICHE CLIMATICHE GENERALI	54
1.C.1.3.1 CARATTERISTICHE SPECIFICHE AMBIENTE MARITTIMO	56
1.C.1.3.2 PERTURBAZIONI GEOFISICHE	57
1.C.1.3.3 PERTURBAZIONI CERAUNICHE	58
1.C.1.4 INTERAZIONI CON ALTRI IMPIANTI	58
1.C.1.4.1 EFFETTI IN CASO DI INCIDENTE DI ALTRE ATTIVITÀ INDUSTRIALI NELL'AREA DELL'IMPIANTO	58
1.C.1.5 ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	63
1.C.1.5.1 CONCLUSIONI QUALITATIVE DELLE ANALISI EFFETTUATE	63



Carlo Pans

INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
1.C.1.5.2 UBICAZIONE DEI PUNTI CRITICI DELL'IMPIANTO	67
1.C.1.5.3 COMPORTAMENTO DELL'IMPIANTO IN CASO DI INDISPONIBILITÀ DELLE RETI DI SERVIZIO	67
1.C.1.6 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	68
1.C.1.6.1 IDENTIFICAZIONE DEGLI INCIDENTI	68
1.C.1.6.2 ANALISI DI SICUREZZA	73
1.C.1.6.2.1 Classificazione e Valutazione delle Frequenze	73
1.C.1.6.2.1.1 Classificazione delle Frequenze	73
1.C.1.6.2.1.2 Valutazione delle Frequenze	74
1.C.1.6.2.2 Classificazione e Valutazione delle Conseguenze	86
1.C.1.6.2.2.1 Classificazione delle Conseguenze	86
1.C.1.6.2.2.2 Livelli degli Effetti Dannosi	87
1.C.1.6.2.2.3 Condizioni Atmosferiche Considerate	90
1.C.1.6.2.2.4 Distribuzione del Personale al Sito	90
1.C.1.6.2.2.4 Gruppi Target e Distanze	91
1.C.1.6.2.2.5 Modelli Utilizzati	95
1.C.1.6.2.2.6 Valutazione delle Conseguenze	95
1.C.1.6.2.2.7 Classificazione del Rischio	140
1.C.1.7 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI	144
1.C.1.7.1 DISPOSITIVI DI BLOCCO E DI ALLARME	144
1.C.1.7.2 ACCORGIMENTI PER PREVENIRE I RISCHI DOVUTI AD ERRORI UMANI	146
1.C.1.7.3 PRECAUZIONI E COEFFICIENTI DI SICUREZZA ADOTTATI NELLA PROGETTAZIONE DELLE STRUTTURE	147
1.C.1.8 PRECAUZIONI PROGETTUALI E COSTRUTTIVE	148
1.C.1.8.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI, DELLA STRUMENTAZIONE E DEGLI IMPIANTI DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE	148
1.C.1.8.2 CRITERI DI PROGETTAZIONE SISTEMI DI SCARICO PRESSIONI PER RECIPIENTI DI PROCESSO, SERBATOI E TUBAZIONI	149
1.C.1.8.3 SCARICHI FUNZIONALI	152



Giulio Pans

INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
1.C.1.8.4 CONTROLLO DELLE VALVOLE DI SICUREZZA	153
1.C.1.8.5 NORME DI PROGETTAZIONE TUBAZIONI	153
1.C.1.8.6 PROTEZIONE DA AZIONI DI SOSTANZE CORROSIVE	154
1.C.1.8.7 DEPOSITO DI SOSTANZE CORROSIVE	154
1.C.1.8.8 SOVRASPESSORI DI CORROSIONE	154
1.C.1.8.9 CONTROLLO DELLE APPARECCHIATURE PER SOSTANZE CORROSIVE	155
1.C.1.8.10 SISTEMI DI BLOCCO	155
1.C.1.8.11 PRECAUZIONI PER I LUOGHI CHIUSI	156
1.C.1.8.12 VENTILAZIONE DEI FABBRICATI	156
1.C.1.8.13 PRECAUZIONI CONTRO URTI DI VEICOLI	156
1.C.1.8.14 SISTEMI DI RILEVAMENTO	157
1.D.1 SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI SISTEMI DI CONTENIMENTO O PREVENZIONE	158
1.D.1.1 SOSTANZE EMESSE	158
1.D.1.2 EFFETTI INDOTTI SU IMPIANTI AD ALTO RISCHIO DA INCENDIO E ESPLOSIONE	158
1.D.1.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO	159
1.D.1.4 MANUALI OPERATIVI	160
1.D.1.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA	160
1.D.1.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI	160
1.D.1.7 MISURE PER EVITARE CEDIMENTI CATASTROFICI	160
1.D.1.8 SISTEMI DI PREVENZIONE ED EVACUAZIONE IN CASO DI INCENDIO	162
1.D.1.9 RESTRIZIONE PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI	164
1.D.1.10 MISURE CONTRO L'INCENDIO	164
1.D.1.10.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ANTINCENDIO E DELLE ATTREZZATURE DI SICUREZZA E PROTEZIONE PERSONALE	164
1.D.1.10.2 PROGETTAZIONE DEL SISTEMA DI DRENAGGIO	178
1.D.1.10.3 FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO IDRICO	178
1.D.1.10.4 CERTIFICATO DI PREVENZIONE INCENDI	179



INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
1.D.1.10.5 ESTINZIONE CON GAS INERTE O VAPORE	179
1.D.1.11 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI	179
1.D.1.11.1 CRITERI DI DISPOSIZIONE DEL TERMINALE	179
1.D.1.11.2 MEZZI DI COMUNICAZIONE	181
1.D.1.11.3 PRESIDII SANITARI	181
1.D.1.11.4 PROGRAMMA DI ADDESTRAMENTO PERSONALE	182
1.D.1.11.5 VIE DI FUGA E USCITE DI EMERGENZA	184
1.D.1.11.6 PIANO DI EMERGENZA INTERNO	184
1.D.1.11.7 PERSONALE RESPONSABILE DELL'APPLICAZIONE DEL PIANO DI EMERGENZA INTERNO	187
1.E.1 IMPIANTI DI TRATTAMENTO, SMALTIMENTO ED ABBATTIMENTO	188
1.E.1.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE DEI REFLUI	188
1.E.1.2 SMALTIMENTO E STOCCAGGIO RIFIUTI	189
1.E.1.3 ABBATTIMENTO EFFLUENTI GASSOSI	189
1.F.1 MISURE ASSICURATIVE E DI GARANZIA PER I RISCHI DI DANNO A PERSONE, COSE, ALL'AMBIENTE	191

RIFERIMENTI

ALLEGATI:

- 1.A.1: Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-SP-101, "Planimetria Terminale GNL", Rev. B, Scala 1:1500.
Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-PP-101, "Planimetria Terminale GNL", Rev.B, Scala 1:750.
Disegno D'Appolonia No. 02-307-M03-00, "Planimetria Generale Destinazione D'Uso Superfici", Rev. 0.
- 1.A.2 Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-PR-001, "Terminale GNL di Brindisi Gasdotto Alta Pressione Piano di Allineamento", Rev.A.
- 1.A.3 Esperienza del Gruppo British Gas nel Settore GNL.
Esperienza Bechtel Limited nel Settore GNL.
- 1.A.4 Curriculum Vitae Responsabile Rapporto di Sicurezza.
- 1.A.5 Posizione del Terminale GNL all'Interno del Porto di Brindisi.
Indicazione dell'Area di Sviluppo della Marina Militare.



Giuseppe Pao

ALLEGATI:

- 1.A.6 Planimetria Infrastrutturale di Brindisi, Scala 1:25000, "Estratto del Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi".
- 1.A.7 Planimetria Infrastrutturale di Brindisi, Scala 1:25000, "Estratto del Piano Regolatore Territoriale Consortile dell'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi.
- 1.A.8 Disegno D'Appolonia No. 02-307-M1, "Terminale GNL Brindisi Planimetria Infrastrutturale", Rev. 0, Scala 1:25000.
- 1.A.9 Disegno D'Appolonia No. 02-307-M2, "Terminale GNL di Brindisi Planimetria Infrastrutturale con Fascia di Rispetto di 500 m", Rev.0.
- 1.B.1 Organigramma Tipico per un Terminale GNL.
- 1.B.2 Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-BFD-1001, "Diagramma a Blocchi Terminale GNL", Rev. A.
Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-PFD-1000, "Diagramma di Flussi di Processo Scarico GNL", Rev.B.
Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-PFD-1001, "Diagramma di Flussi di Processo Stoccaggio GNL", Rev.B.
Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-PFD-1002, "Diagramma di Flussi di Processo Evaporazione GNL", Rev.B.
- 1.B.3 Disegno Bechtel Limited No. 24264-004-SLD-101, "Diagramma Unifilare Terminale GNL", Rev. A.
- 1.B.4 Scheda di Sicurezza del Metano
- 1.B.5 Tabella di Identificazione delle Aree Critiche.
- 1.C.1: Rosa dei Venti.
- 1.C.2: Diagramma Vettoriale delle Correnti.
- 1.C.3: Schede Descrittive dei Modelli Utilizzati.
- 1.C.4: Ubicazione degli Scenari Incidentali.
- 1.C.5: Scenario 1 – Piccolo Rilascio di GNL sul Fronte del Pontile.
- 1.C.6: Scenario 2 – Rilascio di GNL dalla Tubazione di Invio Prodotto a Terra Durante le Operazioni di Scarico.
- 1.C.7: Scenario 3a – Piccolo Rilascio in Pressione dalle Tubazioni di GNL in Sito.
- 1.C.8: Scenario 3b – Grande Rilascio dalle Tubazioni di GNL in Sito.
- 1.C.9: Scenario 4 - Rilascio di Vapori dalle Tubazioni di Controllo dei Gas di Evaporazione.
- 1.C.10: Scenario 5 - Scarico delle Valvole di Sicurezza sui Serbatoi di Stoccaggio GNL.
- 1.C.11: Scenario 6 – Rilascio dalla Linea di Invio Gas ad Alta Pressione.
- 1.C.12: Scenario 7 – Esplosioni.
- 1.C.13: Scenario 8 – BLEVE del Serbatoio del Condensatore.
- 1.C.14: Scenario 9 – Rilascio Attraverso Fiaccola.
- 1.C.15: Scenario 10 - Perdita di GNL sul Ponte della Nave Gasiera.



Gianni Pano

ALLEGATI:

- 1.D.1: Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-LP-103, "Localizzazione Vie di Fuga" Rev. A.
Disegno D'Appolonia No. 02-307-M04-00, "Planimetria Generale Vie di Fuga e Zone di Raccolta", Rev. 0.
- 1.D.2: Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-LP-102, "Rete Antincendio e Localizzazione Idranti", Rev. A.
Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-LP-104, "Localizzazione Impianti di Sicurezza e Protezioni", Rev. A.
Disegno D'Appolonia No. 02-307-M05-00, "Planimetria Generale Schema Rete Idranti", Rev.0.
Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-LP-106, "Schema Tipico Alimentazione e Distribuzione Acqua Antincendio", Rev. A.
- 1.D.3: Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-LP-101, "Localizzazione Rivelatori Incendio e Gas", Rev. A.
Disegno D'Appolonia No. 02-307-M06-00, "Planimetria Generale Misure di Prevenzione Incendi", Rev.0.
- 1.D.4: BG Italia, "Project HS&E Plan", Rev. B, 3/04/2002.
- 1.D.5: Brindisi LNG Import Terminal Project Insurance Measures for Risks to Persons, Property and the Environment.



Pezzo

**RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA PER LA
FASE DI NULLAOSTA DI FATTIBILITA' (NOF)
TERMINALE GNL, PORTO DI BRINDISI**

SCOPO DEL RAPPORTO

Il presente rapporto è elaborato in previsione della realizzazione di un Terminale GNL per opera della Società BG Italia, in Puglia nel Comune di Brindisi. Il terminale sarà dimensionato allo scopo di movimentare 6 milioni di tonnellate all'anno di gas naturale. Il terminale sarà dotato di due serbatoi di stoccaggio del Gas Naturale Liquefatto, GNL, i serbatoi saranno del tipo cilindrico verticale, per una capacità totale di stoccaggio pari a 320,000 m³, equivalente a circa 140,800 tonnellate. Il terminale è quindi soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo No. 334 del 17 Agosto 1999. Secondo quanto indicato dall'Articolo 9 dello stesso decreto prima di realizzare il Terminale GNL BG deve ottenere, oltre a tutte le autorizzazioni previste dalla legislazione vigente, il Nullaosta di Fattibilità, deve quindi elaborare un Rapporto Preliminare di Sicurezza e presentarlo alle Autorità Competenti. Il presente documento costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di Nullaosta di Fattibilità (NOF).

Si evidenzia che la BG Italia ha presentato istanza di "Autorizzazione alla Costruzione ed all'Esercizio di un Terminale di Rigassificazione" Protocollo No. 500/01 in data 27 Dicembre 2001 ai sensi dell'Articolo 8 della Legge 24/11/2000 No. 340.

Secondo quanto indicato dal D.L.vo 334/99, prima di dare inizio all'attività, il gestore al fine di ottenere il parere tecnico conclusivo, presenterà all'Autorità Competente il Rapporto di Sicurezza, integrando quello preliminare.



1.A.1 DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

Il progetto, proposto dalla BG Italia, riguarda la realizzazione di un Terminale di ricezione GNL ubicato in Puglia, all'interno dell'area portuale di Brindisi destinato a movimentare 6 milioni di tonnellate all'anno di gas naturale.

L'area su cui è prevista la realizzazione del terminale sarà ricavata mediante un riempimento a mare al quale verrà radicato il pontile per l'accosto, l'ormeggio e lo scarico delle navi gasiere (Si veda Allegato 1.A.1, Disegno No. 24624-004-SP-101). Complessivamente, si stima che il terminale interessi un'area pari a circa 140,000 m², corrispondenti all'ingombro della base dell'impianto, avente forma quadrangolare, a quest'area si aggiungeranno altri 95,000 m², ricavati a terra a seguito della delocalizzazione degli edifici attualmente di competenza di EniChem.

All'interno di tale area si distinguono i principali ingombri, come indicato dal lay-out di impianto riportati negli Allegati 1.A.1:

- o due serbatoi per lo stoccaggio del GNL aventi un diametro di 80.5 m, un'altezza cilindrica di 36 m e un'altezza complessiva di 46.8 m ;
- o l'area di processo;
- o l'area edifici;
- o la fiaccola o torcia, avrà un'altezza pari a 40 m, un diametro del camino di 1.1 m e un diametro del bruciatore di 0.69 m.

Si noti che la disposizione dell'impianto consente di effettuare gli interventi necessari per un eventuale incremento della capacità di movimentazione del gas naturale fino a 12 milioni t/anno, consistenti essenzialmente nella realizzazione di altri due serbatoi di stoccaggio delle stesse dimensioni di quelli sopra presentati e nel raddoppio dell'area di gassificazione (la possibile espansione è indicata in tratteggio negli Allegati 1.A.1).

Il Disegno D'Appolonia No. 02-307-M03-00 riportato negli Allegati 1.A.1, presenta la destinazione d'uso delle aree previste.

Il progetto comprende la realizzazione di due condotte di invio gas naturale: una ad alta



pressione per il collegamento alla rete nazionale dei metanodotti ed una a media pressione per l'invio del gas naturale ad utilizzatori locali. Nell'Allegato 1.A.2 è raffigurato il tracciato del metanodotto di collegamento con la rete REGIT esistente e in progetto.

1.A.1.1 DATI GENERALI

Il nuovo insediamento sarà localizzato in Puglia, a circa 5 chilometri dalla Città di Brindisi.

Il Terminale GNL sarà costituito essenzialmente da:

- o pontile di ricezione navi gasiere e tubazione di trasferimento;
- o serbatoi di stoccaggio GNL;
- o stazione di compressione vapori di boil-off;
- o stazione di ricondensazione GNL;
- o stazione di pressurizzazione GNL per invio GNL ad alta pressione;
- o stazione di vaporizzazione GNL per invio GNL ad alta pressione;
- o tubazione di invio GNL ad alta pressione;
- o stazione di pressurizzazione GNL per invio GNL a media pressione;
- o stazione di vaporizzazione GNL per invio GNL a media pressione;
- o tubazione di invio GNL a media pressione.

1.A.1.1.1 Identificazione dell'Impianto e del Promotore del Progetto

La BG Italia S.p.A., promotore del progetto è presente in Italia da oltre 10 anni e fa parte del gruppo British Gas nato nel 1969 in Gran Bretagna. Il Gruppo British Gas rappresenta uno dei leader internazionali nel settore dell'energia, attivo nella prospezione, produzione e distribuzione del gas e nello sviluppo del relativo mercato a livello mondiale, con operazioni ed attività in corso in ben 20 paesi. Nel 2000, il Gruppo BG ha realizzato un fatturato di 3,500 milioni di Euro, con profitti superiori a 1,500 milioni di Euro. Il Gruppo BG è quotato



Tiziana Pezzo

presso le borse di Londra e New York ed ha una capitalizzazione di mercato di circa 15,000 milioni di Euro.

Nel settore del GNL il Gruppo BG è stato il primo operatore al mondo, avendo iniziato lo sviluppo del primo impianto commerciale di GNL nel Regno Unito, a Canvey Island, nel 1960.

Il Gruppo BG è stato anche pioniere e leader nel settore delle spedizioni marittime di GNL, avendo gestito i primi trasporti transoceanici di GNL dagli USA al Regno Unito. Attualmente il Gruppo BG gestisce una flotta di navi gasiere ed è un protagonista attivo nel mercato del GNL, come dimostrato anche dall'iniziativa di espansione del terminale di importazione gasiero di Trinidad e Tobago da 3 milioni di tonnellate per anno (mtpa) ad oltre 9 milioni mtpa e dall'acquisto di ulteriori 2 navi gasiere. Il Gruppo BG ha recentemente annunciato lo sviluppo in Egitto di un nuovo progetto di primaria importanza da 6.6 mtpa per l'esportazione di GNL e l'acquisizione di capacità di importazione di GNL a Lake Charles, in Louisiana, USA, per 4.6 mtpa. Il Gruppo BG è anche copromotore insieme ad Agip dell'iniziativa di importazione di gas via gasdotto dal Kazakistan.

Le attività del Gruppo BG possono essere raggruppate in cinque settori:

- o ricerca e produzione;
- o GNL;
- o trasmissione e distribuzione;
- o energia;
- o stoccaggio.

Relativamente al settore del GNL questo comprende lo sviluppo e l'esercizio delle infrastrutture per il trattamento, l'esportazione, il trasporto via nave e l'importazione del GNL. BG, insieme ai suoi partners, risulta essere leader nello sviluppo delle esportazioni di GNL a basso costo e continua ad applicarsi nel miglioramento delle tecnologie impiantistiche e costruttive nel campo del GNL. Il settore dello stoccaggio comprende una serie di servizi, basati su stoccaggi off-shore e sotterranei, al fine di andare incontro alle esigenze dei consumatori. Questi servizi includono la gestione dei picchi e dei consumi stagionali,



offrendo una flessibilità commerciale per rispondere ai cambiamenti di prezzo del gas e per assicurare la fornitura di gas sia in caso di malfunzionamenti a terra sia in caso di malfunzionamenti off-shore.

BG Italia S.p.A., costituita nel 1992, è una società indirettamente controllata dal Gruppo BG ed è dedicata a sviluppare le attività del Gruppo BG in Italia. Il suo attuale capitale sociale è di 4,184,440 Euro ed è interamente versato. Il Gruppo BG in Italia si occupa di produzione e prospezione di gas e petrolio sia a terra che a mare, essendo titolare, attraverso BG Italia e BG RIMI S.p.A., di numerosi permessi e concessioni. Attraverso la propria partecipazione nella joint-venture Serene S.p.A., costituita nel 1994, BG Italia, insieme con Fiat Avio S.p.A., Sondel S.p.A. e la banca SanPaolo IMI ha costruito e sviluppato 5 centrali di cogenerazione (energia elettrica e vapore) alimentate a gas nei siti di Rivalta, Melfi, Sulmona, Termoli e Cassino per una capacità complessiva di circa 400 MWe.

Con l'iniziativa di Brindisi BG Italia intende inoltre sviluppare le capacità del Gruppo BG nel settore GNL in Italia, avvalendosi delle risorse del Gruppo BG.

La BG Italia S.p.A. ha sede:
in Piazza Cavour No. 2
20121, Milano.

1.A.1.1.2 Denominazione dell'Impianto

"BG Brindisi LNG" registrata il 19 Luglio 2001.

Il Terminale GNL sarà installato nel Porto di Brindisi, nella zona di Capo Bianco in un'area industriale, nei pressi del Polo Industriale di Brindisi costituito essenzialmente dall'insediamento EniChem. Parte dell'impianto sarà realizzato su un'area ricavata dal mare, che sarà quindi ottenuta mediante un'attività di riempimento.

Le coordinate geografiche secondo il riferimento di Greenwich del terminale si stima siano:

Latitudine Nord: 40° 39' 21"

Longitudine Est: 17° 59' 17"



Tiziana Pezzo

1.A.1.1.3 Responsabile della Progettazione di Base dell'Impianto

La progettazione di base del Terminale GNL di Brindisi BG Italia è a cura della Società:

Bechtel Limited:

245, Hammersmith Road

London, W68DP

Great Britain.

Bechtel è una società di ingegneria fondata nel 1898. Relativamente agli impianti GNL Bechtel ha realizzato negli ultimi 25 anni il 31% circa, in termini di capacità, degli impianti GNL presenti nel mondo.

Nell'Allegato 1.A.3 è riportata una nota relativa all'esperienza del Gruppo British Gas e della Bechtel Limited nel settore GNL. La nota relativa a British Gas riporta alcuni cenni storici, i progetti attuali, i legami con gli operatori del settore ed alcune foto di Terminali GNL operanti nel mondo. La nota relativa alla Bechtel presenta un elenco delle attività quali progettazioni di base e di dettaglio studi di fattibilità e realizzazioni nel settore GNL effettuate da Bechtel dal 1969 ad oggi.

1.A.1.1.4 Responsabile del Rapporto di Sicurezza per la Fase di Nullaosta di Fattibilità

(NOF)

Responsabile dell'elaborazione del presente documento è il Dott. Ing. Tiziana Pezzo dipendente della Società D'Appolonia S.p.A. con sede in:

Via San Nazaro 19,

16145, Genova.

In Allegato 1.A.4 è riportato il Curriculum Vitae del Dott. Ing. Tiziana Pezzo.

Alla elaborazione del documento hanno partecipato il Dott. Ing. Giuseppe Mazzotta ed il Dott. Ing. Diego Vannucci. Il documento è stato approvato dal Dott. Ing. Roberto Carpaneto, Responsabile della Divisione Energia della Società D'Appolonia.



Tiziana Pezzo

1.A.1.2 LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO

Il Terminale GNL sarà localizzato all'interno del Porto di Brindisi, nella zona di Capo Bianco, nel porto interno in prossimità del Molo Canale, attualmente a servizio dello Stabilimento EniChem.

L'area brindisina è un'area nella quale sono già presenti notevoli insediamenti industriali. I più rilevanti sono rappresentati dalle Centrali ENEL di Brindisi Nord e Sud e dal Polo Petrolchimico. Accanto a questi vi è una serie di altre industrie tra cui: Polimeri Europa, IPEM, Agip Covengas, Siac, Terminale Cemat, Terminale FFSS, Montell Brindisi, Montell Italia, Biochimica del Salento, Lepetit, Fiat Avio e Augusta, ecc. Alcune di queste sono state classificate, in base al DPR 175/88, come "a rischio di incidente rilevante", DPR sostituito dal D.L.vo 334/99.

L'area su cui è prevista la realizzazione del terminale sarà ricavata mediante un riempimento a mare al quale verrà radicato il pontile per l'accosto, l'ormeggio e lo scarico delle metaniere. Complessivamente, l'area che si stima sia occupata dal terminale sarà pari a circa 140,000 m², corrispondenti all'ingombro della base dell'impianto, avente forma quadrangolare, a quest'area si aggiungeranno altri 95,000 m², ricavati a terra a seguito della delocalizzazione degli edifici attualmente di competenza di EniChem. I 95,000 m² potranno essere utilizzati successivamente per lo sviluppo dell'industria del freddo.

Lo stabilimento sarà delimitato a Sud dallo Stabilimento EniChem e a Ovest dalla centrale ENEL di Brindisi Nord.

Si evidenzia che a livello governativo nazionale è stato approvato lo sviluppo di una zona di reinterro della superficie di 45,000 m², nell'angolo a Sud Est del settore esterno del porto, destinata alla Marina Militare (BG Italia, 2001b). La Marina Militare avrebbe allo studio per tale area un progetto relativo alla realizzazione di un deposito di stoccaggio carburanti (BG Italia, 2001c), la localizzazione di tale area è riportata all'Allegato 1.A.5.

Sia sulla base del Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi, sia sulla base del Piano Regolatore Territoriale Consortile dell'area SISRI, l'area nel quale lo stabilimento si andrà ad



Tiziana Pezzo

inserirne, è a destinazione industriale, negli Allegati 1.A.6 e 1.A.7 sono riportati gli stralci di tali piani.

In base al Piano Urbanistico Territoriale Tematico / Paesaggio l'area del futuro terminale cade in prossimità dell'Ambito Territoriale "C" cioè riferito a situazioni di presenza di un bene costitutivo, anche in assenza di prescrizioni vincolistiche esistenti, per il quale vanno perseguiti obiettivi di salvaguardia e valorizzazione dell'assetto attuale se qualificato, e trasformazione, se compromesso, compatibilmente con la qualifica paesaggistica.

1.A.1.2.1 Corografia della Zona

La corografia della zona in scala 1:25000 interessata dall'impianto è riportata in Allegato 1.A.8. Nella corografia è evidenziato il perimetro dell'Impianto, il pontile e la zona circostante nel raggio di 5 chilometri.

Le principali installazioni industriali attualmente presenti nell'area sono:

Zona a Sud:

Complesso Petrolchimico che comprende lo: Stabilimento EniChem e le seguenti società coinsediate: Montell, Polimeri Europa, Chemgas.

Zona a Sud Ovest:

Centrale Enel Brindisi Nord localizzata nella Zona Industriale di Brindisi nei pressi dell'area petrolchimica in corrispondenza del molo di Costa Morena.

Leucci Industriale (costruzione di strutture ed apparecchiature industriali in carpenteria metallica), localizzata nella Zona Industriale nei pressi di Via Fermi.

Tubisaldo (produzione di strutture e pannelli in metallo), Fontana Sud (costruzioni metalliche), localizzate nella Zona Industriale nei pressi di Via Artom.

IPEM (ricezione, stoccaggio, imbombolamento e distribuzione GPL), localizzata nella Zona Industriale, nei pressi di Via Corbino.

Mobil Plastics (produzione di pellicole plastiche), localizzata nella Zona Industriale nei pressi della Strada per Pandi.



Tiziana Pezzo

Agip Covengas (ricezione, stoccaggio, imbottimento e distribuzione GPL), Industrie e Silos del Levante INDESIL (produzione di mangimi zootecnici), FIAT Avio (revisione e costruzione motori aeronautici), LEPETIT - BIOCHIMICA DEL SALENTO (produzione sostanze farmaceutiche ed antibiotici) localizzate nella zona industriale ex Punto Franco. SALVER (realizzazione componentistica per automobili), LEGNOBOTTI (realizzazione attrezzature in legno), localizzate nella zona industriale nei pressi di Via Macaluso.

L'Allegato 1.A.5 indica la planimetria dell'impianto, che verrà costruito su terreno di riporto, e riporta l'indicazione dell'ubicazione dei serbatoi di stoccaggio che saranno gestiti dalla Marina Militare Italiana.

A livello infrastrutturale si evidenzia che la zona in cui si intende realizzare il terminale dista circa 3.8 chilometri dalla superstrada Brindisi Lecce (S.S. No. 613), circa 4.2 chilometri dalla linea ferroviaria Brindisi - Lecce. Il terminale dista circa 5 chilometri dalla città di Brindisi, circa 12 chilometri dall'Aeroporto Papola Casale.

1.A.1.2.2 Posizione dell'Impianto su Mappa

La planimetria del terminale riportante gli insediamenti esistenti nel raggio di 500 metri dai confini è riportata nell'Allegato 1.A.9.



Tiziana Pezzo

1.B.1 INFORMAZIONI RELATIVE AL TERMINALE

1.B.1.1 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

La struttura organizzativa tipo per un Terminale GNL prevede un Direttore delle Operazioni a cui fanno capo il Direttore di Impianto (Plant Manager) il Direttore dei Servizi Mare (Marine Service Manager) affiancato da un assistente e il Direttore dei Servizi di Ingegneria (Engineering Services Manager).

Al Direttore di Impianto potranno far capo le seguenti funzioni:

- o manutenzione;
- o supervisione operazioni;
- o supervisione officina;
- o coordinatore costruzioni;
- o coordinatore sistemi.

Al Direttore dei Servizi di Ingegneria potranno far capo le seguenti funzioni:

- o ingegnere di processo;
- o ingegnere meccanico;
- o ingegnere della strumentazione;
- o ingegnere parte elettrica.

1.B.1.1.1 Organigramma

Nell'Allegato 1.B.1 è riportato un organigramma tipo che riporta la possibile organizzazione delle funzioni previste al terminale.



1.B.1.1.2 Entità del Personale

Il terminale impegnerà globalmente 30 persone circa. I lavoratori presenti nel terminale potranno essere da cinque a 15 a seconda dei turni. In particolare si stimano i livelli occupazionali e la distribuzione del personale nell'arco della giornata secondo le Tabelle 1.B.1 e 1.B.2:

TABELLA 1.B.1
LIVELLI OCCUPAZIONALI AL TERMINALE GNL

Qualifica	Giorno	Turno
Informazioni Derivate dallo Studio di Fattibilità		
Dirigente	1	0
Operatori	0	20
Tubisti	2	0
Tecnici	3	0
Assistenti alla manutenzione	2	0
Ingegnere di processo	1	0
Ausiliario di magazzino	1	0
Personale extra ipotizzato		
Amministrazione/mensa	3	0
Sicurezza	0	4
Equipaggio gasiera	20 ulteriori - durante lo scarico	

TABELLA 1.B.2
LIVELLI MEDI DELLE PRESENZE AL TERMINALE GNL

Giorni Feriali		Altri Giorni		Notte	
Interno	Esterno	Interno	Esterno	Interno	Esterno
11	4	3	3	3	3

1.B.1.1.3 Requisiti di Addestramento del Personale

Sia il personale direttivo che le maestranze saranno periodicamente impegnate in corsi di formazione. Il personale direttivo si prevede sia periodicamente impegnato in interventi di

formazione per lo sviluppo delle capacità manageriali sia per gli aspetti tecnici gestionali che di sicurezza ed ambiente. Le maestranze addette agli impianti ed alla manutenzione, parteciperanno sia all'atto dell'assunzione (D.L.vo 626/94 e successive modificazioni) che durante lo svolgimento delle attività assegnate a corsi di formazione e ad addestramento teorico-pratici. I corsi avranno lo scopo di approfondire gli aspetti operativi, le conoscenze normative e le basi teoriche di più frequente applicazione nell'attività operativa, con particolare attenzione agli aspetti di Prevenzione Sicurezza ed Igiene Ambientale.

1.B.1.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Il progetto in esame consta nella realizzazione di un terminale per la ricezione, lo stoccaggio, la rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto e la spedizione di gas naturale.

1.B.1.2.1 Attività del Terminale

Il terminale risulta soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo No. 334 del 17 Agosto 1999, in quanto nell'ambito dell'impianto a terra si realizzerà lo stoccaggio di 320,000 m³ pari a circa 140,800 tonnellate di gas naturale liquefatto.

1.B.1.2.2 Codice di Attività

Secondo la classificazione dell'Allegato IV dell'Ordinanza Ministeriale 21 Febbraio 1985 del Ministero della Sanità, il codice di attività applicabile al terminale è:
5.02 X "Produzione e Distribuzione di Gas"¹.

1.B.1.2.3 Descrizione della Tecnologia di Base Adottata nella Progettazione

Il terminale sarà progettato in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1473, recepita dalla norma italiana UNI EN 1473 pubblicata nel Maggio 2000, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) Progettazione delle Installazioni a Terra", integrata da disposizioni nazionali ed internazionali.

¹ Il codice 3.13 E "Industria dei Derivati del Petrolio" non si ritiene applicabile. Il terminale riceve gas naturale liquefatto, lo deposita presso un parco serbatoi (che ha la funzione di riserva, polmone, per il terminale) e lo invia allo stato gassoso entro reti di distribuzione gas naturale a media e ad alta pressione.

Nel seguito è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni europee ed internazionali a cui si fa' riferimento per il progetto del Terminale GNL (Brithish Gas Italia, Dicembre 2001a, Bechtel, 2002).

American Concrete Institute, ACI

ACI 301, Specification for Structural Concrete.

ACI 308, Practice for Curing Concrete.

ACI 311, Manual of Concrete Inspection.

ACI 315, Details and Detailing of Concrete Reinforcing.

ACI 318, Building Code Requirements for Reinforced Concrete.

ACI 330R, Guide for Design and Construction of Concrete Parking Lots.

ACI 347, Recommended Practice for Concrete Form Work.

American Institute of Steel Construction, AISC

AISC, Manual of Steel Construction, Allowable Stress Design.

AISC, Specification for Structural Steel Building.

American Iron and Steel Institute, AISI

AISI SG-673, Cold-Formula Steel Design Manual.

American National Standards Institute, ANSI

ANSI (B16.9), Factor-Made Wrought Steel Butt Welding Fittings.

American Petroleum Institute, API

API RP 500, Recommended Practice for the Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities.

API RP 520, Recommended Practice for the Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices.

API RP 521, Recommended Practice for Pressure Relieving and Depressurising Systems.

API 2218, Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants.



API 5L, Line Pipe.

API 526, Flanged Steel Safety Relief Valves.

API 540, Recommended Practice for Electrical Installation in Petroleum Processing Plants.

API 590, Steel Line Blanks.

API 594, Wafer and Wafer-Lug Check Valves.

API 600, Steel Gate Valves – Flanged and Butt Welded Ends.

API 601, Metallic Gaskets for Raised-Face Pipe Flanges and Flanged Connections.

API 605, Large Diameter Carbon Steel Flanges.

API 608, Metal Ball Valves – Flanged and Butt Welding Ends.

API 609, Lug and Wafer Type Butterfly Valves.

API 610, Centrifugal Pumps for General Refinery Service.

API 617, Centrifugal Compressors for General Refinery Service.

API 660, Shell and Tube Heat Exchangers for General Refinery Service.

API 675, Positive Displacement Pumps – Controlled Volume.

American Society of Mechanical Engineers, ASME

ASME Part C, Welding Rods, Electrodes and Filler Metals.

ASME Part D, Material Properties

ASME Section V, Non-destructive Examination.

ASME Section VIII, Pressure Vessels:

ASME B16.5, Pipe Flange and Flanged Fittings.

ASME B16.9, Factory – Made Wrought Steel Butt-Welding Fittings.

ASME B16.10, Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves.

ASME B16.11, Forged Steel Fittings, Socket-Welding and Threaded.

ASME B16.20, Metallic Gaskets for Pipe Flanges – Ring-Joint, Spiral-Wound and Jacketed.

ASME B16.21, Non-Metallic Flat Gaskets for Pipe Flanges.

ASME B16.25, Buttwelding Ends.

ASME B31.3, Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping.

ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

ASME B36.10, Welded and Seamless Wrought Steel Pipe.



Tiziana Pezzo

ASME B36.19, Stainless Steel Pipe.

ASME B73.1, Horizontal End Suction Centrifugal Pumps for Chemical Process.

ASME B73.2, Vertical In-Line Centrifugal Pumps for Chemical Process.

American Society for Testing and Materials, ASTM

ASTM A36, Structural Steel.

ASTM A105, Specification for Forgings, Carbon Steel, for Piping Components.

ASTM A106, Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service.

ASTM A120, Specification for Pipe, Steel, Black, and Hot-Dipped Zinc-Coated (Galvanised) Welded and Seamless, for Ordinary Uses.

ASTM A135, Electric-Resistance-Welded Steel Pipe.

ASTM A139, Electric-Fusion (ARC) – Welded Steel Pipe.

ASTM A194, Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High Temperature.

ASTM A242, High Strength Low Alloy Structural Steel.

ASTM A320, Alloy Steel Bolting Materials for Low Temperature Service.

ASTM A333, Specification for Seamless and Welded Steel Pipe For Low Temperature Service

ASTM A516, Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Moderate And Lower Temperature Service.

ASTM A563, Carbon and Alloy Steel Nuts.

ASTM A671, Specification for Electric-Fusion Welded Steel Pipe for Atmospheric And Lower Temperatures.

ASTM A672, Specification for Electric-Fusion Welded Steel Pipe for High Pressure Service at Moderate Temperatures.

ASTM (C14), Standard Specification for Concrete Sewer, Storm Drain and Culvert.

ASTM (C33), Concrete Aggregates.

ASTM (C549), Perlite Loose Fill Insulation.

ASTM E94, Radiographic Testing.

ASTM E165, Liquid Penetrant Examination.



Tiziana Pezzo

ASTM E709, Magnetic Particle Examination.

American Welding Society, AWS

AWS A2.4, Symbols for Welding, Brazing and Non-destructive Examination.

AWS A5.1, Carbon Steel Electrodes for Metal Arc Welding.

AWS A5.5, Low Allow Steel Covered Arc Welding.

AWS A5.13, Solid Surface Welding Rods and Electrodes.

AWS A5.17, Bare Carbon Steel Electrodes and Fluxes for Submerged Arc Welding.

AWS A5.18, Carbon Steel Filler Metals for Gas Shielded Arc Welding.

AWS A5.20, Carbon Steel Electrodes for Flux Cored Arc Welding.

AWS D1.1, Structural Welding Code Steel.

AWS D1.4, Structural Welding Code Reinforcing Steel.

British Standards Institute, BS

BS 476, Fire Tests on Building Materials and Structures.

BS 5588 Part 11, Fire Precautions in the Design, Construction and Use of Buildings Industrial.

BS 5839, Fire Detection and Alarm Systems for Buildings.

BS 7777, Flat-Bottomed, Vertical, Cylindrical Storage Tanks for Low Temperature Service.

BS 6349, Code of Practice for Maritime Structures.

BS EN 54-1 & BS 5445, Components of Automatic Fire Detection Systems.

BS EN 50054, Instruments for the Detection of Combustible Gases.

BS EN 1127-1: 1998, Explosive Atmosphere, Explosion Prevention, Protection, Basic Concept and Methodology.

Conservation of Clean Air and Water – Europe (CONCAWE)

CONCAWE Report 4, The Propagation of Noise from Petroleum and Petrochemical Complexes to Neighbouring Communities.

CONCAWE Report 87, The prediction of Noise Radiated from Pipe Systems; An Engineering Procedure for Plant Design.



Tiziana Pezzo

Norme Europee

Oltre alle Norme:

EN 1473, Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas – Design of Onshore Installation;

EN 1532, Installation and Equipment for Liquefied Gas - Ship to Shore Interface;

si applicano tutte le pubblicazioni che riguardano l'argomento.

Engineering Equipment and Material Users Association (EEMUA)

Si applicano tutte le pubblicazioni che riguardano l'argomento "rumore".

International Electrotechnical Commission (IEC)

Oltre alle norme:

IEC 60079-0, 1988, Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres - General Requirements;

IEC 60079-10, 1996, Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres. Classification of Hazardous Areas;

si applicano tutte le pubblicazioni che riguardano l'argomento.

Illuminating Engineering Society (IES)

IES, Recommendations.

Instrument Society of America

ISA S5.1, Instrumentation Symbols and Identification.

International Standards Organisation

ISO 9001, Quality Systems – Model for Quality Assurance in Design/Development, Production, Installation and Serving.

ISO 9002, Model for Quality Assurance in Production and Installation.



Tiziana Pezzo

Manufacturers Standardization Society, MSS

MSS SP-25, Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges and Unions.

MSS SP-44, Steel Pipe Line Flanges.

MSS SP-55, Quality Standard for Steel Casting of Valves, Flanges, Fittings and Other Piping Components.

National Association of Corrosion Engineers, NACE

NACE MRO175, Sulphide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oil Field Equipment.

National Fire Protection Association, NFPA

NFPA 10, Portable Fire Extinguishers.

NFPA 12, Carbon Dioxide Extinguishing Systems.

NFPA 13, Installation of Sprinkler Systems.

NFPA 14, Installation of Standpipe and Hose Systems.

NFPA 15, Water Spray Fixed Systems for Fire Protection.

NFPA 17, Dry Chemical Extinguishing Systems.

NFPA 20, Installation of Centrifugal Pumps.

NFPA 22, Water Tanks for Private Fire Protection.

NFPA 24, Installation of Private Fire Service Mains and their Appurtenances

NFPA 30, Flammable and Combustible Liquids Codes.

NFPA 59A, Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG).

NFPA 72, National Fire Alarm Code.

NFPA 307, Construction and Fire Protection of Marine Terminals, Piers and Wharves.

NFPA 101, Life Safety Code.

NFPA 497A, Classification of Class 1 Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas.

NFPA 497M, Classification of Gases, Vapors and Dusts for Electrical Equipment In Hazardous (Classified) Locations.

NFPA 2001, Standard on Clean Agent Fire Extinguishing Systems.



Oil Companies International Marine (OCIM)

Safety Guide to Terminals Handling Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk.

Tubular Exchanger Manufacturer's Association

TEMA, Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association.

1.B.1.2.4 Schema a Blocchi dell'Impianto

Il Terminale GNL riceverà il gas naturale liquefatto da navi gasiere che scaricheranno il gas naturale allo stato liquefatto al pontile di scarico. Le pompe della nave gasiera forniranno la prevalenza sufficiente per inviare il GNL ai serbatoi di stoccaggio del terminale. Il gas vaporizzato dal GNL (boil-off) sarà trattato con un sistema di compressione e ricondensazione per evitare di bruciarne in fiaccola quantità eccessive. Il GNL immagazzinato sarà pompato, rigassificato e misurato prima di essere immesso nelle condotte della rete di distribuzione a due livelli di pressione: 80 barg per la rete di distribuzione nazionale, e 40 barg per utenze locali. In Allegato 1.B.2 è presentato uno schema a blocchi del terminale e gli schemi di flusso del processo elaborati da Bechtel Limited. Nel seguito viene riportata una descrizione degli impianti previsti.

1.B.1.2.4.1 Piattaforma di Scarico GNL e Pontile

La piattaforma sarà progettata per lo scarico di navi gasiere di capacità compresa tra 70,000 e 140,000 m³.

L'impianto per lo scarico del GNL da nave comprenderà le seguenti strutture ed apparecchiature principali (BG Italia, 2001a):

- o struttura/muro di appoggio alla spiaggia;
- o struttura di accesso munita di carreggiata e supporto per tubazioni;
- o piattaforma di scarico GNL dotata di bracci di scarico, di recupero vapori GNL, di tubazioni e dei sistemi necessari al funzionamento e controllo;
- o attrezzature per l'ormeggio:



- tre briccole di ormeggio laterale;
- sei briccole di ormeggio di prua.

Muro di Appoggio

L'appoggio di fondazione sulla spiaggia sarà l'interfaccia tra la struttura di accesso e la spiaggia, sarà costituito da un muro di sostegno in cemento sostenuto da pali infissi in acciaio tubolare ad estremità aperta. L'appoggio di fondazione sulla spiaggia fornirà il sostegno per la carreggiata posta sulla struttura di accesso e per le passerelle delle tubazioni, oltre a servire da punto di ancoraggio per le tubazioni del GNL.

Struttura di Accesso

La struttura di accesso comprenderà una carreggiata larga 3 metri ed un supporto per le tubazioni di larghezza pari a 7.6 m. La struttura sarà sostenuta da palificazioni distanziate l'una dall'altra di 18 m, costituite da pali in acciaio tubolare a estremità aperta con coperture in cemento per le estremità.

Il piano della carreggiata sarà in cemento, poggerà su una intelaiatura in acciaio e sarà dotato di parapetti su entrambi i lati. La carreggiata sarà progettata per il traffico motorizzato con un peso massimo a pieno carico pari a 7.5 tonnellate.

Il supporto per le tubazioni consisterà in una intelaiatura in acciaio con traverse in tubo d'acciaio distanziate di 6 m. Il supporto per le tubazioni sarà progettato per sostenere le condotte del GNL, le tubature di servizio e le passerelle porta cavi elettrici e di strumentazione.

La struttura di accesso comprenderà anche i supporti per la collocazione dei dilatatori presenti nelle condotte del GNL e nelle tubazioni di servizio. La struttura di accesso sarà dotata di cinque strutture trasversali di ancoraggio per assorbire le forze longitudinali esercitate dalle condotte del GNL e di servizio, e per fornire stabilità laterale e longitudinale alla struttura stessa. La struttura di accesso comprenderà anche una sottostazione elettrica completa di trasformatore, quadro elettrico di distribuzione, centro di comando motore e gruppo di continuità. Tutta la strumentazione elettrica installata sarà idonea per l'uso all'aperto.

Piattaforma di Scarico GNL

Il piano della piattaforma di scarico GNL sarà in cemento. Le dimensioni della piattaforma saranno 27 m di lunghezza e di 14 m di larghezza circa. Sulla piattaforma saranno posizionate le seguenti apparecchiature ed installazioni principali:

- o bracci di scarico GNL;
- o braccio per il ritorno vapori;
- o una passerella per il passaggio degli operatori dalla nave alla piattaforma;
- o due monitori montati su torre per lo spegnimento di eventuali incendi.

La piattaforma sarà dotata di una zona operativa per l'azionamento e la manutenzione dei bracci di scarico GNL, di un sistema di raccolta e stoccaggio GNL, di un sistema di interruzione della continuità elettrica tra nave gasiera ed ormeggio (calze di massa sui tamburi con molla), di un sistema di comunicazione cablato con la metaniera. La piattaforma sarà dotata di tutta la strumentazione, gli allarmi e le attrezzature antincendio e di sicurezza necessarie per garantire lo svolgimento sicuro delle operazioni agli impianti a mare.

La piattaforma di scarico GNL sarà dotata di una passerella di collegamento per consentire l'accesso alle briccole di ormeggio laterali e di prua. Le passerelle saranno costituite da strutture composite a lunga campata del tipo a graticcio, con pavimentazione a griglia e corrimani ad entrambi i lati.

Per lo scarico del GNL saranno installati due bracci ognuno del diametro di 16 pollici (denominati PK-2401A/B), il ritorno del gas vaporizzato alla metaniera sarà realizzato mediante un braccio del diametro di 16 pollici (denominato PK-2402). La piattaforma sarà dotata di una tubazione di raccolta GNL del diametro di 42 pollici e lunghezza pari a 15 metri, per il drenaggio dei bracci di scarico e per una gestione controllata e sicura dei vapori generati.

Le pompe della metaniera invieranno il GNL ai serbatoi di stoccaggio tramite due tubazioni di diametro pari rispettivamente a 36 ed a 6 pollici. La tubazione con diametro 6 pollici servirà

anche per il ricircolo del GNL, per mantenere freddo l'impianto di scarico quando non sono in corso operazioni di scarico da nave gasiera.

La portata di scarico di progetto del GNL sarà pari a 10,000 m³/h. Con questa portata sarà possibile scaricare una metaniera in 14 ore, e limitare il tempo di permanenza in porto delle metaniere a 24 ore.

Attrezzature per l'Ormeggio

Le briccole di ormeggio laterale saranno costituite da una copertura in cemento armato sostenuta da pali in acciaio tubolari ad estremità aperta. Le briccole di ormeggio laterali saranno rigide. Le briccole di ormeggio laterali saranno equipaggiate con doppi ganci a sganciamento rapido dotati di argani azionati elettricamente. Le briccole di ormeggio laterale saranno dotate di parabordi in gomma e di pannelli parabordo di 6 m x 6 m con imbottitura a basso attrito. Le coperture delle briccole saranno munite di corrimani e di fasce protettive antisfregamento per evitare l'usura eccessiva dei cavi di ormeggio.

Le briccole di ormeggio di prua saranno costituite da una copertura in cemento armato sostenuta da pali in acciaio tubolare ad estremità aperta. Le briccole di ormeggio di prua saranno equipaggiate con quadrupli ganci a sganciamento rapido dotati di argani azionati elettricamente. Le coperture delle briccole saranno munite di corrimani e di fasce protettive antisfregamento per evitare l'usura eccessiva dei cavi di ormeggio.

Due luci rosse fisse a bassa intensità, disposte verticalmente, saranno posizionate sulle briccole di ormeggio di prua esterne, cioè quelle più lontane dalla costa.

1.B.1.2.4.2 Serbatoi di Stoccaggio del GNL

Il terminale sarà dotato di due serbatoi di stoccaggio GNL, denominati D-2401A/B, ognuno della capacità nominale di 160,000 m³. Il dimensionamento delle capacità dei serbatoi è stato effettuato considerando che il terminale tratti 6 milioni di tonnellate per anno di GNL, i due serbatoi di stoccaggio pieni potranno fornire l'erogazione prevista alle reti gas per 9 giorni.

I serbatoi utilizzati saranno in calcestruzzo precompresso del tipo a contenimento totale, progettati e costruiti in modo che il contenitore primario autoportante ed il contenitore secondario, siano entrambe in grado di contenere in modo indipendente il liquido refrigerato immagazzinato. Il contenitore secondario si troverà ad una distanza compresa tra uno due metri. Il contenitore primario conterrà il liquido refrigerato in condizioni normali di funzionamento. Il tetto esterno sarà sostenuto dal contenitore secondario. Il contenitore secondario sarà in grado di contenere il liquido refrigerato e controllare lo sfiato del vapore prodotto da una perdita a seguito di un evento prevedibile (UNI EN 1473, 2000).

La parte interna del serbatoio (o serbatoio interno) sarà realizzata in acciaio al nickel 9%, la parte esterna del serbatoio compresa la copertura, sarà realizzata in cemento armato precompresso. La pre-compressione sarà applicata solamente alle pareti. I serbatoi disporranno di connessioni solo sulla sommità. Una tubazione verticale installata all'interno di ciascuno dei serbatoi permetterà di effettuare il riempimento dal basso, in modo da evitare fenomeni di rollover (basculamento). I serbatoi saranno dotati di sistemi per il controllo del livello, della temperatura e della densità del GNL.

I serbatoi di stoccaggio del GNL saranno progettati per una pressione relativamente elevata, pari a 290 mbarg. L'esercizio dei serbatoi di GNL avviene a pressioni comprese tra 200 e 250 mbarg. Il campo di pressione d'esercizio è più elevato rispetto a quello consueto per i serbatoi della nave, pari a circa 150 mbarg. La differenza di pressione (da 250 a 150 mbarg) è dovuta ad una differenza di temperatura pari a circa 1°C nella temperatura di saturazione del GNL. In altre parole, il GNL della metaniera sarà leggermente più freddo che nelle normali condizioni di stoccaggio a terra. Il GNL scaricato dalla metaniera potrà assorbire un flusso di calore ed un apporto di energia addizionali durante le operazioni di scarico.

1.B.1.2.4.3 Sistema di Recupero e Gestione dei Vapori di GNL

I gas evaporati denominati gas di boil-off, sono generati da diverse fonti: guadagni termici, apporto di energia e dallo spostamento dei vapori in fase di carico dei serbatoi del terminale.

Il guadagno termico del sistema avviene nelle seguenti zone (BG Italia, 2001a):

- o nei serbatoi di stoccaggio GNL e nelle tubazioni della metaniera;



Tiziana Pezzo

- o nei bracci e nelle tubazioni di scarico GNL;
- o nei serbatoi di stoccaggio GNL al terminale;
- o nelle tubazioni di aspirazione del compressore per gas di boil-off;
- o nelle tubazioni per il ritorno del vapore.

L'apporto di energia deriva dalle pompe di scarico della metaniera, dalle pompe di erogazione GNL collocate nei serbatoi di stoccaggio e dai compressori del gas di boil-off. Lo spostamento di vapore viene generato per l'immissione di 10,000 m³/h di GNL liquido nei serbatoi di stoccaggio, durante lo scarico della metaniera. Una piccola quantità di vapore si genera inoltre in funzione delle variazioni della pressione barometrica. Anche questa viene presa in considerazione nella progettazione del sistema di gestione del vapore e nel dimensionamento delle valvole di limitazione della pressione dei serbatoi di GNL.

In condizioni normali di esercizio l'evaporazione di GNL sarà gestita mediante un compressore alternativo denominato C-2401.

Il gas di boil-off aggiuntivo che si genera durante lo scarico della metaniera, dovuto principalmente allo spostamento del vapore ed al raffreddamento delle pareti del serbatoio in fase di carico, tale evaporazione non può essere evitata in quanto il vapore ed il liquido entro il serbatoio non si trovano alla temperatura di equilibrio di massa a causa della mancanza di miscelazione. Tale vapore in eccesso sarà gestito dai due compressori centrifughi di scarico della metaniera, denominati C-2402A/B.

Il gas in uscita dai compressori di recupero (C-2401 e C-2402A/B) sarà inviato ad un ricondensatore, denominato V-1101, dove si mescolerà al flusso di GNL liquido in erogazione e sarà assorbito. Nel caso in cui il terminale non stia erogando gas naturale, il gas di boil-off sarà utilizzato come gas combustibile o bruciato nella fiaccola d'impianto.

1.B.1.2.4.4 Sistema di Erogazione Gas Naturale

La pressione del GNL che deve essere vaporizzato sarà aumentata in due stadi:

- o pompe primarie GNL, denominate P-2401A/B installate nel serbatoio da A a D fino a circa 9 barg, e



Tiziana Pezzo

- o pompe di erogazione GNL ad alta pressione (AP) denominate P-1101A/B/C/D e media pressione (MP), denominate P-1102A/B, rispettivamente fino a 82 e 42 barg, per i sistemi di erogazione ad alta e media pressione.

Ciascun serbatoio di stoccaggio GNL disporrà di due pompe primarie verticali in linea. Una di queste sarà normalmente in funzione, mentre la seconda sarà di riserva. Per soddisfare la capacità dell'impianto sarà richiesto il funzionamento di due pompe. Nel caso in cui un serbatoio non sia utilizzato, la capacità di erogazione di metano dell'impianto potrà ugualmente essere assicurata dall'esercizio simultaneo delle due pompe nell'altro serbatoio di stoccaggio GNL.

Il prodotto in uscita dalle pompe GNL primarie sarà un liquido sottoraffreddato. Esso sarà miscelato con il gas di boil-off compresso nel ricondensatore, dove il gas di boil-off sarà condensato e raccolto dal flusso di GNL liquido. Il flusso liquido sarà convogliato alle pompe di erogazione GNL ad alta o media pressione, rispettivamente P-1101A/B/C/D e P-1102A/B, che ne aumenteranno la pressione fino al valore richiesto dalle condotte di spedizione gas naturale. Le pompe ad alta pressione alimenteranno il gas naturale ad una pressione di circa 82 barg, quelle a media pressione ad un valore di circa 42 barg. Tutte le pompe di ogni set si saranno in funzione, tranne un'unica pompa di riserva.

1.B.1.2.4.5 Vaporizzatori GNL

Durante l'esercizio normale due set di vaporizzatori ad acqua di mare, del tipo "open-rack", denominati E-1101A/B/C/D e E-1102A/B, saranno impiegati per vaporizzare il GNL rispettivamente ad alta ed a media pressione.

I vaporizzatori del tipo "open rack" (Open Rack Vaporisers, OVR), sono sostanzialmente degli scambiatori di calore che utilizzano quale fluido riscaldante per consentire la vaporizzazione del GNL l'acqua di mare. L'acqua di mare viene fatta cadere per gravità all'esterno di una serie di pannelli, costituiti da tubazioni disposte verticalmente, all'interno dei quali scorre in controcorrente il GNL. Un OVR è costituito da pannelli di tubazioni, composte generalmente da 90 tubi ognuno della lunghezza di 6 metri e da sei pannelli di tubazioni per blocco o cella. Allo scopo di ottenere la vaporizzazione completa del GNL sono



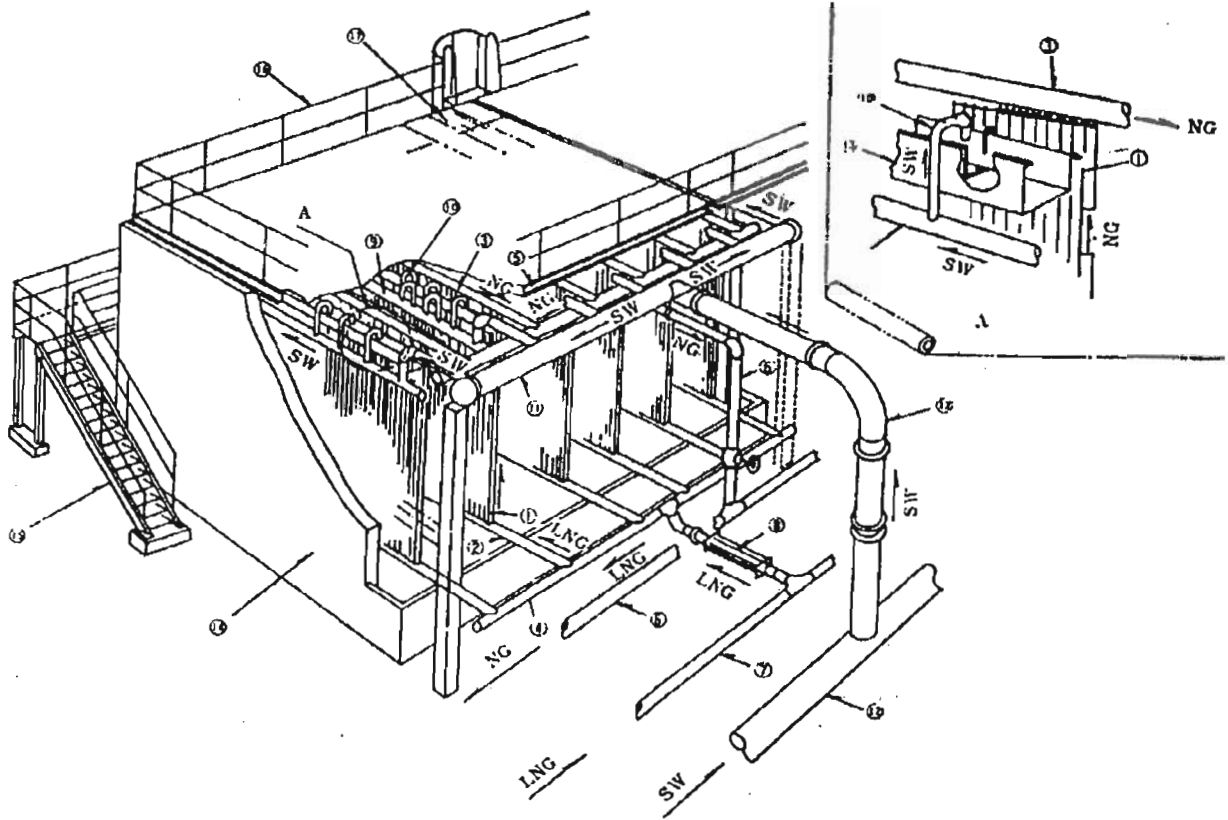
necessarie più celle. Un collettore principale distribuisce il GNL ad un collettore di distribuzione disposto in basso, che alimenta il GNL alle tubazioni dei pannelli, un collettore disposto in testa ai pannelli raccoglie il gas naturale vaporizzato e lo invia ad un collettore principale di raccolta del gas vaporizzato.

L'acqua di mare è distribuita da una tubazione o collettore principale che alimenta l'acqua di mare calda, o meglio alla temperatura di prelievo dell'opera di presa acqua di mare, in testa ad ogni pannello e la convoglia ad un canale di distribuzione disposto in testa ai pannelli che alimenta distribuisce l'acqua di mare lungo tutta l'ampiezza del pannello stesso. L'acqua di mare scendendo lungo il pannello, a seguito dello scambio termico con il GNL che scorre in controcorrente nelle tubazioni del pannello, si raffredda e cade in un bacino di raccolta disposto sotto i pannelli della cella. Dal bacino di raccolta l'acqua di mare raffreddata, fluisce entro un sistema di scarico a mare costituito da un canale e da una tubazione interrata.

I pannelli sono installati entro una struttura di cemento che ha pareti su tre lati ed è aperta sul quarto lato allo scopo di consentire un adeguato accesso alle tubazioni e per consentire la pulizia periodica dei pannelli mediante jet-cleaning. Nel seguito viene riportata la Figura 1.B.1 che presenta un disegno assonometrico di un vaporizzatore del tipo "open rack".



Tiziana Pezzo



Legenda:

1 Pannello	6 Tubazioni gas naturale	11 Collettore di distribuzione acqua di mare	16 Parapetto
2 Collettore di distribuzione GNL	7 Tubazioni GNL	12 Tubazioni acqua di mare	17 Piano di calpestio
3 Collettore di distribuzione gas naturale	8 Giunto flessibile	13 Canale di distribuzione acqua di mare lungo il pannello	LNG Liquefied Natural Gas
4 Collettore principale GNL	9 Tubazione di distribuzione acqua di mare (seawater)	14 Struttura in cemento	NG Natural Gas
5 Collettore principale gas naturale	10 Ugelli spray acqua di mare	15 Scala	SW Seawater

Figura 1.B.1 - Vaporizzatore del Tipo Open Rack (OVR)



Giovanna Somo

La capacità di vaporizzazione della sezione ad alta pressione sarà pari a 5.7 milioni di tonnellate per anno. La capacità di vaporizzazione della sezione di media pressione sarà pari a 1.43 milioni di tonnellate per anno. Non sarà presente un'unità di vaporizzazione di riserva poiché le unità sono ritenute affidabili (BG Italia, 2001a).

1.B.1.2.4.6 Misurazione del Metano

Il gas naturale in uscita dai vaporizzatori del GNL sarà misurato mediante due contatori metano denominati, PK-1102 per l'alta pressione e PK-1103 per la media pressione, prima di essere inviato alle rispettive reti.

1.B.1.2.4.7 Condotte di Invio/Trasporto Gas Naturale

Una condotta per il trasporto del metano ad alta pressione (80 barg) congiungerà il Terminale GNL di Brindisi al settore, di lunghezza di 16 km e con diametro pari a 42 pollici, della condotta da 75 barg che porta al nodo della rete di distribuzione posto 5 km a Sud di Brindisi. La nuova sezione potrà raggiungere un diametro fino a 42 pollici e sarà lunga circa 5 km. In corrispondenza del Terminale GNL, la pressione di esercizio sarà di circa 80 barg. All'interno del terminale GNL, sarà installato un sistema per l'inserimento nel gasdotto di un'apparecchiatura di controllo e manutenzione del gasdotto ("pig"), mentre a monte del punto di connessione tra le due linee sarà installata una linea di raccordo per l'estrazione del "pig" (trappola di ricezione pig).

La pressione proposta per la condotta del gas naturale ad alta pressione è di 99 barg. La pressione del gasdotto esistente non è allo stato attuale, ma nel caso sia inferiore a quella prevista per la nuova condotta, si provvederà ad aggiungere una valvola di intercettazione di emergenza ESDV (Emergency Shut Down Valve) al punto di giunzione. La valvola ESD servirà ad isolare la nuova condotta da quella esistente, se la pressione nella nuova condotta supererà quella della condotta esistente.

Una condotta tubazione di metano a media pressione (41 barg), con diametro pari a 18 pollici fornirà metano alla pressione di 40 barg ad una centrale termica locale.

Le condotte saranno progettate conformemente a ASME B31.8 codice per "Sistemi di Tubazioni di Trasporto e Distribuzione Gas".

Condotta di Trasporto Gas Naturale ad Alta Pressione

La condotta secondo il D.M. 24 Novembre 1984 si classifica di 1^a specie. Il materiale previsto per la costruzione della condotta è l'API 5L Grade X65 con un SMYS di 448.1 MN/m². Lo spessore della condotta sarà variabile a seconda del percorso e della collocazione, come indicato nella seguente tabella:

TABELLA 1.B.3
SPESSORI CONDOTTA AD ALTA PRESSIONE

Collocazione ²	Spessore Condotta Alta Pressione	
	Normale localizzazione	Incrocio strada
Categoria 1	11.7 mm	14.1 mm
Categoria 2	14.1 mm	16.9 mm
Categoria 3	16.9 mm	16.9 mm

Condotta di Trasporto Gas Naturale a Media Pressione

La condotta secondo il D.M. 24 Novembre 1984 si classifica di 1^a specie. La condotta del gas naturale a Media Pressione è stata progettata con le dimensioni di 18 pollici (Outside Diameter) ed una pressione di 60 barg. Il materiale previsto per la costruzione della condotta è l'API 5L Grade X52 con un SMYS di 358.5 MN/m². Lo spessore della condotta sarà variabile a seconda al percorso e della collocazione, come indicato nella seguente tabella:

TABELLA 1.B.4
SPESSORI CONDOTTA A MEDIA PRESSIONE

Collocazione ³	Spessore Condotta Media Pressione	
	Normale localizzazione	Incrocio strada
Categoria 1	5.4-6.4 mm	6.4 mm
Categoria 2	6.4 mm	7.7 mm
Categoria 3	7.7 mm	7.7 mm

² Categorie di collocazione secondo SME B31.9/840.21 e 22.

³ Categorie di collocazione secondo SME B31.9/840.21 e 22.



Profondità di Interramento delle Condotte

La profondità di interrimento delle condotte ad alta e media pressione in un terreno normale e agli incroci è stato studiata come segue:

TABELLA 1.B.5
PROFONDITÀ DI INTERRAMENTO DELLE CONDOTTE

Collocazione ⁴	Profondità di Interramento	
	Minima	Consigliata
Categoria 1	600 mm	900 mm
Categoria 2	770 mm	900-1200 mm ⁵
Categoria 3	770 mm	1000 mm
Strade	950 mm ⁶	1500 mm ⁷

1.B.1.2.4.8 Sistemi Ausiliari

1.B.1.2.4.8.1 Sistema Gas Combustibile

Il terminale sarà dotato di un sistema di gas combustibile a bassa pressione, per soddisfare varie esigenze operative dell'impianto, quali ad esempio alimentare il gas necessario al mantenimento della pressione o della fiamma pilota alla fiaccola. Il gas sarà derivato dallo scarico proveniente dal sistema di compressione del gas di boil-off o dal vaporizzatore GNL a media pressione. Il gas sarà quindi depressurizzato fino alla pressione del sistema del gas combustibile. Il flusso di gas combustibile sarà quindi portato alla temperatura necessaria mediante uno scambiatore, denominato E-2201, quindi passerà in un separatore di condensa, denominato V-2201, successivamente sarà immesso alla distribuzione.

⁴ Categorie di collocazione secondo SME B31.9/840.21 e 22.

⁵ Si applicano valori più alti a certi terreni agricoli.

⁶ Sotto le condotte di scarico ai bordi della strada.



Tiziana Pezzo

1.B.1.2.4.8.2 Sistema Acqua di Mare

L'acqua di mare utilizzata per riscaldare il GNL nei vaporizzatori sarà fornita da un'opera/sistema di presa, composto da quattro pompe per il prelievo dell'acqua di mare, munite di filtro, denominate P-1701A/B/C/D, e da un impianto di elettro-clorazione dell'acqua di mare, denominato PK-1701. La temperatura dell'acqua di mare in uscita dai vaporizzatori sarà mediamente inferiore di 8 °C rispetto alla temperatura dell'acqua prelevata.

1.B.1.2.4.8.3 Sistema Acqua Dolce

L'acqua dolce sarà prelevata dall'acquedotto municipale. Il terminale sarà dotato di un serbatoio di stoccaggio per l'acqua potabile, denominato D-3601, della capacità di circa 500 m³, nonché di pompe, denominate P-3601A/B, per la distribuzione dell'acqua alla rete di impianto.

1.B.1.2.4.8.4 Rete Acqua Antincendio

La rete di acqua antincendio del terminale sarà alimentata da un serbatoio di riserva acqua antincendio, denominato D-3301, della capacità di 1,300 m³ alimentato dalla rete acqua potabile dell'acquedotto comunale. L'acqua antincendio sarà aspirata da una stazione di pompaggio acqua antincendio che la invierà alle varie utenze. L'impianto è descritto al Paragrafo 1.D.1.10.1.

1.B.1.2.4.8.5 Rete Azoto

Il terminale sarà dotato di un impianto per lo stoccaggio, la vaporizzazione di azoto liquido (PK-3901) e la distribuzione dell'azoto gassoso. Lo stoccaggio di azoto liquido avrà una capacità di 50 m³, l'azoto liquido sarà reintegrato mediante autocisterne. Il sistema è progettato allo scopo di garantire una settimana di funzionamento, ad una portata normale di 160 Nm³/h e ad una portata massima di 750 Nm³/h.



⁷ Sotto la superficie della strada.

Tiziana Pezzo

1.B.1.2.4.8.5 Rete Aria Strumenti ed Aria di Processo

L'aria per strumenti e l'aria di processo saranno fornite da due compressori aria, azionati da motori elettrici, associati ad un sistema per l'essiccazione dell'aria (PK-3501A/B), ciascuna di capacità pari a 920 Nm³/h. L'aria strumenti verrà essiccata fino a un punto di rugiada dell'acqua di -40 °C.

1.B.1.2.4.8.6 Fiaccola o Torcia

Il sistema fiaccola sarà dimensionato per fungere da sfiato nel caso di ostruzione/improvvisa arresto del gasdotto oppure come scarico di emergenza del singolo vaporizzatore di più grandi dimensioni, in funzione della portata maggiore tra questi due eventualità. Il calcolo della portata dello sfiato e quindi il dimensionamento della stessa sarà ottimizzato mediante uno studio tecnico di dettaglio in una fase del progetto più avanzata.

Il sistema fiaccola sarà composto da un separatore di condensa, denominato V-1601, e da una fiaccola o torcia elevata di tipo convenzionale denominata K-1901.

Alla fiaccola saranno inviati mediante due collettori separati i vapori a bassa pressione, provenienti dalla metaniera, dal molo e dall'area dei serbatoi di stoccaggio GNL e ad alta pressione provenienti dalle aree di processo dell'impianto. Poiché non si considera uno sfiato simultaneo da parte dei due sistemi a bassa e ad alta pressione, i due sistemi convoglieranno le portate di efflusso allo stesso separatore di condensa e ad una unica fiaccola.

1.B.1.2.4.8.7 Stoccaggio e Distribuzione Gasolio

Il terminale sarà dotato di un serbatoio di stoccaggio gasolio, denominato D-2101, della capacità di 8 m³, posto in un'area circondata da un terrapieno, dotato di pompe di trasferimento gasolio (P-2101A/B). Il gasolio alimenterà i serbatoi giornalieri della varie utenze quali i motori delle pompe antincendio ed il generatore di emergenza. I serbatoi giornalieri saranno dimensionati in modo da garantire il funzionamento dell'utenza servita per 24 ore.



1.B.1.2.4.8.8 Trattamento Effluenti

Il terminale sarà dotato di un separatore olio/acqua CPI (PK-2903) e da un flottatore ad aria indotta (PK-2901) per la raccolta ed il trattamento di acque oleose provenienti da aree pavimentate potenzialmente contaminate. Il terminale sarà dotato di un impianto per il trattamento delle acque nere (PK-2905) provenienti dagli scarichi domestici dei tre edifici principali.

1.B.1.2.4.8.9 Impianti Elettrici

Sistema di Alimentazione e di Distribuzione Elettrica

L'alimentazione dell'impianto sarà fornita da due alimentatori ridondanti al 100% a 12 kV alimentati dalla rete locale. La rete di distribuzione elettrica dell'impianto è illustrata sullo schema unifilare, riportato in Allegato 1.B.3, Disegno No. 24624-004-SLD-101. Il terminale sarà dotato di un generatore diesel di emergenza adeguatamente dimensionato per l'alimentazione delle utenze essenziali.

Cavi di Alimentazione e di Comando

I cavi di alimentazione e di comando saranno cavi armati in filo d'acciaio isolati in XLPE, con rivestimento in PVC resistente alla luce solare ed alla fiamma, installati in canaline e supporti porta-cavi.

Quadri Elettrici di Comando

I quadri elettrici di comando e le apparecchiature di controllo saranno installati in un edificio prefabbricato.

Messa a Terra

Il terminale sarà dotato di un sistema di messa a terra in comune per l'illuminazione elettrica e la messa a terra contro l'elettricità statica, in ottemperanza alle norme ed alle prescrizioni del caso.



Illuminazione

Il sistema di illuminazione che verrà installato nell'impianto comprenderà l'illuminazione dei componenti (tra cui l'illuminazione al di sotto dei piperack), degli edifici, delle strade e di tutta l'area. L'intensità del sistema di illuminazione sarà uniforme ed adeguata. I livelli di illuminazione soddisferanno in generale i requisiti IES (Illuminating Engineering Society) e, per le questioni non trattate da questa normativa, si useranno le raccomandazioni API RP 540. L'illuminazione esterna principale sarà fornita da lampade al sodio ad alta pressione, integrate da lampade fluorescenti con ballast elettronici. L'intera illuminazione esterna sarà controllata da cellule fotoelettriche, e verrà alimentata dalla rete di alimentazione di emergenza. L'illuminazione interna sarà generalmente fornita da lampade fluorescenti con ballast elettronici. Il sistema di illuminazione entro le sale controllo sarà progettato per permettere la regolazione e lo spegnimento indipendenti delle lampade a soffitto, in modo da soddisfare le esigenze degli operatori. L'illuminazione di emergenza entro gli edifici sarà assicurata da lampade fluorescenti con batterie integrate. I requisiti relativi all'illuminazione della recinzione perimetrale saranno riesaminati nella fase di progettazione di dettaglio.

Sistema Canaline/Supporti Porta-Cavi

Tutti i cablaggi non interrati saranno effettuati utilizzando canaline, intelaiature e cassette porta-cavi ad alta resistenza zincate a caldo. I singoli cavi potranno essere agganciati e sostenuti direttamente dalle strutture.

Prese dell'Area di Processo

All'interno dell'area di processo e alla piattaforma si prevedono prese monofase con interruttore da 220 Volt, 16 Ampere (3 poli, fase, neutro e terra) in modo che tutte le apparecchiature dell'impianto si trovino al massimo a 25 m di distanza da una presa, per l'effettuazione delle operazioni di manutenzione.

Le prese per saldatura saranno a 60 Ampere, 400 volt, trifase, a 4 fili. Verranno fornite anche prese industriali a 5 poli per le operazioni di manutenzione nelle aree di processo e alla piattaforma, ipotizzando una lunghezza del cavo di prolunga pari a 50 m.



Sistema di Telecomunicazioni

L'impianto telefonico esterno verrà collegato al centralino telefonico dell'edificio dell'Amministrazione, e diramato ai vari uffici presenti in quest'edificio. Dal centralino verrà installata una linea telefonica in passerella porta-cavi verso la Sala Controllo del Terminale, ed alla pensilina degli operatori alla piattaforma.

Sarà installato un impianto telefonico interno per l'impianto, in aggiunta a quello esterno. L'impianto interno sarà una combinazione di sistema interfonico ad anello/sistema di allarme che consente la chiamata del personale entro l'impianto e al pontile, oltre a fornire un sistema di comunicazione telefonica a due vie all'interno dell'impianto. Esso permetterà inoltre di emettere segnali acustici di allarme tramite gli altoparlanti di chiamata, nel caso di un'emergenza nell'impianto. Le stazioni di questo sistema verranno posizionate in tutta l'area dell'impianto e al pontile.

Gruppo di Continuità per la Strumentazione

Sarà installato un gruppo di continuità ridondante a 120 volt, 50 Hertz, per il DCS, Distributed Control System, ed altre utenze critiche nella sala controllo dell'impianto.

Comandi Motore

Per il comando locale di ciascun motore sarà installata una stazione di comando "manuale-automatico-spento" e "start-stop". Nella posizione "manuale" il comando del motore sarà affidato alla stazione di manovra locale. Nella posizione "automatico" il comando del motore sarà affidato al sistema DCS dell'impianto.

1.B.1.2.4.8.10 Sistema di Controllo del Terminale

Questo paragrafo contiene informazioni generali circa la scelta, la progettazione e l'installazione della strumentazione e dei sistemi di comando.

Sarà installato un sistema di controllo centrale per il monitoraggio dello scarico GNL e di tutti i processi dell'impianto e dei sistemi di caricamento, un sistema di arresto di emergenza (ESD, Emergency Shut Down), ed un contatore metano per il trasferimento del GNL vaporizzato al gasdotto.



Graziano Penco

Gli strumenti verranno collegati a delle scatole di giunzione locali, dove verranno connessi a cavi terminanti nella sala manovra. Alcune apparecchiature, quali ad esempio i compressori, potranno disporre di proprie unità di comando e controllo. In questi casi, i sistemi package saranno interfacciati con il sistema di comando per trasmettere all'operatore che si trova nella Sala Controllo i dati critici relativi all'apparecchiatura.

Per garantire la possibilità di arrestare l'impianto in condizioni di sicurezza in casi di emergenza sarà installato un sistema ESD. Il sistema ESD visualizzerà le informazioni critiche nella Sala Controllo, e disporrà di un meccanismo di allarme iniziale per contribuire a individuare la causa che lo ha fatto attivare. Il sistema viene descritto al Paragrafo 1.C.1.7.1.

1.B.1.2.5 Capacità Produttiva dell'Impianto

Considerato il tipo di installazione non si può parlare di capacità produttiva vera e propria dell'impianto, in quanto l'impianto effettua sostanzialmente la movimentazione di gas naturale. Gas naturale che sarà ricevuto allo stato liquido, mediante navi cisterna, stoccato entro adeguati serbatoi sempre allo stato liquido, rigassificato ed inviato alle reti di distribuzione alta e media pressione. Il terminale quindi non effettua alcuna produzione, bensì movimentazione metano che subisce solo una trasformazione di stato fisico da liquido a gas.

Il terminale consentirà mediamente, la movimentazione di 6 milioni di tonnellate per anno di gas. Gas che sarà distribuito alla rete ad alta pressione 80 barg per circa 5.71 milioni di tonnellate per anno, alla rete a bassa pressione 40 barg per circa 1.43 milioni di tonnellate per anno.

1.B.1.2.6 Informazioni Relative alle Sostanze Riportate nell'Allegato I del D.L. 334/99

La sostanza movimentata al terminale è gas naturale allo stato liquefatto e gassoso.

1.B.1.2.6.1 Dati ed Informazioni Relative alla Sostanza Movimentata

Le caratteristiche del metano alla ricezione sono riportate nella seguente Tabella 1.B.6 (BG Italia, Dicembre 2001a).



TABELLA 1.B.6
CARATTERISTICHE GNL ALLA RICEZIONE

PARAMETRO	UNITÁ DI MISURA	DATO (COMMENTO)
Pressione	Bar a	1.263
Temperatura	°C	- 160.5
Potere Calorifico Superiore	Btu/scf	1,090 (1,020 e 1,090)
Contenuto in azoto	Frazione molare %	1 (massimo durante lo scarico)
Contenuto in iso-C ₄	Frazione molare %	0.47 (massimo)
Contenuto in n-C ₄	Frazione molare %	0.64 (massimo)
Contenuto in C ₅ e superiori	Frazione molare %	0.1 (massimo)
Contenuto in CO ₂	ppm in volume	100 (massimo)
Contenuto in H ₂ S	ppb in volume	6 (massimo)
Contenuto in S totale	ppm in peso	458 (massimo)

Le variazioni attese nella composizione molare percentuale del GNL sono riportate nella Tabella 1.B.7 (BG Italia, Dicembre 2001a).



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.B.7
COMPOSIZIONI MOLARI PERCENTUALI DEL GNL
MISCELA POVERA E MISCELA RICCA

COMPONENTE	FORMULA CHIMICA	MISCELA POVERA	MISCELA RICCA
		(% molare)	(% molare)
Azoto	N ₂	0.1099	0.0686
Biossido di Carbonio	CO ₂	0.0001	0.0001
Metano	CH ₄	97.5912	93.0004
Etano	C ₂ H ₆	2.1266	4.7485
Propano	C ₃ H ₈	0.0981	1.3179
iso-butano	(CH ₃) ₂ CHCH ₃	0.0409	0.4324
n-butano	C ₄ H ₁₀	0.0285	0.4221
iso-pentano	(CH ₃) ₂ CHCH ₂ CH ₃	0.0047	0.0100
n-pentano	C ₅ H ₁₂	0.0000	0.0000
Totale		100.0000	100.0000

La miscela povera presenta un peso molecolare medio pari a 16.41 kg/kmoli ed un potere calorifico superiore pari a 38.31 MJoule/Sm³ (1028 Btu/Sft³), la miscela ricca presenta un peso molecolare medio pari a 17.45 kg/kmoli ed un potere calorifico superiore pari a 40.42 MJoule/Sm³ (1085 Btu/Sft³).

Il metano costituente principale del gas naturale, è un gas infiammabile che presenta (NFPA 325M, 1984):

- o un limite inferiore di infiammabilità (Lower Flammable Limit, LFL) pari al 5% in volume;
- o un limite superiore di infiammabilità (Upper Flammable Limit, UFL) pari al 15% in volume;
- o temperatura di autoignizione pari a 537 °C;
- o densità relativa rispetto all'aria pari a 0.6.



L' NFPA 325M classifica il metano dal punto di vista della prevenzione e protezione incendi per quanto riguarda il rischio per la salute come "1", cioè come sostanza debolmente pericolosa per personale appartenente ad una squadra di emergenza adeguatamente protetto, per quanto riguarda l'infiammabilità la identifica come rischio di tipo "4", molto infiammabile, per quanto riguarda la reattività lo classifica di tipo "0", sostanza normalmente stabile e non reattiva nei confronti dell'acqua. Il metano inalato non ha effetti tossici, provoca asfissia quando la percentuale di ossigeno scende sotto al 18%. Nel caso in esame il gas naturale è conservato sotto forma liquida ad una temperatura di $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ circa, il rischio principale per gli operatori, è il contatto accidentale con il gas naturale liquido e le conseguenti ustioni da contatto, peraltro molto gravi che può provocare.

Il gas naturale sarà movimentato mediante sistemi chiusi, non richiede alcun tipo di contatto diretto con gli operatori. Il terminale è progettato allo scopo di evitare qualsiasi tipo di rilascio, di segnalare deviazione dei parametri di processo che possano comportare rilasci e di effettuare le necessarie azioni di controllo delle possibili emergenze.

Il rilascio della sostanza comporterà:

- o contenimento del prodotto fuoriuscito in zone ben delimitate;
- o il controllo dell'esplosività nei pressi della zona interessata;
- o l'apprestamento degli impianti di protezione necessari.

Nell'Allegato 1.B.4 è presentata una generica scheda di sicurezza del metano.

1.B.1.2.6.2 Fasi delle Attività in cui Interviene la Sostanza Movimentata.

Il gas naturale viene sostanzialmente movimentato, stoccato allo stato liquido, vaporizzato ed inviato a due reti di distribuzione metano gassoso.



1.B.1.2.6.3 Quantità Effettiva Massima Prevista

Il gas naturale allo stato liquido sarà stoccato entro due serbatoi, cilindrici verticali, ognuno della capacità di 160,000 m³. La massima quantità di gas naturale stoccato a serbatoio sarà la seguente:

TABELLA 1.B.8
QUANTITA' MASSIMA DI GNL NEI SERBATOI DI STOCCAGGIO

Serbatoio Denominato	Capacità Massima (m ³)	Quantità Massima (kg)
D-2401A	160,000	70,400,000
D-2401B	160,000	70,400,000

La quantità massima è stata stimata considerando una densità del GNL liquido pari a 440 kg/m³.

Relativamente agli involucri tubazioni del terminale si stima che la quantità media di gas naturale contenuta sia pari a 6 tonnellate (Advantica Technology, 2001).

1.B.1.2.6.4 Comportamento Chimico e/o Fisico nelle Condizioni Normali

In condizioni operative normali il GNL non presenta fenomeni di instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali. Essendo comunque un gas liquefatto durante la movimentazione e lo stoccaggio tende ad portarsi allo stato gassoso, ad evaporare. Il progetto dell'impianto considera tale caratteristica e dimensiona i sistemi di recupero gas evaporato e sovrappressione adeguatamente. Nel caso di sversamento accidentale del GNL liquido il primo fenomeno che si rileva è il brusco raffreddamento della zona e delle apparecchiature interessate che possono essere infragilite. Si evidenzia che nel progetto secondo quanto indicato dalla UNI EN 1473 le strutture che in caso di sversamenti accidentali potranno essere interessate da sversamenti di GNL saranno protette dall'infragilimento. Contemporaneamente alla formazione della pozza si avrà una continua evaporazione dispersione del gas. A seconda della zona interessata, delle modalità mediante le quali si è verificato il rilascio, delle condizioni di ventilazione, della possibilità di innesco si potrà quindi verificare un innesco della pozza, pool fire, la formazione di una nube infiammabile

che potrà dare luogo ad un flash fire o ad un'esplosione. Nel caso di rilascio di gas naturale allo stato gassoso si potrà avere a seconda della zona interessata, delle modalità mediante le quali si verifica il rilascio, delle condizioni di ventilazione nel caso di ignizione immediata un jet fire, nel caso di ignizione ritardata la dispersione del gas o la formazione di una nube infiammabile che potrà dare luogo ad un flash fire o ad un'esplosione.

1.B.1.2.6.5 Sostanze che Possono Originarsi a Causa di Anomalie di Esercizio

Al terminale non sono effettuati processi chimici bensì scarico da nave gasiera, stoccaggio GNL liquido, evaporazione controllata GNL mediante evaporatori ad acqua di mare a circuito aperto, quindi invio del gas mediante gasdotti due reti di distribuzione alta ed a media pressione.

Tutte le unità saranno progettate in modo che in caso di anomalie dei parametri di processo il sistema e le logiche di controllo effettuino le azioni necessarie a portare le stesse unità in condizioni di sicurezza.

1.B.1.2.6.6 Sostanze Incompatibili

Il gas naturale reagisce violentemente con sostanze ossidanti, sostanze che normalmente non sono movimentate al terminale, non sono presenti al terminale sostanze incompatibili.

1.B.1.3 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE

1.B.1.3.1 Applicazione della Metodologia ad Indici al Caso in Esame

Il terminale si considera composto dalle seguenti unità logiche:

- o piattaforma di scarico GNL pontile e tubazione di carico GNL ai serbatoi di stoccaggio;
- o serbatoio di stoccaggio GNL (D-2401A) e pompe primarie (P-2401A/B);
- o serbatoio di stoccaggio GNL (D-2401B) e pompe primarie (P-2401C/D);



- o pompe di pressurizzazione GNL (P-1101A/B/C/D) e tubazione di invio GNL ai vaporizzatori ad alta pressione;
- o pompe di pressurizzazione GNL (P-1102A/B) e tubazioni di invio GNL ai vaporizzatori a media pressione;
- o serbatoio di ricondensazione metano (V-1101) e tubazione di invio GNL ai serbatoi di stoccaggio;
- o vaporizzatori GNL ad alta pressione (E-1101A/B/C/D);
- o vaporizzatori GNL a media pressione (E-1102A/B);
- o sistema di recupero e compressione del gas evaporato o di boil off (C-2402A/B, C-2401);
- o tubazione di spedizione gas ad alta pressione;
- o tubazione di spedizione gas a media pressione;
- o serbatoio di raccolta condense dei gas a fiaccola V-1901) e fiaccola o torcia (K-1901).

Il metodo ad indici è stato elaborato tenendo conto delle indicazioni riportate sul documento pubblicato dall'Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza sul Lavoro "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali" (Binetti et al, 1990) e dalle indicazioni riportate sui Decreti Ministeriali 15/05/96 e 20/10/98. L'analisi ad indici per le unità sopra riportate è presentata nelle tabelle riportate all'Allegato 1.B.5 del presente rapporto. Nel seguito si riportano le tabelle conclusive che riassumono le risultanze dell'applicazione del metodo ad indici per le unità. L'assegnazione delle categorie per gli indici di rischio delle unità è stata effettuata secondo quanto indicato al Capitolo 7, "Calcolo degli Indici" riportato nel "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali" (Binetti et al, 1990).



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.B.9
PIATTAFORMA DI SCARICO GNL, PONTILE
E TUBAZIONE DI CARICO GNL AI SERBATOI DI STOCCAGGIO
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	60.76	molto alto	F'	1.54	lieve
C	3.95	moderato	C'	0.39	lieve
A	5031	grave	A'	75	moderato
G	89253	gravissimo	G'	280	moderato
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.

TABELLA 1.B.10
SERBATOIO DI STOCCAGGIO GNL (D-2401A) E POMPE PRIMARIE (P-2401A/B)
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	281.40	gravissimo	F'	101.07	alto - grado I
C	3.852	moderato	C'	0.34	lieve
A	523	molto alto	A'	9	lieve
G	54752	grave	G'	187	moderato
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.



Giancarlo Pezzo

TABELLA 1.B.11
SERBATOIO DI STOCCAGGIO GNL (D-2401B) E POMPE PRIMARIE (P-2401C/D)
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	281.40	gravissimo	F'	10.07	alto - grado I
C	3.852	moderato	C'	0.34	lieve
A	523	molto alto	A'	9	lieve
G	54752	grave	G'	187	moderato
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.

TABELLA 1.B.12
POMPE GNL DI ALTA PRESSIONE (P-1101A/B/C/D) E TUBAZIONE DI
CONNESSIONE AL VAPORIZZATORE
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	3.01	basso	F'	0.15	lieve
C	4	alto	C'	0.44	lieve
A	1532	molto alto	A'	46	moderato
G	7470	molto alto	G'	45	basso
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.B.13
POMPE GNL DI MEDIA PRESSIONE (P-1102A/B) E
TUBAZIONE DI CONNESSIONE AL VAPORIZZATORE
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	2.29	basso	F'	0.12	lieve
C	3.82	moderato	C'	0.42	lieve
A	710	molto alto	A'	21	basso
G	3970	molto alto	G'	24	basso
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.

TABELLA 1.B.14
RICONDENSATORE GNL (V-1101) E
TUBAZIONE DI CONNESSIONE AI SERBATOI DI STOCCAGGIO
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	1.86	lieve	F'	0.10	lieve
C	3.33	moderato	C'	0.34	lieve
A	420	molto alto	A'	13	basso
G	2249	alto grado II	G'	14	lieve
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.B.15
VAPORIZZATORI GNL DI ALTA PRESSIONE (E-1101A/B/C/D)
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	1.18	lieve	F'	0.10	lieve
C	3.3	moderato	C'	0.36	lieve
A	1945	grave	A'	78	moderato
G	3705	molto alto	G'	58	basso
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.

TABELLA 1.B.16
VAPORIZZATORI GNL DI BASSA PRESSIONE (E-1102A/B)
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	0.47	lieve	F'	0.04	lieve
C	3.12	moderato	C'	0.34	lieve
A	794	molto alto	A'	32	moderato
G	1331	alto - grado II	G'	21	basso
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.B.17
SISTEMA DI RECUPERO E COMPRESSIONE GAS DI BOIL-OFF (C-2401 E C-2402A/B)
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	0.04	lieve	F'	0.01	lieve
C	3.87	moderato	C'	0.43	lieve
A	337	alto	A'	11.4	basso
G	805	alto - grado I	G'	11	lieve
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.

TABELLA 1.B.18
CONDOTTA DI TRASPORTO GAS NATURALE AD ALTA PRESSIONE
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	0.30	lieve	F'	0.06	lieve
C	2.52	moderato	C'	0.28	lieve
A	668	molto alto	A'	53	moderato
G	600	alto - grado I	G'	22	basso
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.B.19
CONDOTTA DI TRASPORTO GAS NATURALE A MEDIA PRESSIONE
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	0.12	lieve	F'	0.02	lieve
C	2.36	basso	C'	0.26	lieve
A	377	alto	A'	29.8	basso
G	293	moderato	G'	11	lieve
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.

TABELLA 1.B.20
TORCIA (K-1901) E SEPARATORE DI CONDENSA (V-1901)
INDICI DI RISCHIO INIZIALI E COMPENSATI

Indice	Valore Iniziale	Categoria Iniziale	Indice	Valore Compensato	Categoria Finale
F	1.91	lieve	F'	0.29	lieve
C	2.4	basso	C'	0.26	lieve
A	9	lieve	A'	1	lieve
G	257	moderato	G'	7	lieve
Tu	N.A.	N.A.	Tu'	N.A.	N.A.



1.C.1 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

1.C.1.1 SANITÀ E SICUREZZA DELL'IMPIANTO

1.C.1.1.1 Problemi Noti per la Tipologia di Impianto

L'impianto in esame non presenta particolarità per quanto riguarda aspetti inerenti la sanità; la sostanza trattata al terminale è essenzialmente costituita da gas naturale, allo stato liquefatto e quindi a bassa temperatura ed allo stato gassoso a varie pressioni.

Per quanto riguarda la sicurezza i problemi possibili sono connessi ad eventuali rilasci da tubazioni, apparecchiature che comportano nel caso di GNL la formazione di pozze di GNL a bassa temperatura e conseguentemente, eventuali pool fire e dispersioni di gas. Nel caso di rilasci di gas si potranno verificare jet fire o dispersione del gas con formazione di nubi infiammabili (flash fire, esplosioni).

1.C.1.1.2 Esperienza Storica

E' importante sottolineare che il settore industriale del GNL presenta ottimi precedenti per quanto riguarda la sicurezza in tutto il mondo. Ciò è dimostrato dal fatto che, sin dai suoi inizi più di 37 anni fa, sono stati portati a destinazione con successo più di 49,000 carichi di GNL senza che si sia verificato un grave incidente che abbia provocato lo sversamento del carico. Inoltre, non si sono verificati incidenti che abbiano provocato il cedimento di un serbatoio per GNL costruito con materiali adeguati (Advantica Technology, 2001).

I casi in cui si sono verificati incidenti sono stati analizzati allo scopo di trarne insegnamento e prendere provvedimenti mirati alla riduzione della probabilità di accadimento di eventi analoghi. Nel seguito sono riportati, a titolo di esempio, i dettagli riguardanti cinque casi tra i principali precedenti storici di incidenti. Gli incidenti riportati sono tratti dalla banca dati del Groupe International d'Importateurs du Gaz Natural Liquéfié. Si noti che il gruppo GIIGNL è costituito da rappresentanti di terminali di scarico di GNL e da impianti di livellamento dei picchi di tutto il mondo (Advantica Technology, 2001).



Analisi degli Incidenti

Incidente 1

Anno: 1971
Tipo di incidente: Rilascio di vapore senza innesco
Tipo di attività: "Rollover" in un serbatoio di stoccaggio di GNL
Impianti coinvolti: Serbatoio di stoccaggio di GNL
Modalità operative: Normale operatività
Sostanza fuoriuscita: GNL
Conseguenze: Nessuna

Questo incidente è avvenuto in Italia, a La Spezia, dove si è verificato un caso di "rollover" in un serbatoio di GNL. In questo caso era stata lasciata una stratificazione in un serbatoio di GNL dopo le operazioni di riempimento. Lo strato inferiore si è riscaldato a tal punto che la sua densità si è avvicinata a quella dello strato superiore. I movimenti di convezione all'interno del serbatoio hanno causato una rottura della stratificazione in un tempo molto breve con conseguente rapido incremento della velocità di evaporazione dal serbatoio. Questo evento non ha avuto gravi sviluppi e il serbatoio ha dimostrato di non avere subito danni a causa della pressurizzazione interna. Nonostante ciò si è data ampia diffusione al fatto che il "rollover" abbia il potenziale per provocare un incidente grave, e questa possibilità viene attualmente presa in considerazione nelle procedure operative. La progettazione della strumentazione dei serbatoi comprende ora anche i densimetri per garantire l'individuazione della formazione di stratificazioni, permettendo così l'effettuazione di una miscelatura controllata per evitare che la stratificazione possa raggiungere livelli pericolosi.



Tiziana Pezzo

Incidente 2

Anno: Marzo 1978
Tipo di incidente: Rilascio di vapore senza innesco
Tipo di attività: Perdita da un serbatoio di stoccaggio di GNL
Impianti coinvolti: Serbatoio di stoccaggio di GNL
Modalità operative: Normale operatività
Sostanza fuoriuscita: GNL
Conseguenze: Nessuna

Questo incidente occorso a Das Island negli Emirati Arabi Uniti provocò una perdita dallo scarico di fondo di un serbatoio di GNL. Si ipotizza che sia fuoriuscito solo vapore e non c'è stato alcun innesco. Gli insegnamenti tratti da questo evento riguardano la progettazione dell'isolamento dei serbatoi, e gli scarichi di fondo di analoghi serbatoio sono ora vietati dalle normative sia statunitensi che europee.

Incidente 3

Anno: 6 Ottobre 1979
Tipo di incidente: Formazione di vapore di GNL con innesco
Tipo di attività: Perdita da una pompa per GNL
Impianti coinvolti: Pompa per GNL
Modalità operative: Guarnizione di tenuta di cavi elettrici della pompa per GNL non sufficientemente serrata
Sostanza fuoriuscita: GNL
Conseguenze: Una vittima ed un ferito

Nel 1979 si verificò una fuoriuscita da una guarnizione di tenuta di cavi elettrici di una pompa per GNL non sufficientemente serrata presso il terminale di Cove Point negli USA. Il liquido vaporizzò, passò attraverso 60 metri di cavidotto elettrico sotterraneo e penetrò in una sottostazione elettrica. Due uomini si stavano recando presso la sottostazione per chiudere le pompe. La miscela si innescò all'interno della sottostazione a causa dei contatti di un



interruttore, provocando un'esplosione confinata. Uno dei lavoratori rimase ucciso, l'altro gravemente ferito. Le successive indagini riscontrarono che il terminale era stato progettato ed era gestito in conformità alle norme in vigore a quel tempo. Di conseguenza vennero introdotte modifiche a tre delle principali normative di progettazione ed effettuati cambiamenti relativamente alle attrezzature e agli impianti a valle della guarnizione di tenuta della pompa.

Incidente 4

Anno: 10 Febbraio 1973.
Tipo di incidente: Innesco immediata di nube di vapore fuoriuscita con incendio di notevoli dimensioni.
Tipo di attività: Riparazioni a un serbatoio di stoccaggio GNL.
Impianti coinvolti: Serbatoio di stoccaggio GNL.
Modalità operative: Manutenzione.
Sostanza fuoriuscita: GNL.
Conseguenze: 37 vittime.

Un serbatoio di stoccaggio di GNL in calcestruzzo a forma di fusto da 227 m³, situato in un impianto per il livellamento dei picchi della TETCO a Staten Island, era rimasto in servizio per più di tre anni ed era in corso una fase di preparazione per l'esecuzione di riparazioni al suo interno. Il serbatoio era stato riscaldato e ripulito da eventuali vapori di GNL mediante azoto, poi vi era stata fatta circolare l'aria. I lavori iniziarono nell'Aprile 1972 e dieci mesi più tardi la schiuma isolante all'interno del serbatoio prese fuoco. Il rapido aumento della temperatura provocò un aumento di pressione e la copertura a cupola in calcestruzzo si sollevò e crollò all'interno del serbatoio. Ciò provocò il decesso dei 37 lavoratori edili presenti all'interno del serbatoio in quel momento. Gli insegnamenti tratti da questo incidente riguardano l'uso di materiali isolanti adeguati e i pericoli derivanti dal loro innesco o da eventuali vapori di GNL intrappolati all'interno. Le procedure di controllo e di gestione durante la dismissione o la riparazione di un serbatoio devono essere tali da prevenire il verificarsi di questo tipo di incidenti.



Incidente 5

Anno: 20 Ottobre 1944.
Tipo di incidente: Fiammata.
Tipo di attività: Cedimento di un serbatoio di stoccaggio GNL.
Impianti coinvolti: Serbatoio di stoccaggio GNL.
Modalità operative: Normale operatività.
Sostanza fuoriuscita: GNL.
Conseguenze: 128 vittime.

Il secondo impianto commerciale per il livellamento dei picchi di GNL a Cleveland, Ohio negli USA, iniziò ad operare nel 1941. Nel 1944 venne presa la decisione di aggiungere un nuovo serbatoio molto più grande. Il nuovo serbatoio venne realizzato in acciaio con basso contenuto di nichel (3.5%) e il serbatoio cedette poco tempo dopo essere entrato in servizio. Il serbatoio non era dotato di opere di contenimento e il suo contenuto si riversò su una vasta area. Il liquido fuoriuscito vaporizzò e si innescò, provocando la rottura di un altro serbatoio. Vi furono ingenti danni materiali e morirono 130 persone. Le indagini sull'incidente giunsero alla conclusione che il disastro era stato provocato dalla fragilità dell'acciaio con 3.5% di nichel. Altri fattori che contribuirono alla gravità delle conseguenze furono le opere di contenimento inadeguate intorno ai serbatoi, la vicinanza dell'impianto a una zona residenziale e lo scarso isolamento del secondo serbatoio.

Le successive indagini sull'incidente stabilirono che il serbatoio era stato costruito con materiale inadeguato. Di conseguenza tutti i serbatoi successivi sono stati costruiti con materiali corretti, in particolare è stato dimostrato che l'acciaio con il 9% di nichel rappresenta un materiale sicuro per la costruzione di serbatoi per il GNL. Inoltre le attuali norme prevedono un doppio sistema di contenimento (o con serbatoi doppi o circondando i serbatoi con opere di contenimento adeguate). Nel Febbraio 1946 le indagini del Bureau of Mines conclusero che la liquefazione e lo stoccaggio del GNL potevano essere svolte in sicurezza a condizione che venissero prese precauzioni adeguate.



1.C.1.2 REAZIONI INCONTROLLATE

Al terminale non saranno effettuate operazioni unitarie quali distillazioni, assorbimenti, estrazioni liquido/liquido, etc...., non saranno presenti reattori chimici; non è ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate.

1.C.1.3 DATI METEOROLOGICI E PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE

1.C.1.3.1 Caratteristiche Climatiche Generali

Nel seguito viene esaminata la climatologia dell'area di Brindisi, i dati riportati nel seguito fanno riferimento allo studio realizzato dall'ENEA per il Ministero dell'Ambiente (ENEA, 1995); sono stati inoltre acquistati i dati rilevati presso la stazione dell'Aeronautica Militare dell'Aeroporto di Brindisi (Stazione Meteorologica A.M. 320, Lat. 40° 39', Long. 17° 57', Altitudine 15 m s.l.m.).

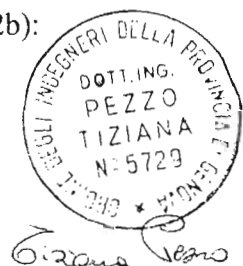
Con riferimento all'area di Brindisi, la media annuale di pioggia è di 630 mm, per un totale di 73 giorni con pioggia. Il mese più piovoso è Gennaio, seguito da Dicembre con 72.5 mm, Luglio e Giugno sono i mesi meno piovosi con 21.8 mm e 18.5 mm rispettivamente (ENEA, 1995).

Per quanto riguarda il comportamento igrometrico dell'area, sono stati presi in considerazione i dati del Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare (Brindisi Aeroporto).

Nel Brindisino, i mesi più secchi sono quelli estivi, in particolare Luglio con un valore medio dell'umidità relativa pari a 70%, mentre i più umidi sono quelli invernali, con il valore massimo in Dicembre-Gennaio (77-78%).

Per quanto riguarda la temperatura la media annuale è di 16.5 °C, il mese più caldo è Agosto (24.5 °C), mentre il mese più freddo è Gennaio (9.6 °C) (ENEA, 1995).

Per quanto concerne il regime anemologico dell'area di Brindisi, si è fatto riferimento ai dati rilevati nella stazione ENEL e Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare (SMAM) di Brindisi Aeroporto e, in particolare, ai parametri relativi a (D'Appolonia, 2002b):



- o classi di stabilità atmosferica;
- o direzione e velocità del vento.

Per la stazione di Brindisi sono disponibili i dati elaborati da ENEL e Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare (SMAM) con riferimento alle osservazioni effettuate nel periodo 1951-1977. Nella seguente tabella è sintetizzata la distribuzione delle frequenze stagionali e annuali per ciascuna classe di stabilità.

TABELLA I.C.1
FREQUENZE DELLE CLASSI DI STABILITA'
STAZIONE ENEL/SNAM DI BRINDISI AEROPORTO

Stagione	Frequenza delle Classe di Stabilità [millesimi]							
	A	B	C	D	E	F+G	NEBBIE	TOT.
Dic-Gen- Feb	0.0	2.98	6.55	168.77	32.61	36.34	0.94	248.20
Mar-Apr- Mag	2.54	13.42	25.32	145.68	25.16	39.14	1.57	252.82
Giu-Lug- Ago	4.49	27.36	50.41	91.64	29.09	50.68	0.40	254.06
Sett-Ott- Nov	0.52	6.69	13.47	139.80	33.71	49.06	1.68	244.92
Totale	7.54	50.45	95.74	545.88	120.56	175.21	4.60	1000.00

L'analisi dei dati raccolti mostra che, in tutte le stagioni dell'anno, vi è una prevalenza della classe di stabilità D: tale classe è presente, su base annua, con una frequenza pari a circa 546%.

Dai dati della stazione ENEL/SMAM di Brindisi si nota, che le percentuali delle calme e dei venti al di sotto dei 4 nodi risultano piuttosto basse (14.3% e 9.4% rispettivamente), mentre i venti con velocità superiore ai 13 nodi sono presenti con una percentuale del 31.3%. Ciò dimostra che il sito è interessato abbastanza frequentemente da venti moderati e forti, principalmente con direzione da Nord Ovest (22.5%), da Nord (14.7%) e da Sud (14.5%).

Le differenze stagionali possono essere così schematizzate:

- o in inverno i venti deboli sono presenti nel 20.2% dei casi e i venti forti nel 36.3%;



- o in primavera i venti deboli sono il 24.1% e i venti forti sono il 30.1% dei casi;
- o estate ed autunno presentano venti deboli nel 25% dei casi e venti forti nel 27% dei casi.

Per quanto riguarda la provenienza, si assiste ad una distribuzione praticamente identica in inverno primavera ed autunno (rispettivamente 18.3%, 21.8% e 18.3% per i venti da Nord Ovest e 17.4%, 16.6%, 15.6% per i venti da Sud, che rappresentano i due massimi). In estate i venti da Nord Ovest raggiungono il 30% circa, mentre quelli da sud si riducono al 9% (ENEA, 1995). Le direzioni di maggior persistenza su base annua sono il Nord Ovest (159 ore con 10 nodi di velocità media), il Sud (126 ore con 12 nodi) e il Nord (81 con 23.5 nodi). In inverno la persistenza maggiore si ha con venti a Sud (159 ore con 14.7 nodi), seguita da quella con venti da Nord (81 ore e 23.5 nodi). In primavera la persistenza maggiore si ha con venti da sud (126 ore con 12.2 nodi di media), mentre il secondo massimo si ha con venti da Nord Ovest (93 ore, 12.2 nodi). In estate la massima persistenza si ha con venti provenienti da Nord Ovest (159 ore, 10 nodi) mentre scompare il massimo da sud. In autunno, infine, la massima persistenza si ha con venti da Nord Ovest (102 ore) e ricompare il massimo relativo per i venti da Sud (78 ore, 16.6 nodi) (ENEA, 1995).

1.C.1.3.1 Caratteristiche Specifiche Ambiente Marittimo

Venti

Per quanto riguarda l'ambiente marittimo i venti sono prevalentemente Nord Occidentali tutto l'anno, anche se durante i mesi invernali si registrano venti opposti da Sud Est, come indicato dalla rosa dei venti e dai dati riportati nell'Allegato 1.C.1, che comprende una rosa dei venti fornita da EniChem, dati provenienti dal servizio meteorologico italiano e un estratto dal Pilot Book dell'Ammiragliato Britannico. I dati indicano che la velocità media del vento a Brindisi è di 18 km/h (10 nodi), con venti che superano i 24 m/s (13 nodi) per il 3% circa dell'anno (Eagle Lyon Pope, 2001).



Per quanto riguarda Brindisi il Pilot Book dell'Ammiragliato (Mediterranean Pilot) dichiara: "I venti non impediscono mai le manovre in entrata e in uscita dal porto e non sono pericolosi per le navi ormeggiate".

Maree, Correnti e Onde

L'ampiezza media delle oscillazioni delle maree in primavera a Brindisi è minima, solo 0.3 metri. In avvicinamento al porto le correnti sono disposte in direzione Sud Est lungo la costa. All'interno del porto le correnti sono deboli, come indicato dal diagramma vettoriale delle correnti riportato nell'Allegato 1.C.2. Occorre infine notare, però, che il diagramma vettoriale non riporta la presenza del frangiflutti settentrionale costruito nel frattempo, ed è probabile quindi che le correnti all'interno del porto siano inferiori a quelle indicate. Risulta che prima della costruzione del frangiflutti settentrionale, alcuni periodi prolungati di venti Nord Occidentali potessero creare correnti significative nei settori esterno e centrale del porto, ma il problema non esiste più. Analogamente si ritiene che, a seguito della costruzione del frangiflutti settentrionale, l'azione locale delle onde nel porto esterno sia di entità trascurabile, anche se non sono stati resi disponibili dati al riguardo per il presente studio.

Per quanto riguarda la visibilità secondo indicazioni raccolte tra gli operatori locali la nebbia è un fenomeno raro, che si presenta con maggiore probabilità nelle ore del mattino del tardo autunno, causando qualche disturbo al traffico. Il Pilot Book indica una bassa frequenza di nebbia, a conferma delle dichiarazioni raccolte.

1.C.1.3.2 Perturbazioni Geofisiche

La penisola Salentina, in cui è compresa la zona di Brindisi, non risulta classificata come sismica secondo l'“Atlante della Classificazione Sismica Nazionale” del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, Servizio Sismico Nazionale, 1986.

Considerato che Brindisi è collocata sulla costa Adriatica, da un punto di vista tettonico la regione Adriatica si considera caratterizzata comunque da fasce sismicamente attive associate alla collisione tra la placca africana e quella euroasiatica. Le fasce principali si trovano lungo la costa dell'area balcanica, lungo le Alpi Meridionali e gli Appennini. Il progetto Brindisi è



ubicato tra le fasce sismiche degli Appennini e della costa balcanica, in un'area a sismicità relativamente bassa. Studi preliminari hanno accertato che per l'area di Brindisi l'accelerazione orizzontale di picco (Peak Ground Acceleration, PGA) per un periodo di ritorno di 475 anni cade tra le isolinee di 0.4 e 0.8 m/s. Il valore di PGA più vicino usato nella stesura delle mappe per la Valutazione del Rischio Sismico (Global Seismic Hazard Assessment Program, GSHAP) fornisce un valore di 0.075 g per l'area del progetto. Questo valore di PGA è caratteristico del limite tra la zona UBC (Uniform Building Code) 1 e UBC 2A (BG Italia, 2001a).

1.C.1.3.3 Perturbazioni Cerauniche

La densità annuale di fulmini al suolo relativa al Comune di Brindisi è pari a 2.5 fulmini/anno km² (CEI 81-3, 1999).

1.C.1.4 INTERAZIONI CON ALTRI IMPIANTI

1.C.1.4.1 Effetti in Caso di Incidente di Altre Attività Industriali nell'Area dell'Impianto

Per quanto riguarda le interazioni del Terminale con gli insediamenti esistenti all'esterno dell'area si rimanda al Paragrafo 1.C.1.6.

Allo scopo di verificare eventuali interazioni da parte degli impianti esterni al terminale sono stati analizzati tre scenari utilizzati per rappresentare il tipo di incidenti che potrebbero verificarsi nella vicina area di stoccaggio carburanti della Marina Militare presentata al Paragrafo 1.A.1.2 e nel complesso petrolchimico limitrofo. Le analisi effettuate sono riportate nel seguito (Advantica Technology, 2001)⁸.

Scenario E1 - Incendio di un Serbatoio Presso il Sito di Stoccaggio Carburante

E' stato previsto che un'area situata ad Est del Terminale GNL sia adibita a deposito stoccaggio carburante. Il presente scenario prende in esame il cedimento del tetto di un

⁸ Le condizioni atmosferiche considerate ed i modelli utilizzati per effettuare le analisi sono presentati al Paragrafo 1.C.1.6.2.

serbatoio di stoccaggio idrocarburi con innesco e conseguente incendio di una pozza di prodotto. Si noti che la dimensione dei serbatoi di stoccaggio è oggetto di un'ipotesi e che il carburante previsto per il modello è il kerosene.

Valutazione delle Conseguenze

Irraggiamento termico

Si ipotizza un incendio di kerosene⁹ entro un serbatoio con diametro di 40 m ed un'altezza di 20 m, l'irraggiamento termico conseguente è stato calcolato utilizzando il modello FIRE2 (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.2
SCENARIO E1 - IRRAGGIAMENTO TERMICO DELL'INCENDIO DI UNA POZZA DI KEROSENE

Condizioni atmosferiche	Distanza sottovento in metri per ricettori a 2 m dal suolo a:				
	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	1.5 kW/m ²
2F	20	48	57	73	101
5D	62	74	82	96	121

Effetti sul Terminale GNL

La distanza tra il sito di stoccaggio carburante ed il confine del sito GNL è di 160 m. I livelli di irraggiamento termico a questa distanza sono inferiori a 1.5 kW/m². Questo tipo di scenario non causa alcun danno alle apparecchiature del Terminale GNL.

Scenario E2 – Rilascio di Etilene dal Complesso Petrochimico

Il complesso petrolchimico è ubicato a Sud Est del sito (Paragrafo 1.A.1.2). Il presente scenario prende in considerazione il cedimento di uno dei due serbatoi di stoccaggio di etilene presenti in questo sito. Si noti che sono state fatte una serie di ipotesi in merito alla dimensione, alla posizione ed al sistema di contenimento dei serbatoi di etilene, che si basa

⁹ Il kerosene viene utilizzato come carburante per aerei, il deposito potrà essere utilizzato per carburanti più pesanti.



Tiziana Pezzo

sulle informazioni attualmente disponibili, l'analisi potrà essere aggiornata nel caso siano disponibili ulteriori informazioni.

Si è ipotizzato che:

- o il serbatoio di etilene più grande sia cilindrico verticale, della capacità di 15,000 m³ e del diametro 26 metri;
- o il serbatoio sia a doppia parete ed a seguito della fessurazione lo sversamento sia contenuto entro la parete esterna;
- o la distanza tra il centro del serbatoio di etilene ed il confine del sito GNL sia superiore a 475 metri;
- o l'etilene sia stoccato a pressione ambiente.

Si evidenzia che nel caso in cui a seguito della fessurazione/ cedimento del serbatoio l'etilene non sia più contenuto entro il contenitore secondario, e si sparga su un'ampia superficie, o nel caso in cui l'etilene sia stoccato in un contenitore pressurizzato, le distanze di pericolo che si determinerebbero in questi casi potrebbero essere maggiori (Advantica Technology, 2001).

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione

I modelli BOILH e HAGAR sono stati utilizzati per calcolare la dispersione della nube gassosa densa che si forma per lo scenario ipotizzato. Le distanze della dispersione alla concentrazione Low Flammable Limit, LFL (2.8%) e di ½ LFL (1.4%) sono riportate nella seguente tabella (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.3
SCENARIO E2 - FORMAZIONE DI NUBE INFIAMMABILE A SEGUITO DI RILASCIO
DA SERBATOIO DI STOCCAGGIO ETILENE

Condizioni atmosferiche	Distanza sottovento in metri a LFL:	Distanza sottovento in metri a ½ LFL:
2F	273	400
5D	182	267



Irraggiamento Termico

L'irraggiamento termico dovuto all'incendio di una pozza contenuta entro un serbatoio con diametro esterno di 28 m è stato determinato utilizzando il modello FIRE2. I risultati sono riportati nella seguente tabella (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.4
SCENARIO E2 - IRRAGGIAMENTO TERMICO INCENDIO DI UN SERBATOIO DI
STOCCAGGIO ETILENE

Condizioni atmosferiche	Distanza sottovento in metri a:			
	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	56	85	102	133
5D	75	97	112	138

Effetti sul Terminale GNL

Nel caso in cui la distanza tra il centro del serbatoio di stoccaggio etilene ed il confine del sito GNL sia di circa 475 metri, tale scenario non comporta pericoli per il terminale di GNL.

Scenario E3 – Esplosione in un'Unità di Cracking del Complesso Petrochimico

Il complesso petrolchimico è ubicato a Sud Est del sito. Il presente scenario prende in considerazione un'esplosione di una nube di vapore infiammabile prodotta nell'unità di cracking.

Si noti che sono state fatte una serie di ipotesi riguardo alla zona interessata dall'evento, alla posizione dell'impianto, l'analisi potrà essere aggiornata nel caso siano disponibili ulteriori informazioni.

Si è ipotizzato che (Advantica Technology, 2001):

- o la zona congestionata più ampia nell'unità di cracking presenti un volume pari a 100,000 m³;
- o la nube infiammabile intorno all'unità di cracking non si estenda al di fuori della zona congestionata quando avviene l'innescio;



Tiziana Pezzo

- o la distanza tra la zona contenente l'unità di cracking ed il confine del sito GNL sia superiore a 540 m.

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione

E' stato utilizzato il modello di correlazione del decadimento dell'esplosione del TNT per calcolare la diminuzione della sovrappressione in campo aperto di un'esplosione entro un volume di 100,000 m³ ad alta pressione (9 bar) (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.5
SCENARIO E3 - SOVRAPPRESSIONE DOVUTA AD ESPLOSIONE DI UNA NUBE
INFIAMMABILE DALL'UNITA DI CRACKING

Distanza (m)	Sovrappressione in campo aperto (mbar)
103	600
175	300
304	140
400	100
500	73
514	70
600	56
995	30

Effetti sul Terminale GNL

Questo grave tipo di incidente presso il complesso petrolchimico, considerato che la zona dell'unità di cracking sia a distanza di 540 metri dal confine del Terminale GNL provocherebbe una sovrappressione dovuta ad un'esplosione di circa 50 mbar (inferiore a 100 mbar) sul Terminale GNL. Questo livello di sovrappressione può provocare il ferimento del personale, ha una scarsa probabilità di provocare vittime, non comporta livelli di sovrappressione ai quali gli impianti di processo o i serbatoi di stoccaggio del GNL possano subire danni significativi. Di conseguenza questo tipo di incidente presso il complesso



petrolchimico non dovrebbe provocare eventi incidentali conseguenti presso il Terminale GNL.

Sintesi dei Risultati delle Analisi degli Scenari Incidentali Esterni al Terminale

Nella seguente tabella vengono presentate le conclusioni delle analisi effettuate.

TABELLA 1.C.6
RIASSUNTO DELLA VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE PER SCENARI
ESTERNI AL TERMINALE

Scenario		Conseguenze ¹⁰
Rif.	Breve descrizione	Ai confini del sito del Terminale GNL
E1	Incendio di un serbatoio nel sito di stoccaggio del petrolio.	Irraggiamento termico ai confini del sito inferiore a 1.5 kW/m ² .
E2	Rilascio da un serbatoio di stoccaggio etilene nell'impianto petrolchimico.	Il Terminale GNL non è interessato dalle concentrazioni LFL ed 1/2 LFL (Flash Fire). Irraggiamento termico dovuto all'incendio di una pozza di etilene inferiore a 5 kW/m ² .
E3	Esplosione in un'unità di cracking nell'impianto petrolchimico.	Il Terminale GNL è interessato da una sovrappressione pari a circa 50 mbar (inferiore a 100 mbar), che può causare il ferimento del personale al terminale, nessun danno a componenti fondamentali dell'impianto GNL.

1.C.1.5 ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

1.C.1.5.1 Conclusioni Qualitative delle Analisi Effettuate

La definizione delle sostanziali cause iniziatrici di eventi incidentali è stata effettuata sulla base dell'analisi storica effettuata per installazioni simili e distinta per la parte terminale e per la parte movimentazione delle navi gasiere nell'ambito portuale. Le analisi di dettaglio sono riportate al Paragrafo 1.C.1.6.1. L'analisi di dettaglio ha evidenziato che le sostanziali cause iniziatrici sono connesse a (Advantica Technology, 2001):

¹⁰ Si noti che la valutazione delle conseguenze per questi scenari al di fuori del sito è basata su una serie di ipotesi riguardanti gli impianti nelle strutture industriali adiacenti.



Tiziana Pezzo

- o piccola perdita di GNL al pontile;
- o grande rilascio di GNL dalla tubazione di invio GNL a terra;
- o piccola perdita di GNL dalle tubazioni in sito;
- o grande rilascio di GNL dalle tubazioni in sito;
- o rilascio di vapore (gas naturale) dalle tubazioni per il controllo dei gas di evaporazione;
- o rilascio da serbatoio di stoccaggio - scarico in emergenza da una valvola di sicurezza;
- o rilascio dalla linea di invio gas naturale ad alta pressione;
- o esplosione in sito;
- o BLEVE del serbatoio del condensatore;
- o sfiato in emergenza dalla fiaccola o torcia;
- o cedimento di apparecchiature sulla gasiera fuoriuscita di GNL sul ponte della nave.

Un'analisi sistematica degli eventi indesiderati ipotizzabili sarà effettuata in fase di progettazione di dettaglio anche mediante un'Analisi di Operabilità (HAZard and OPERability Study, HAZOP Study) secondo quanto richiesto al Paragrafo 4.4.1 della norma UNI EN 1473. Si veda a tale proposito il Documento British Gas "Project HS&E Plan" riportato in Appendice 1.D.4.

Relativamente alle operazioni di accesso al porto ed attracco di una nave gasiera al pontile si evidenziano in generale i seguenti eventi (Eagle Lyon Pope, 2001):

- o collisione: contatto tra due o più navi in movimento, alla deriva o a rimorchio o non assicurate altrimenti alla terraferma;
- o colpo: contatto tra una nave in movimento o alla deriva e un oggetto quale boa, un'altra nave all'ancora o un'altra nave assicurata a boe di ormeggio;

- o impatto: contatto tra una nave in movimento o alla deriva ed un oggetto immobile quale banchina, molo o pontile o un'altra nave assicurata a banchina, molo o pontile;
- o arenamento: contatto tra una nave ed il fondale di un ormeggio, una chiusa, un canale o qualsiasi altra zona del fondale marino;
- o incendio ed esplosione;
- o oscillazione: movimento di una nave rispetto al suo ormeggio, dovuto ad agitazione delle acque provocata dal vento, dalla corrente, dalla marea o da un'altra nave di passaggio o dovuto ad ormeggi inadeguati;
- o avaria;
- o movimento del carico.

I risultati delle analisi di rischio presentate al Capitolo 1.C.1.4 per gli insediamenti limitrofi e al Capitolo 1.C.1.6 per il Terminale GNL portano alle seguenti conclusioni:

- o in base alle analisi di possibili incidenti esterni al terminale si può ipotizzare che un incidente presso la prevista area di stoccaggio carburanti della Marina Militare o l'attuale complesso petrolchimico non abbia il potenziale di provocare il cedimento dei componenti principali del Terminale GNL;
- o nessuna delle distanze di pericolo calcolate per gli scenari presso il terminale analizzati (considerati credibili cioè con frequenza di occorrenza superiore a $1.0 \cdot 10^{-6}$) hanno il potenziale per avere un impatto presso la base della Marina Militare, il fronte del molo EniChem, le palazzine degli uffici della zona industriale adiacente la Città di Brindisi;
- o la distanza che separa il terminale GNL e la prevista zona di stoccaggio carburanti della Marina Militare è sufficiente per garantire che un'eventuale evento incidentale presso il terminale GNL non provochi il cedimento dei serbatoi presenti nella prevista zona di stoccaggio carburanti della Marina Militare;



- o i rischi a cui saranno esposti gli operatori presso il terminale sono ben chiari, saranno monitorati durante la progettazione di dettaglio e potranno essere gestiti applicando adeguate procedure operative.

Per quanto riguarda gli aspetti di rischio connessi alla movimentazione delle navi al porto lo studio effettuato ha condotto alle seguenti conclusioni (Eagle Lyon Pope, 2001).

Nel Porto di Brindisi fanno scalo attualmente circa 4250 navi all'anno, la maggior parte delle quali sono traghetti passeggeri. Il porto ha in programma un'espansione delle operazioni relative al traffico passeggeri e container ed un aumento dello sviluppo industriale nel suo settore esterno. Il porto presenta un ambiente marittimo favorevole, con previsioni di tempi di attesa minimi dovuti a condizioni meteorologiche sfavorevoli. In base alle informazioni ambientali recepite durante l'effettuazione dello studio preliminare (Eagle Lyon Pope, 2001) ciò si verificherebbe per circa 2% - 3% dell'anno. L'allineamento ottimale per il fronte della banchina per GNL secondo lo studio effettuato (Eagle Lyon Pope, 2001) è in direzione 326° (T) - 146° (T).

La valutazione dei rischi marittimi che potrebbero interessare le attività delle navi gasiere a Brindisi indica una probabilità di incidenti inferiore alla frequenza storica di incidenti che hanno coinvolto navi gasiere in altre aree portuali. Malgrado la frequenza di rischio di incidente per una nave gasiera al Terminale GNL al Porto di Brindisi sia stimata inferiore alla frequenza "media" storica allo scopo di mitigare i rischi possibili si possono prevedere le seguenti misure (Eagle Lyon Pope, 2001):

- o adozione di adeguate procedure di movimentazione delle navi gasiere;
- o definizione di un'area di rispetto attorno alla gasiera ormeggiata;
- o effettuazione di programmi di addestramento del personale addetto alle operazioni di assistenza alle gasiere.



Giuseppe Vento

1.C.1.5.2 Ubicazione dei Punti Critici dell'Impianto

L'ubicazione dei punti critici è riportata nelle mappature degli scenari riportati al Paragrafo 1.C.1.6.

1.C.1.5.3 Comportamento dell'Impianto in Caso di Indisponibilità delle Reti di Servizio

Il terminale in esame necessita dei seguenti servizi:

- o alimentazione energia elettrica;
- o aria compressa - strumenti;
- o acqua di mare;
- o acqua dolce, potabile.

Alimentazione Energia Elettrica

Il terminale sarà connesso alla rete Nazionale di distribuzione dell'energia elettrica. Nel caso di interruzione del servizio i servizi essenziali di impianto saranno alimentati da un generatore diesel di emergenza. Gli impianti di rivelazione gas, incendi ed il sistema di allarme e controllo saranno alimentati anche da batterie di emergenza e saranno connessi anche al quadro di distribuzione energia da generatore diesel di emergenza (Paragrafo 1.D.1.10.1). Una delle pompe principali antincendio sarà azionata da motore diesel.

Aria Compressa - Strumenti

L'aria compressa sarà necessaria per l'alimentazione di alcuni strumenti e per l'azionamento di alcune valvole pneumatiche. In caso di interruzione del servizio le valvole si posizioneranno in modo da assicurare la sicurezza dell'impianto. Le valvole di blocco e di intercettazione in emergenza (Emergency Shut Down ESD) saranno del tipo "fail safe".

Acqua di Mare

L'acqua di mare alimenta gli evaporatori GNL nel caso l'opera di presa interrompa il servizio si sospenderà l'invio di gas naturale alla rete.

Acqua Dolce



L'acqua dolce alimentata dalla rete di distribuzione acqua potabile dell'area alimenterà l'impianto di acqua antincendio, la rete dei servizi igienici del terminale. Nel caso in cui sia sospesa l'erogazione il terminale sarà dotato di serbatoio di stoccaggio riserva acqua antincendio dimensionato per far fronte ad un emergenza incendio per due ore (Paragrafo 1.D.1.10.1).

1.C.1.6 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

L'analisi di rischio effettuata ha fatto riferimento alla norma UNI EN 1473 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL), Progettazione delle Installazioni a Terra" (Advantica Technology, 2001).

1.C.1.6.1 Identificazione degli Incidenti

In base alle informazioni disponibili è stato individuato un elenco di scenari di rilascio potenzialmente pericolosi.

Gli scenari di fuoriuscita in sito sono stati suddivisi in tre gruppi:

- o Gruppo 1 - Questo gruppo comprende gli scenari di base, che comprendono incidenti associati a tutti i principali componenti dell'impianto. Questo è il gruppo comprendente gli scenari che vengono esaminati in prima istanza.
- o Gruppo 2 - Questo gruppo comprende ulteriori scenari che rappresentano generalmente delle variazioni degli scenari compresi nel gruppo 1. Questi scenari potranno essere presi in considerazione se lo scenario di base del gruppo 1 è inaccettabile o se i dati storici indicano che sussiste un rischio significativo dovuto alla frequenza dell'evento o se rappresenta una particolare fonte di preoccupazione per le autorità locali.
- o Gruppo 3 - Questo gruppo comprende ulteriori scenari che possono essere rilevanti per alcune opzioni riguardanti il terminale. Per esempio se si considera l'integrazione termica con una centrale elettrica adiacente potrebbe essere necessario esaminare possibili rilasci da un impianto di glycol.



Tiziana Pezzo

La Tabella 1.C.7 riassume gli scenari, le fonti di informazione e i raggruppamenti assegnati (Advantica Technology, 2001).

Occorre sottolineare che l'impianto conterrà anche dispositivi che sono comuni ai normali siti industriali, come ad esempio i trasformatori. I pericoli associati a questi dispositivi non sono stati considerati nella presente analisi, gli hazard associati saranno analizzati e considerati durante la fase di progettazione di dettaglio. Si evidenzia che i serbatoi di stoccaggio GNL saranno realizzati in calcestruzzo precompresso, del tipo a contenimento totale, secondo quanto definito dalla UNI EN 1473. Per tale tipo di serbatoi la UNI EN 1473 esclude quale possibile scenario incidentale il cedimento del serbatoio.



69

TABELLA 1.C.7
RIEPILOGO DEGLI SCENARI IN SITO

Rif.	Descrizione	Informazione/Ipotesi	Gruppo
1	a) Piccola perdita di GNL dal fronte del pontile, nella zona dei bracci di scarico (comprende il cedimento del braccio mentre sono operative le valvole PERC)	Il peggiore caso rappresentativo è lo sversamento limitato dalle valvole PERC	1
	b) Cedimento catastrofico dei bracci di scarico		2
2	a) Fuoriuscita dalla nave verso la linea di terra del GNL durante lo scarico	Diametro equivalente del foro di rilascio pari a 25 mm	1
	b) Fuoriuscita dalla nave verso la linea di terra del GNL non in fase di scarico		2
3	a) Piccola fuoriuscita di GNL dalle tubazioni di uscita dal serbatoio, o da altre tubazioni per GNL in sito		1
	b) Grande rilascio a bassa velocità di GNL dalle tubazioni di uscita dal serbatoio o da altre tubazioni per GNL in sito	Limitato dalla portata della pompa interna al serbatoio, durata 10 minuti ¹¹	1
4	Fuoriuscita di vapore (gas evaporato) dalle tubazioni per il controllo dei gas di evaporazione	Fuoriuscita elevata di vapore freddo	1

¹¹ Questo scenario corrisponde allo "sversamento di progetto" previsto dalla norma statunitense NFPA 59A, Norma per la Produzione, lo Stoccaggio e la Movimentazione del Gas Naturale Liquefatto (GNL).

TABELLA 1.C.7
RIEPILOGO DEGLI SCENARI IN SITO

Rif.	Descrizione	Informazione/ipotesi	Gruppo
5	a) Rilascio dal serbatoio – Tutte le valvole di sicurezza operative (come in situazione di roll over)	Velocità di fuoriuscita calcolata utilizzando le ipotesi riportate da UNI EN 1473, Appendice B	1
	b) Rilascio dal serbatoio – un'unica valvola di sicurezza che si apre alla normale pressione operativa del serbatoio	Pressione serbatoio 290 mbarg	2 (Conseguenze meno gravi di 5a)
6	a) Cedimento della tubazione ad alta pressione del gas in uscita	Diametro equivalente del foro di rilascio pari a 25 mm	1
	b) Cedimento della tubazione a bassa pressione del gas in uscita		2 (Conseguenze meno gravi di 6a)
7	a) Esplosione nella zona più confinata contenente gas (alloggiamento compressore)		1
	b) Esplosione nella zona più congestionata del sito struttura di sostegno tubazioni (area del pipe-rack) o zona del vaporizzatore acqua di mare)		1
	c) Esplosione in area congestionata sul fronte del pontile		1
	d) Esplosione nella zona del vaporizzatore a combustione sommersa (SMV)		3 (Il progetto non comporta l'uso di vaporizzatori a combustione sommersa)
	e) Esplosione nella zona della turbina a gas (GT)		3 (Il progetto non comporta l'uso di turbine a gas)



Gizana Pezzo

TABELLA 1.C.7
RIEPILOGO DEGLI SCENARI IN SITO

Rif.	Descrizione	Informazione/ipotesi	Gruppo
8	BLEVE del serbatoio del condensatore		1
9	Sfiato da fiaccola o torcia	Portata massima attraverso singolo vaporizzatore e sistema dei gas di evaporazione	1
10	Cedimento di apparecchiature sulla gasiera, risultante in una fuoriuscita sul ponte della nave		1
11	Incidente al braccio di carico della gasiera		3 (Significativo se viene installato il braccio di carico della gasiera)
12	Cedimento o perdita del serbatoio di stoccaggio del glicol o delle tubazioni del glicol o delle tubazioni acqua/glicol	Stoccaggio in sito di 51.2 m ³	3 (Significativo se si considera l'integrazione termica)
13	Cedimento o perdita del serbatoio stoccaggio o delle tubazioni del carburante gasolio (diesel)	Stoccaggio in sito di 8 m ³	2 (Evento con scarse conseguenze)

Gli scenari analizzati nel seguito sono quelli appartenenti al Gruppo 1.



Giuseppe

1.C.1.6.2 Analisi di Sicurezza

1.C.1.6.2.1 Classificazione e Valutazione delle Frequenze

Per permettere una valutazione del rischio¹² associato ad ognuno degli scenari previsti al sito occorre quantificare la probabilità del verificarsi di ciascun tipo di rilascio.

1.C.1.6.2.1.1 Classificazione delle Frequenze

La classificazione delle frequenze considerata ha fatto riferimento alla classificazione presentata nell'Appendice J della norma UNI EN 1473 riportata nella seguente tabella.

TABELLA 1.C.8
CLASSI DELLE FREQUENZE DI OCCORRENZA
SECONDO LA UNI EN 1473

Classe	Descrizione
1	Evento frequente o quasi certo. In termini quantitativi corrisponde ad una frequenza del verificarsi dell'evento superiore a 1.00 E-02 eventi all'anno.
2	Evento possibile, ma non molto frequente. In termini quantitativi corrisponde ad una frequenza di occorrenza dell'evento compresa tra 1.00 E-04 e 1.00 E-02 eventi all'anno.
3	Evento raro. In termini quantitativi corrisponde ad una frequenza di occorrenza dell'evento compresa tra 1.00 E-06 e 1.00 E-04 eventi all'anno.
4	Evento estremamente raro. In termini quantitativi corrisponde ad una frequenza di occorrenza dell'evento compresa tra 1.00 E-08 e 1.00 E-06 eventi all'anno.
5	Evento improbabile. In termini quantitativi corrisponde ad una frequenza di occorrenza dell'evento inferiore a 1.00 E-08 eventi all'anno.
6	Evento dalla probabilità non quantificabile, equivalente alla caduta di un meteorite, all'effettuazione di un attentato a persone o a cose, ecc.

¹² La valutazione del rischio prende in considerazione sia le conseguenze di un evento, che la frequenza con cui tale evento si verifica.



1.C.1.6.2.1.2 Valutazione delle Frequenze

Uno dei metodi per valutare la frequenza di un particolare tipo di evento consiste nel considerare il numero di eventi simili che si sono verificati sia nella stesso tipo di impianto o più genericamente in tutti i complessi industriali. Ciò permette di valutare la frequenza prevista di ciascun tipo di rilascio accidentale.

Quando si utilizzano i dati relativi agli incidenti occorre notare che (Advantica Technology, 2001):

- o spesso vi sono carenze di dati riguardanti gli incidenti. Alcuni tipi di incidenti, per esempio (soprattutto i grandi rilasci che rappresentano i casi peggiori), non si sono mai verificati. In questo caso la valutazione della frequenza si deve basare o su relazioni riguardanti mancati incidenti o su un giudizio sulla credibilità del fatto che un determinato percorso porti a rendere possibile un evento;
- o i dati storici riguardano l'intero passato dell'industria del GNL. Conseguentemente non tengono sempre conto dei progressi generali ottenuti col passare del tempo nel campo della sicurezza o di specifiche migliorie in materia di sicurezza apportate a seguito di esperienze acquisite.

In letteratura è disponibile una vera e propria miniera di dati riguardanti la frequenza. I dati sugli incidenti possono essere generici e applicabili a una vasta gamma di situazioni oppure specifici per un determinato settore industriale.

Due studi di particolare rilevanza sono stati effettuati dal GIIGNL¹³ per il Terminale GNL a Brindisi. Nel primo di essi il gruppo ha svolto un lavoro di identificazione degli incidenti relativi al GNL, nel quale sono stati inclusi tutti gli incidenti che si sono verificati presso le strutture dei membri del gruppo dal 1965 al primo trimestre del 1994. Nel 2000 questo studio è stato aggiornato al fine di includere gli incidenti avvenuti presso le strutture dei membri del GIIGNL fino al secondo trimestre del 2000. Nella banca dati aggiornata del GIIGNL è stato inserito un totale di 246 che sono stati suddivisi in categorie a seconda per esempio, della gravità dell'incidente, della sostanza fuoriuscita (e della quantità) o della causa dell'incidente.

¹³ "Groupe International d'Importateurs du Gaz Natural Liquéfié". Il gruppo GIIGNL è costituito da rappresentanti di terminali di scarico di GNL e impianti di livellamento dei picchi in tutto il mondo.



Si evidenzia che in qualità di membro del GIIGNL, il Gruppo BG ha accesso a questa banca dati di incidenti storici per questo specifico settore industriale. Tali dati sono stati utilizzati per quantificare le frequenze per ciascuno scenario di rischio per il Terminale GNL di Brindisi (Advantica Technology, 2001).

Queste informazioni sono state elaborate in maggiore dettaglio, per fornire le frequenze degli incidenti riportate nella Tabella 1.C.9.

I dati relativi allo scenario 10 (cedimento di apparecchiature sulla gasiera, risultante in una fuoriuscita di GNL sul ponte della nave), sono stati ottenuti dalla relazione sugli accessi e le operazioni marittime, contenente una suddivisione dettagliata di incidenti marittimi rilevanti connessi al GNL, presentate nel seguito.

TABELLA 1.C.9
VALUTAZIONE DELLE FREQUENZE DEGLI INCIDENTI

Descrizione		Tipo di Rilascio	Frequenza dell'Incidente		Commenti
			per attività	per anno	
1a	Piccola perdita dal pontile	Non innescata	4.75 E-01 Per anno di operazioni di scarico	6.51 E-02	I dati comprendono 21 incidenti (più 9 mancati incidenti). Di questi 21, nessuno è stato innescato.
		Innescata	Non registrati rilevanti	incidenti	
2a	Fuoriuscita di GNL dalla nave verso la linea di terra del GNL durante le operazioni	Non innescata	9.05 E-02	1.26 E-03	I dati comprendono 5 incidenti, di cui uno è stato innescato ed a comportato un incendio.
		Innescata	2.26 E-02	3.10 E-03	
3a	Piccola fuoriuscita di GNL pressurizzato dalle tubazioni in uscita dal serbatoio	Non innescata	2.63 E-02 per anno di operatività	2.63 E-02	I dati comprendono 22 incidenti (più 3 mancati incidenti). Di questi 22, tre sono stati innescati ed hanno comportato un incendio. Per "piccolo" si intende meno di 1000 kg di GNL fuoriuscito durante l'incidente. Sono compresi tutti gli incidenti 'piccoli' verificatisi sulla linea GNL in sito (dall'estremità di terra del pontile).
		Innescata	4.15 E-03 per anno di operatività	4.15 E-03	



Giuseppe Pezzo

TABELLA 1.C.9
VALUTAZIONE DELLE FREQUENZE DEGLI INCIDENTI

Descrizione	Tipo di Rilascio	Frequenza dell'Incidente		Commenti
		per attività	per anno	
3b Grande fuoriuscita di GNL a bassa velocità dalle tubazioni in uscita dal serbatoio	Non innescata	5.53 E-03 per anno di operatività	5.53 E-03	I dati comprendono 4 incidenti (più 3 mancati incidenti). Di questi 4, nessuno è stato innescato. Per "grande" si intende più di 1000 kg di GNL fuoriuscito durante l'incidente. Sono compresi tutti gli incidenti "grandi" verificatisi sulla linea GNL in sito (dall'estremità di terra del pontile).
	Innescata	Non registrati rilevanti	incidenti	
4 Fuoriuscita di vapore dalle tubazioni per il controllo dei gas di evaporazione	Non innescata	1.45 E-03 per anno di serbatoio	2.89 E-03	I dati comprendono 6 incidenti (più 1 mancato incidente). Di questi 6, nessuno è stato innescato.
	Innescata	Non registrati rilevanti	incidenti	
5a Fuoriuscita dal serbatoio - Tutte le valvole di sicurezza operative (come in situazione di roll over)	Non innescata	1.93 E-03 per anno di serbatoio	3.85 E-03	I dati comprendono 9 incidenti (più 0 mancati incidenti). Di questi 9, uno è stato innescato.
	Innescata	2.41 E-04 per anno di serbatoio	4.82 E-04	
	Innescata	Non registrati rilevanti	incidenti	
6a Cedimento della linea di uscita del gas ad alta pressione	Non innescata	Non registrati rilevanti	incidenti	I dati comprendono 0 incidenti (più 3 mancati incidenti).
	Innescata	Non registrati rilevanti	incidenti	



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.9
VALUTAZIONE DELLE FREQUENZE DEGLI INCIDENTI

Descrizione	Tipo di Rilascio	Frequenza dell'Incidente		Commenti	
		per attività	per anno		
7a	Esplosione in zona confinata contenente gas (alloggiamento compressore)	Esplosione	1.38 E-03 per anno di operatività	1.38 E-03	I dati comprendono 8 esplosioni, 5 delle quali hanno interessato il gas naturale. Delle 5 che hanno interessato il gas naturale, 2 si sono verificate in un vaporizzatore sommerso, 1 nella cabina di controllo e 2 nelle turbine/motori. Non si installeranno vaporizzatori sommersi e turbine/motori per il Terminale GNL di Brindisi. (Delle altre 3 esplosioni, 1 si è verificata a bordo della nave, un'altra ha interessato una sezione CO2/N2/H2 nella camera di combustione di una caldaia e un'altra si è verificata in uno scambiatore di calore ,liquefazione).
7b	Esplosione in area congestionata (struttura di sostegno delle tubazioni o zona area del vaporizzatore)	Esplosione	Non registrati incidenti rilevanti		
7c	Esplosione in area congestionata sul fronte del pontile	Esplosione	Non registrati incidenti rilevanti		
8	Cedimento catastrofico del serbatoio del condensatore	BLEVE o cedimento spontaneo	Non registrati incidenti rilevanti		
9	Sfiato dalla fiaccola o torcia	Non innescata	1.38 E-03 per anno di operatività	1.38 E-03	I dati comprendono 6 incidenti (più 2 mancati incidenti). Di questi 6, 5 sono stati innescati. I dati comprendono l'accensione della fiaccola ed il rilascio attraverso camini di sfiato. Dei 5 incidenti di cui sopra, per uno si è trattato di un incendio pianificato di normale funzionamento (accensione della fiaccola) mentre 4 non erano previsti (fulmine, ecc.).
		Innescata	6.92 E-03 per anno di operatività	6.92 E-03	

La valutazione effettuata per lo scenario 10, la fuoriuscita di GNL sul ponte della gasiera a seguito del cedimento di attrezzature, si è basata su uno studio effettuato allo scopo dalla Società Eagle Lyon Pope (Eagle Lyon Pope, 2001).

Lo studio ha analizzato gli incidenti a navi gasiere registrati nell'archivio dei Lloyds. La banca dati raccoglie gli incidenti verificatisi dal 1964 ad oggi. I dati storici riguardanti gli incidenti possono essere comparati ai dati sui passaggi marittimi pubblicati da SIGTTO (Society of International Gas Tanker & Terminal Operators) nelle edizioni annuali del registro "Log LNG". La ricerca nella banca dati ha evidenziato un totale di 39 incidenti che vengono considerati rilevanti per il presente studio nel periodo 1964-1996. In base ai dati riportati nel "Log LNG" è stato effettuato un totale di 49,569 scali da parte di navi gasiere durante lo stesso periodo. La Tabella 1.C.10 riportata nel seguito presenta una suddivisione della banca dati sugli incidenti per tipo di incidente e la frequenza storica degli eventi in base al numero degli scali.

TABELLA 1.C.10
DATI SUGLI INCIDENTI PORTUALI ALLE NAVI GASIERE (1964 - 1996)

Tipo di Incidente	No.	Frequenza per Numero di Scali
Collisione	8	1.61 E-04
Colpo/Contatto	1	2.02 E-05
Impatto	3	6.05 E-05
Arenamento/Incagliamento	8	1.61 E-04
Incendio/Esplosione	3	6.05 E-05
Oscillazione/Rottura ormeggi	3	6.05 E-05
Movimentazione del carico / Cedimento attrezzature di movimentazione	12	2.42 E-04
Impatto con pontile	1	2.02 E-05
No. totale incidenti	39	7.87 E-04

Nessuno degli incidenti ha provocato perdite significative di gas; le uniche fuoriuscite di gas documentate sono state di minima entità, senza danni consequenziali avvenuti durante le operazioni di carico.

Delle otto collisioni documentate, quattro sono piccole con i rimorchiatori in servizio. Dei 12 eventi riguardanti la movimentazione del carico, 7 hanno comportato uno sversamento di GNL a seguito di avarie alle valvole o ad altre apparecchiature.

Nell'ambito dello studio effettuato dalla Eagle Lyon Pope (2001) mediante colloquio con il Comandante della Capitaneria di Porto, è stato appurato che non sono stati documentati incidenti marittimi nel porto, tranne un caso di incendio a bordo di una petroliera mentre era attraccata nel porto esterno alcuni anni fa. La petroliera era stata spostata presso un ancoraggio al di fuori del porto e l'incendio era stato spento.

La probabilità di ogni categoria di incidente di cui sopra è stata esaminata in relazione ai movimenti delle gasiere ed ai dati storici sugli eventi accidentali.

Collisione

La distanza di transito all'interno del porto fino alla banchina è breve, circa 2 miglia nautiche dal punto di imbarco dei piloti. Con le misure per intervallare il traffico che attualmente si ritiene vengano applicate dai piloti, per cui le manovre delle navi avvengono a intervalli minimi di 15 minuti, le possibilità di collisione dovrebbero essere minime.

La frequenza storica di incidenti che hanno coinvolto navi gasiere è pari a $1.61 \text{ E-}04$ per scalo, le osservazioni di cui sopra, permettono di stimare che la frequenza di collisioni che coinvolgano una gasiera al Terminale GNL sia inferiore alla frequenza storica. Si noti che nessuna delle collisioni documentate risulta avere causato danni ai serbatoi della nave gasiera.

Colpo/Contatto

Questo potenziale tipo di incidente riguarda le navi ancorate fuori dall'entrata del porto o navi ancorate all'esterno del porto.

Il contatto potenziale con navi ancorate esiste in molti porti, oltre al fatto che solitamente si incontrano boe di segnalazione. Nell'elaborazione di un nuovo regolamento portuale, si dovrebbe proibire l'ancoraggio nel settore esterno del porto nell'imminenza di manovre da parte di una nave gasiera o mentre questa è ormeggiata.



Tiziana Pezzo

Avendo a disposizione un ampio ingresso al porto e non essendovi la possibilità di incontrare boe di segnalazione, la probabile frequenza di un colpo/contatto viene considerata significativamente inferiore alla frequenza storica di $2.02 \text{ E-}05$ per scalo.

Impatto

Il potenziale di impatto esiste realisticamente solo per un possibile contatto con il frangiflutti settentrionale o con il pontile EniChem. (La gasiera si arenerebbe prima di raggiungere l'Isolotto Traversa ubicato a Sud dell'ingresso del porto).

Anche l'impatto con il pontile per GNL, durante le manovre di ormeggio e di distacco dalla banchina, rappresenta un evento potenzialmente dannoso che può provocare una fuoriuscita di gas. La conseguenza più grave di un impatto in fase di ormeggio sarebbe probabilmente il danno alla banchina, che potrebbe mettere fuori uso la banchina stessa, piuttosto che provocare un rilascio di gas naturale.

In condizioni ambientali marittime favorevoli, con uno spazio aperto per le manovre e l'assistenza di rimorchiatori moderni e potenti, la probabilità di un impatto in fase di ormeggio con fuoriuscita di gas naturale è molto bassa.

La probabilità di un impatto si considera inferiore alla frequenza storica di $6.05\text{E-}05$ per scalo.

Arenamento

Dato che l'avvicinamento non avviene lungo un canale dragato, né vi sono spazi di manovra limitati, la probabilità di arenamento di una nave gasiera a Brindisi è considerata significativamente inferiore alla frequenza storica di $2.02 \text{ E-}05$.

Incendio/Esplosione

Il verificarsi di incendio/esplosione a bordo è indipendente dall'ubicazione della banchina. In base agli eventi documentati la frequenza storica è di $6.05 \text{ E-}05$, anche se nessuno di questi incidenti sono stati considerati gravi o hanno coinvolto il carico. Questo tasso di frequenza è considerato applicabile anche al Terminale GNL di Brindisi.



Oscillazione/Rottura degli Ormeggi

Vi sono minime probabilità che venti, correnti o moto ondoso sfavorevole possano disturbare la nave ormeggiata. Se il passaggio del traffico in transito avviene ad una probabile distanza minima di circa 500 metri dalla nave ormeggiata, non si prevedono disturbi agli ormeggi, ipotizzando che le navi mantengano una velocità ragionevole all'interno del porto. Si segnala che l'attuale normativa portuale stabilisce un limite massimo di velocità di 6 nodi in tutto il porto.

La probabilità di un caso di oscillazione è quindi inferiore alla frequenza storica di $6.05 \cdot 10^{-5}$, con probabilità trascurabili di una fuoriuscita del carico.

Avaria nella Movimentazione del Carico

Anche questo evento è indipendente dall'ubicazione del pontile e risulta quindi applicabile la frequenza storica di incidenti pari a $2.42 \cdot 10^{-4}$. Si ritiene che le fuoriuscite che si sono verificate siano di natura non grave e che gli unici danni riscontrati siano state piccole fessurazioni del rivestimento del ponte.

Collisione con il Pontile

La maggior parte dei pontili per GNL sono situati lontano dalle principali rotte di traffico, come accadrà anche per l'ubicazione del pontile a Brindisi. Il principale flusso di traffico attraversa il settore esterno del porto, e l'estremità meridionale della rotta che attraversa il porto esterno passa a circa 500 metri di distanza dall'estremità Nord della gasiera ormeggiata. Le navi che si troverebbero a manovrare in prossimità della gasiera ormeggiata saranno quelle dirette al pontile EniChem e quelle della Marina Militare dirette a Sud Est del pontile per GNL. Queste navi si troverebbero sotto la guida di un pilota ed assistite da rimorchiatori. Il campione di eventi storici di collisioni di questo tipo è molto limitato, e anche in questo caso non sono documentate fuoriuscite di gas. Si ipotizza comunque che le stesse probabilità pari a $2.02 \cdot 10^{-5}$ si applichino al Terminale di Brindisi.

Sulla base delle indicazioni Eagle Lyon Pope (2001) è stata valutata la frequenza di occorrenza per lo scenario di Cedimento di Attrezzature e Perdita GNL sul Ponte della



Tiziana Pezzo

Gasiera identificato come Scenario 10, la valutazione risultante è riportata nella tabella seguente (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.11
VALUTAZIONE DELLA FREQUENZA DI OCCORRENZA PER LO SCENARIO 10

Descrizione	Frequenza dell'Incidente		Commenti
	per attività	per anno	
10 Cedimento di attrezzature risultanti in perdita di GNL sul ponte della gasiera	2.42 E-04 per scalo	2.4 E-02	Dalla relazione sulle operazioni e gli accessi marittimi, che comprende un'analisi di 39 incidenti nel periodo 1964-1996, 12 di questi hanno comportato un cedimento dell'attrezzatura per la movimentazione del carico (Si veda Tabella 1.C.10).

Per convertire le frequenze di incidenti "funzionali" nelle frequenze di incidenti per anno, sono state fatte le seguenti ipotesi per il Terminale GNL di Brindisi:

- o che siano necessari circa 100 trasporti di GNL all'anno. Si stima che ciascuna operazione di scarico abbia una durata di circa 12 ore. Di conseguenza si ipotizza un tempo di scarico totale di 1200 ore all'anno;
- o che siano disponibili i due serbatoi di stoccaggio GNL;
- o che il terminale sia operativo per tutto l'anno.

Nel complesso, le informazioni indicano che le fuoriuscite piccole (<1000 kg) si verificano più frequentemente di quelle grandi (>1000 kg). Ad eccezione di fuoriuscite da camini di sfiato/fiaccole/valvole di sicurezza sui tetti dei serbatoi, pochi dei rilasci esaminati dal presente studio sono stati innescati. Sono state registrate diverse esplosioni, la maggior parte delle quali si sono verificate a carico di vaporizzatori sommersi o di turbine apparecchiature che non saranno installate al Terminale GNL di Brindisi.



Si noti che i dati riguardo agli incidenti, utilizzati per determinare le frequenze nella Tabella 1.C.9, sono stati raccolti in un arco di tempo lungo (1965 – 2000), mentre i dati di cui alla Tabella 1.C.10 sono relativi agli anni 1964-1996. Si evidenzia che nel corso di questi anni sono stati fatti notevoli progressi nella progettazione dei Terminali GNL e degli impianti e delle misure di controllo e mitigazione connesse. Il numero di incidenti può quindi essere ridotto grazie a una progettazione, a una pianificazione e a una modalità d'uso corrette.

La Tabella 1.C.12 indica le classi di frequenza stimate per il Terminale GNL di Brindisi. Si noti che la classe di frequenza (o probabilità) di 4, 5 o 6 corrisponde al verificarsi dell'evento meno di una volta in un milione di anni (Advantica Technology, 2001).



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.12
RIASSUNTO DELLA VALUTAZIONE DELLE FREQUENZE PER SCENARI DI
FUORIUSCITA IN SITO

Scenario			Classificazione della Frequenza
Rif.		Breve Descrizione	
1	a)	Piccola perdita di GNL dal fronte del pontile	Classe 1 - Frequente
2	a)	Notevole fuoriuscita dalla nave verso la linea di terra	Classe 2 Possibile, ma non molto frequente
3	a)	Piccola fuoriuscita di GNL dalle tubazioni in sito	Classe 1 - Frequente
3	b)	Grande fuoriuscita di GNL dalle tubazioni in sito	Classe 2 Possibile, ma non molto frequente
4		Fuoriuscita di vapore dalle tubazioni per il controllo dei gas di evaporazione	Classe 2 Possibile, ma non molto frequente
5	a)	Fuoriuscita dal serbatoio - Tutte le valvole di sicurezza operative	Classe 2 Possibile, ma non molto frequente
6	a)	Fuoriuscita dalla linea del gas ad alta pressione	Classe 3 Raro
7		Esplosione in sito	Classe 2 Possibile, ma non molto frequente
8		Cedimento serbatoio del condensatore	Classe 4 Estremamente raro
9		Utilizzo fiaccola o torcia.	Classe 2 Possibile, ma non molto frequente
10		Cedimento di apparecchiature sulla gasiera, risultante in una fuoriuscita sul ponte della nave	Classe 1 Frequente



1.C.1.6.2.2 Classificazione e Valutazione delle Conseguenze

1.C.1.6.2.2.1 Classificazione delle Conseguenze

La classificazione delle conseguenze considerata ha fatto riferimento alla classificazione presentata nell'Appendice K della UNI EN 1473 riportata nella seguente tabella.

TABELLA 1.C.13
CLASSI DELLE CONSEGUENZE SECONDO LA UNI EN 1473

Classe	Descrizione
1	Conseguenze catastrofiche o maggiori: <ul style="list-style-type: none">- arresto totale dell'installazione e- decesso di una o più persone oppure- danneggiamento o distruzione di uno o più sistemi esterni oppure- quantità di GNL interessata superiore a 60 m³ oppure- costo dei danni superiore del 10% del valore a nuovo dell'installazione.
2	Conseguenze serie o critiche: <ul style="list-style-type: none">- arresto totale dell'installazione e- quantità di GNL interessata superiore a 6 m³ ed inferiore a 60 m³ oppure- distruzione di uno o più interni oppure- costo dei danni superiore dell'1% e inferiore del 10% del valore a nuovo dell'installazione.
3	Conseguenze significative: <ul style="list-style-type: none">- degrado importante del sistema con possibile arresto dell'installazione. Perdita di materiali limitati e nessun danno irreversibile dell'impianto oppure- quantità di GNL interessata superiore a 0.6 m³ ed inferiore a 6 m³ oppure;- costo dei danni superiore dello 0.1% e inferiore dell'1% del valore a nuovo dell'installazione.
4	Conseguenze minori o riparabili: <ul style="list-style-type: none">- nessun degrado apprezzabile delle prestazioni dell'installazione, in grado di mettere in pericolo l'attività oppure- quantità di GNL interessata inferiore a 0.6 m³ oppure- costo dei danni inferiore dello 0.1% del valore a nuovo dell'installazione.
5	Conseguenze nulle: riguarda gli incidenti che si verificano durante il funzionamento abituale. La quantità di GNL interessata è inferiore a 0.06 m ³ .



Tiziana

1.C.1.6.2.2.2 Livelli degli Effetti Dannosi

Allo scopo di valutare le conseguenze degli scenari incidentali analizzati sono stati applicati i seguenti criteri (Advantica Technology, 2001).

Dispersione di Nubi di Gas

Per la dispersione di gas (o gas vaporizzato), quale distanza di pericolo viene considerata la distanza a cui la concentrazione media all'interno della nube, mediata sul tempo, arriva al limite inferiore di infiammabilità (LFL). Nel caso del gas naturale disperso in aria il limite inferiore di infiammabilità è pari a circa il 5% in volume. La distanza al limite inferiore di infiammabilità all'interno della nube viene considerata come la distanza massima entro cui una scintilla può innescare una fuoriuscita di prodotto provocando un incendio immediato (flash fire) o un'esplosione che coinvolge l'intera nube. In linea di principio, persone e cose presenti entro questa distanza possono essere coinvolte nell'evento, anche se si presume che in pratica gli occupanti della maggior parte degli edifici risultino protetti dagli effetti di un flash fire.

A causa della natura turbolenta del processo di dispersione, è possibile che sacche isolate di miscela infiammabile siano presenti a distanze maggiori dal punto di rilascio. Tali sacche potrebbero crearsi se la concentrazione media si trova tra il limite inferiore di infiammabilità (LFL) e lo 0.5 di tale limite, 1/2 LFL circa. L'innescò di sacche isolate in questa zona è possibile e provocherebbe un incendio localizzato. E' improbabile che l'incendio di tali sacche provochi danni agli edifici o alle strutture, anche se si venissero a trovare all'interno di queste al momento dell'accensione. Comunque le distanze fino alla concentrazione media all'interno della nube pari a 1/2 LFL sono utilizzate per identificare la zona che potrebbe essere coinvolta da tali eventi.

Irraggiamento Termico

Nel caso di incendio stazionario (jet fire) o di una pozza, la distanza di pericolo considerata si basa sull'ubicazione delle persone. Per le persone all'interno degli edifici si considera la distanza entro cui potrebbe verificarsi l'innescò di strutture in legno non protette, calcolata in base al carico termico necessario per provocare un innescò pilotato. Per le persone situate

all'aperto si basa sulla distanza da cui è possibile la fuga senza ricevere un carico termico tale da provocare una probabilità di mortalità superiore all'1%.

Esplosione

Le distanze di pericolo in caso di esplosione si basano sul profilo di mortalità dell'1%. Per le persone che si trovano all'aperto ciò corrisponde al punto in cui la sovrappressione in campo aperto è a 180 mbar. Per le persone che si trovano all'interno di un normale edificio ciò corrisponde a 40 mbar.

Effetti Tossici

Nessuna delle sostanze coinvolte nel Terminale GNL (compresi GNL e gas naturale) sono tossiche. Non vi sono quindi rischi tossici da prendere in considerazione.

La Tabella 1.C.14 riassume gli effetti dannosi che ciascun tipo di pericolo può avere sulle persone. Si noti che sono stati utilizzati livelli cautelativi, cioè livelli approssimati a favore di sicurezza (Advantica Technology, 2001).



DOTT. ING.
PEZZO
TIZIANA
No 5729

Tiziana Pezzo

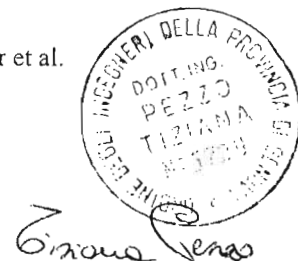
TABELLA I.C.14
LIVELLI DI GRAVITA' DEI DANNI

Pericolo	Livello di Gravità	Effetti sulle Persone		
		Esterno	Interno	
Incendio	Sviluppo di incendi secondari (basata su ignizione pilotata del legno)	-	Mortalità del 100% in edificio senza protezione antincendio	
	Distanza di fuga - basata su livelli di mortalità pari all' 1%	Ipotizzata una mortalità del 100%		
	Distanza di fuga (basata sull'insorgenza di ustioni cutanee superficiali)	Ferimento		
	1 kW/m ²	Nessun impatto		
		Esterno	All'Interno di un Edificio Normale	All'Interno di un Edificio Rinforzato
Esplosione	Sovrappressione in campo aperto (mbar) risultante in una mortalità del 100%	464 ¹⁴	600 ¹⁵	1000 ¹⁶
	Sovrappressione in campo aperto (mbar) risultante in una mortalità del 50%	300	250	585
	Sovrappressione in campo aperto (mbar) risultante in una mortalità dell'1%	180	40	440
Flash Fire	Entro il limite inferiore di infiammabilità della nube (LFL)	Presunta mortalità	Protetto dall'edificio	

¹⁴ Basato sulle correlazioni della mortalità tratte da "Explosion Hazards and Evaluation", Baker et al.

¹⁵ Basato sul rapporto di vulnerabilità all'esplosione indicato dalla pubblicazione della Chemical Industries Association (CIA) "Guidance for the Location and Design of Occupied Buildings on Chemical Manufacturing Sites".

¹⁶ Basato sulle correlazioni della mortalità tratte da "Explosion Hazards and Evaluation", Baker et al.



1.C.1.6.2.2.3 Condizioni Atmosferiche Considerate

Sulla base dei dati meteorologici disponibili per il sito, le analisi sono state effettuate facendo riferimento alle seguenti condizioni atmosferiche (Advantica Technology, 2001):

- o classe di stabilità F, velocità del vento 2 m/s, indicata con 2F;
- o classe di stabilità D, velocità del vento pari a 5 m/s, indicata con 5D.

Tali condizioni sono state integrate considerando (Advantica Technology, 2001):

- o temperatura ambiente pari a 15°C;
- o umidità relativa pari a 80%.

1.C.1.6.2.2.4 Distribuzione del Personale al Sito

La Tabella 1.C.15 riassume i livelli occupazionali previsti presso il sito. Da queste informazioni sono stati derivati i livelli di presenze in determinati periodi, riassunti nella Tabella 1.C.16.



TABELLA 1.C.15
LIVELLI OCCUPAZIONALI AL TERMINALE GNL

Qualifica	Giorno	Turno
Informazioni Derivate dallo Studio di Fattibilità		
Dirigente	1	0
Operatori	0	20
Tubisti	2	0
Tecnici	3	0
Assistenti alla manutenzione	2	0
Ingegnere di processo	1	0
Ausiliario di magazzino	1	0
Personale extra ipotizzato		
Amministrazione/mensa	3	0
Sicurezza	0	4
Equipaggio gasiera	20 ulteriori – durante lo scarico	

TABELLA 1.C.16
LIVELLI MEDI DELLE PRESENZE AL TERMINALE GNL

Giorni Feriali		Altri Giorni		Notte	
Interno	Esterno	Interno	Esterno	Interno	Esterno
11	4	3	3	3	3

1.C.1.6.2.2.4 Gruppi Target e Distanze

Per ogni scenario in sito sono stati presi in considerazione i potenziali effetti dannosi su quattro gruppi target separati di persone e precisamente (Advantica Technology, 2001):

- o i centri popolati presso la base della Marina Militare a Nord Ovest del sito e la Città di Brindisi;
- o gli occupanti delle palazzine uffici presso l'adiacente area industriale;
- o eventuali operatori presso la banchina del molo EniChem;
- o gli operatori del terminale in sito o sulla nave gasiera

E' stato inoltre considerato l'eventuale potenziale impatto sul previsto deposito carburanti della Marina Militare ubicato sul terreno di riporto ad Est del sito. Si è ipotizzato che i serbatoi di stoccaggio carburante non subiranno cedimenti dovuti a livelli di irraggiamento termico¹⁷ inferiori a 15 kW/m^2 o a sovrappressione a seguito di esplosione inferiore a 40 mbar.

Nel corso della valutazione dell'impatto di una fuoriuscita di GNL o di gas naturale, si ipotizza che il 60% delle fuoriuscite prenda fuoco (20% immediatamente, 40% successivamente). La porzione del sito entro l'area di pericolo è stata considerata quale misura per definire il potenziale che ha l'evento considerato di provocare vittime. Si noti che nella maggior parte dei casi è possibile che l'evento possa essere provocato da uno dei dipendenti del sito. In tale caso non si può escludere la possibilità che tale dipendente rimanga ferito.

Al fine di valutare l'impatto potenziale di un evento occorre conoscere le distanze tra i diversi componenti/elementi interni ed esterni al sito. Le distanze considerate sono riportate nella Tabella 1.C.17 e si basano sulla planimetria Allegato 1.A.1. Per eventi che si verificano presso il pontile GNL o sul ponte della nave gasiera (rispettivamente scenario 1 e scenario 10) le distanze dagli altri elementi/componenti dell'impianto sono indicate con una precisione di $\pm 10 \text{ m}$.

¹⁷ Il massimo flusso di irraggiamento termico raccomandato per serbatoi di stoccaggio metano in sito indicato da EN 1473.

TABELLA I.C.17
 DISTANZE TRA ELEMENTI INTERNI ED ESTERNI AL SITO

Distanza Tra:			
Fronte pontile GNL	e	Banchina del molo EniChem	480 m
	e	Litorale	540 m
	e	Palazzine uffici	> 1 km
	e	Deposito carburante	740 m
Qualsiasi punto sul pontile GNL	e	Banchina del molo EniChem	410 m
	e	Previsto deposito carburanti	500 m
Estremità del pontile (a terra)	e	Palazzine uffici	670 m
Tubazioni di uscita dal serbatoio GNL in sito	e	Palazzine uffici	520 m
	e	Banchina del molo EniChem	630 m
	e	Previsto deposito carburanti	200 m
Tubazioni gas di evaporazione	e	Palazzine uffici	520 m
Zona di misurazione	e	Palazzine uffici	320 m
	e	Banchina del molo EniChem	900 m
	e	Fronte pontile GNL	830 m



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.17
 DISTANZE TRA ELEMENTI INTERNI ED ESTERNI AL SITO

Distanza Tra:			
Alloggiamento compressore	e	Fronte pontile GNL	760 m
	e	Banchina del molo EniChem	800 m
	e	Palazzine uffici	490 m
	e	Edificio occupato più vicino in sito	330 m (magazzino)
Struttura di sostegno delle tubazioni	e	Fronte pontile GNL	510 m
	e	Banchina del molo Enichem	490 m
	e	Edificio occupato più vicino in sito	30 m (magazzino)
Confine sito GNL	e	Previsto deposito carburanti	160 m
	e	Serbatoio etilene nell'area industriale adiacente	475 m
	e	Unità di cracking nell'area industriale adiacente	540 m
Altre informazioni			
Area del sito (con recinzione di sicurezza)			12 ettari
Distanza tra il sito e la più vicina zona residenziale			> 2 km



Tiziana Pezzo

1.C.1.6.2.2.5 Modelli Utilizzati

Le analisi delle conseguenze sono state effettuate utilizzando i modelli matematici messi a punto da Advantica Technology ¹⁸.

In particolare i modelli utilizzati sono i seguenti (Advantica Technology, 2001):

- o PBREAK: fuoriuscita da fori o rotture in tubazioni ad alta pressione;
- o CORCE: fuoriuscita da fori o rotture nei serbatoi;
- o BOILH: modello per la dispersione dei liquidi;
- o LSML: modello per la dispersione dei liquidi;
- o HAGAR: modello per la dispersione dei gas densi;
- o JINX: modello per la dispersione di un getto;
- o FYRBL: irraggiamento termico da fireball;
- o FIRE2: irraggiamento termico da incendi di pozze;
- o THRAIN: irraggiamento termico da jet fire di gas naturale;
- o MORSE: onde d'urto generate da un'esplosione;
- o BLEVE: onde d'urto generate dal cedimento di un serbatoio pressurizzato.

Le schede che presentano la descrizione dei modelli sono riportate nell'Allegato 1.C.3.

1.C.1.6.2.2.6 Valutazione delle Conseguenze

Nel seguito si riportano i calcoli effettuati per determinare le conseguenze degli scenari di incidentali selezionati come indicato al Paragrafo 1.C.6.1 e gli effetti potenziali sulle persone all'interno ed all'esterno del sito. Nella seguente tabella si riporta l'elenco degli scenari analizzati (Advantica Technology, 2001).

¹⁸ Advantica Technology è una società inglese che ha capacità specialistiche nella preparazione di modelli di rischio. La società ha un centro di ricerche su incendi ed esplosioni a Spadeam in Inghilterra.

TABELLA 1.C.18
RIEPILOGO DEGLI SCENARI INCIDENTALI SITO

Rif.	Descrizione
1	Piccolo rilascio di GNL sul fronte del pontile, nella zona dei bracci di scarico (comprende il cedimento del braccio mentre sono operative le valvole PERC).
2	Rilascio di GNL dalla tubazione di invio prodotto a terra durante le operazioni di scarico.
3	a) Piccolo rilascio in pressione dalle tubazioni di uscita dal serbatoio o da altre tubazioni di GNL in sito.
	b) Grande rilascio a bassa velocità dalle tubazioni di uscita dal serbatoio o da altre tubazioni di GNL in sito.
4	Rilascio di vapore dalle tubazioni per il controllo dei gas di evaporazione.
5	Rilascio dal serbatoio – Scarico in emergenza da una valvola di sicurezza (come in situazione di roll over).
6	Rilascio dalla linea di invio gas ad alta pressione.
7	Esplosione gas.
8	BLEVE del serbatoio del condensatore.
9	Rilascio da fiaccola.
10	Cedimento di apparecchiature sulla nave gasiera, risultante in una fuoriuscita di GNL sul ponte della nave gasiera.

La localizzazione degli scenari al terminale è riportata in Allegato 1.C.4.

Scenario 1 – Piccolo Rilascio di GNL sul Fronte del Pontile

Questo scenario rappresenta un evento nel corso del quale si verifica una piccola fuoriuscita dal pontile e comprende un'improvvisa manovra di distacco della gasiera, risultante nella fuoriuscita del GNL contenuto tra le valvole PERC.

Il caso di una fuoriuscita sulla superficie del mare dell'intero volume di GNL compreso tra le valvole PERC da entrambi i bracci di scarico è stato considerato quale peggiore caso rappresentativo (in realtà la maggior parte delle fuoriuscite di GNL da teste girevoli o giunti presenta un pericolo significativamente minore).



Tiziana Pezzo

Il volume di GNL tra le valvole PERC è inferiore a 30 litri. La fuoriuscita massima dai due bracci di carico è quindi inferiore a 0.06 m^3 (Advantica Technology, 2001).

Valutazione delle Conseguenze

Pozza di GNL

E' stato utilizzato il modello LSMS per determinare la dimensione della pozza formata dalla fuoriuscita e i risultati sono riportati nella Tabella 1.C.19.

TABELLA 1.C.19
SCENARIO 1 - CALCOLO DELLA DISPERSIONE DI GNL LIQUIDO

Condizioni Atmosferiche	Diametro Massimo della Pozza [m]
2F	5.4
5D	5.6

Dispersione del Gas

La Tabella 1.C.20 riporta i risultati del modello HAGAR per la dispersione dei gas densi utilizzato per calcolare la distanza fino alla concentrazione media all'interno della nube del limite inferiore di infiammabilità 5% (nel seguito per LFL si intende la concentrazione media all'interno della nube LFL) ed alla concentrazione media all'interno della nube della metà del limite inferiore di infiammabilità 2.5% (nel seguito si intende $1/2$ LFL la concentrazione media all'interno della nube della metà del LFL). E' stata ipotizzata una rugosità del terreno adeguata per un vento che soffi sulla superficie del mare senza ostacoli significativi¹⁹.

¹⁹ Scarsa rugosità del terreno pari a 0.0001 m.

TABELLA 1.C.20
SCENARIO 1 - CALCOLO DELLA DISPERSIONE DEL GAS

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL:
2F	137	240
5D	68	103

Il caso in cui un innesco ritardato provochi un'esplosione in una nube gassosa che interessi il fronte del pontile è stato considerato nelle Scenario 7c.

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.5.

Irraggiamento Termico

L'irraggiamento termico derivante dall'accensione di una pozza di GNL è stato calcolato utilizzando FIRE2, la Tabella 1.C.21 presenta una sintesi dei risultati.

TABELLA 1.C.21
SCENARIO 1 - CALCOLO IRRAGGIAMENTO TERMICO DA POZZA

Condizioni Atmosferiche	Distanza ai Limiti Espressa in Metri Basata su Ricettori Localizzati a 3 Metri al di Sopra dell'Incendio								Velocità di combustione per m ² (kg/m ² s)	Durata Incendio (secondi)
	30 kW/m ²	12.5 kW/m ²	12 kW/m ²	9 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	1 kW/m ²		
2F	<12	16	16	18	20	22	27	42	0.080	14
5D	<15	16	16	18	19	22	25	39	0.082	13

Un'esposizione di 14 secondi ad un livello di irraggiamento superiore a 9 kW/m² provocherebbe ustioni cutanee superficiali.

Un'esposizione di 14 secondi ad un livello di irraggiamento superiore a 49 kW/m² corrisponde al 50% della dose letale.

Un'esposizione di 14 secondi a un livello di irraggiamento superiore a 47 kW/m^2 potrebbe provocare l'innesco pilotato di legna.

Si noti che nella realtà il personale sul pontile o sulla nave gasiera risulterebbe sostanzialmente protetto da un incendio.

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.5.

Effetti sulle Persone

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alla distanza tra:

- o il fronte del pontile e la banchina sull'adiacente molo Enichem (480 m);
- o il fronte del pontile e le palazzine uffici del complesso petrolchimico (> 1 km);
- o il fronte del pontile e la popolazione residenziale più vicina (> 2 km).

Lo Scenario 1 non rappresenta quindi ad alcun rischio gli occupanti delle palazzine uffici o la popolazione residenziale più vicina.

Al Pontile

Il contatto diretto con il GNL provocherebbe ustioni da congelamento. Inoltre, se la pozza derivante dalla fuoriuscita si incendiasse, ci sarebbe la possibilità che il personale presente all'esterno presso il fronte del pontile rimanga ferito. Tale personale dovrebbe comunque trovarsi molto vicino allo sversamento, mentre la nave e le strutture del pontile fornirebbero una notevole protezione.

Si è quindi ipotizzato che questo tipo di rilascio abbia il potenziale di provocare ferite, ma solo una probabilità molto bassa di provocare vittime.



Tiziana Seno

In Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori della distanza pari a 540 m tra il fronte del pontile e la costa. Questo scenario rappresenta quindi un rischio minimo internamente al sito.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alla distanza pari a 740 m fino al confine del deposito di stoccaggio. Questo scenario non ha quindi il potenziale per causare un cedimento dei serbatoi di stoccaggio carburante.

TABELLA 1.C.22
SCENARIO 1 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla Popolazione Esterna al Sito: - Aree residenziali più vicine - Banchina sul molo EniChem - Palazzine uffici	Nessuno Nessuno Nessuno
Effetto sui Serbatoi Deposito Carburante	Nessuno
Effetto sul Personale in Sito	Nessuno
Effetto sul Personale su Fronte del Pontile / Gasiera	Potenzialità di provocare ferite, probabilità molto scarsa di provocare vittime
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 1	Significativo

Scenario 2 - Rilascio di GNL dalla Tubazione di Invio Prodotto a Terra Durante le Operazioni di Scarico

Questo scenario comporta una perdita dalla linea del GNL che corre lungo il pontile mentre si stanno svolgendo le operazioni di scarico.

Si ipotizza che, grazie alla particolare struttura del pontile, sia assolutamente improbabile che l'impatto di una nave possa sviluppare un'energia tale da rompere la linea di collegamento a



terra. Date le circostanze è stato preso in considerazione una rottura di diametro pari a 25 mm quale caso rappresentativo per questo tipo di fuoriuscita. Si ritiene che la probabilità che questo tipo di rottura possa espandersi fino a causare un cedimento della tubazione sia trascurabile.

Con un foro di un diametro equivalente di 25 mm nella tubazione del GNL a 10 bar, una temperatura di 112 °K ed un carico di 1 m, la portata è pari a 8.3 kg/s (Advantica Technology, 2001).

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione del Gas

Questo tipo di fuoriuscita di materiale pressurizzato causerà la formazione di un getto, che potrà interagire o meno con il pontile o la superficie marina.

In questa sede vengono presentati i risultati relativi alle conseguenze di un getto orizzontale non ostacolato 2 m al di sopra del piano stradale del pontile. Sono stati utilizzati i modelli JINX2P e HAGAR per la dispersione dei gas per calcolare la distanza fino alle concentrazioni LFL e ½ LFL (si veda la Tabella 1.C.23). Per quanto riguarda la situazione dei venti è stata ipotizzata una rugosità del terreno adeguata per un vento che soffi sulla superficie del mare.

A causa dell'interazione con la superficie marina, il flusso di calore tra la superficie dell'acqua e la nube gassosa densa dipenderà dalle temperature relative dell'aria, del mare e della nube. Comunque è ragionevole ipotizzare che la distanza finale fino al limite inferiore di infiammabilità sarà di analogo ordine di grandezza di quella del caso che considera l'interazione con il terreno (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.23
SCENARIO 2 - CALCOLO DELLA DISPERSIONE DI GNL LIQUIDO

Condizioni atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL:
2F	91	239
5D	92	241

Sono possibili anche altri scenari di fuoriuscita, compresi i casi in cui la fuoriuscita viene ostacolata o diretta verticalmente verso il basso, causando la formazione di una pozza di GNL in espansione. I calcoli effettuati per alcuni di questi casi indicano che la distanza di dispersione è inferiore a 250 m e di conseguenza questi scenari vengono classificati entro la stessa categoria generale di gravità.

I risultati delle analisi sono riportati graficamente all'Allegato 1.C.6.

Irraggiamento Termico

L'irraggiamento termico derivante dall'incendio della nube e dal jet fire è stato calcolato utilizzando i modelli THRAN e TRAC. I risultati sono sintetizzati nella Tabella 1.C.24 (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.24
SCENARIO 2 - CALCOLO IRRAGGIAMENTO TERMICO DALLA NUBE E DA
JET FIRE

Condizioni atmosferiche	Distanza a incendi secondari (m)	Distanza in metri a:							
		Ustioni cutanee superfic.	Mortalità 1%	Mortalità 50%	Mortalità 99%	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	46	50	50	50	36	46	55	61	72
5D	42	39	36	30	24	42	50	55	64

I risultati delle analisi sono riportati graficamente all'Allegato 1.C.6.

Effetti sulle Persone

Al Pontile

Se la fuoriuscita è situata vicino al fronte del pontile il personale in questa zona potrebbe essere coinvolto.

In Sito

La superficie coperta dalla nube infiammabile corrisponde solo ad una sezione relativamente limitata della superficie complessiva del sito (meno del 9% se l'evento si verifica vicino all'estremità di terra del pontile, meno se l'evento si verifica a maggiore distanza dalla linea costiera). Questo tipo di fuoriuscita metterebbe comunque in pericolo eventuali dipendenti che si trovassero nelle immediate vicinanze.

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alle distanze tra:

- o il pontile GNL e le palazzine uffici del vicino complesso petrolchimico (670 m);
- o la distanza minore tra il pontile GNL e la banchina del molo EniChem (410 m);
- o il pontile GNL e la popolazione residenziale più vicina (> 2 km).

Questa fuoriuscita non espone quindi ad alcun rischio gli occupanti delle palazzine uffici, la banchina del molo EniChem o la più vicina popolazione residenziale.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

La distanza da incendi secondari è inferiore alla distanza tra qualsiasi punto sul pontile e il confine del deposito di stoccaggio (500 m). Questa fuoriuscita non ha quindi alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.25
SCENARIO 2 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo Enichem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Potenzialità di provocare ferite, scarsa probabilità di provocare vittime
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Potenzialità di provocare ferite, scarsa probabilità di provocare vittime
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 2	Significativo

Scenario 3a - Piccolo Rilascio in Pressione dalle Tubazioni di GNL in Sito

Si è ipotizzato un foro con diametro equivalente di 25 mm nella tubazione del GNL a 13 bar, una temperatura di 112 °K ed un carico di 40 m quale peggiore caso rappresentativo di rottura. E' stata determinata una portata di efflusso pari a 10 kg/s (Advantica Technology, 2001).

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione del Gas

Sono stati utilizzati i modelli JINX2P e HAGAR per la dispersione dei gas per calcolare la distanza fino alle concentrazioni LFL e ½ LFL (si veda Tabella 1.C.26). E' stata ipotizzata una rugosità del terreno adeguata per un vento che soffi su un'area edificata²⁰ (Advantica Technology, 2001).

²⁰ Rugosità del terreno 0.1m



TABELLA 1.C.26
SCENARIO 3A - CALCOLO DELLA DISPERSIONE DI GAS

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL.
2F	83	171
5D	67	109

Il caso di un'esplosione che si verifichi in una nube gassosa viene considerato quale scenario 7.

I risultati delle analisi sono riportati graficamente in Allegato 1.C.7.

Irraggiamento Termico

L'irraggiamento termico derivante dall'incendio della nube e del getto è stato calcolato utilizzando i modelli THRAN e TRAC. I risultati sono sintetizzati nella Tabella 1.C.27 (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.27
SCENARIO 3A - CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO TERMICO

Condizioni atmosferiche	Distanza da incendi secondari (m)	Distanza in metri a:							
		Ustioni cutanee superfic.	Mortalità 1%	Mortalità 50%	Mortalità 99%	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	46	50	50	50	36	50	59	65	77
5D	42	39	36	30	24	45	53	58	68

I risultati delle analisi sono riportati graficamente in Allegato 1.C.7.



Tiziana Pezzo

Effetti sulle Persone

Al Pontile

La distanza tra una qualsiasi fuoriuscita di GNL in sito ed eventuale personale presente sul fronte del pontile è sostanzialmente superiore alle distanze di pericolo.

Questa fuoriuscita comporta quindi un rischio minimo per il personale presente sul fronte del pontile.

In Sito

La superficie coperta dalla nube infiammabile corrisponde solo a una sezione relativamente limitata della superficie complessiva del sito (meno del 2%). Questo tipo di fuoriuscita metterebbe comunque in pericolo eventuali dipendenti che si trovassero nelle immediate vicinanze.

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alle distanze tra:

- o le tubazioni del GNL in sito e le palazzine uffici del vicino complesso petrolchimico (520 m);
- o le tubazioni in uscita dal serbatoio del GNL e la prevista banchina del molo EniChem (630 m);
- o le tubazioni del GNL in sito e la popolazione residenziale più vicina (> 2 km).

Questa fuoriuscita non espone quindi ad alcun rischio gli occupanti delle palazzine uffici, la banchina del molo EniChem o la più vicina popolazione residenziale.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

La distanza da potenziali incendi secondari è sostanzialmente inferiore alla distanza tra il confine del sito e il confine del deposito di stoccaggio. Questo rilascio non ha quindi alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.28
SCENARIO 3A - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Potenzialità di provocare ferite, scarso rischio di provocare vittime
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 3a	Minore / Riparabile

Scenario 3B – Grande Rilascio dalle Tubazioni di GNL in Sito

E' stata ipotizzata una velocità di fuoriuscita di $810 \text{ m}^3/\text{h}$ con una durata massima di 10 minuti. Questa fuoriuscita corrisponde alle specifiche per lo "sversamento di progetto" previste dalle norme USA per la progettazione di impianti GNL secondo lo Standard NFPA 59A (Advantica Technology, 2001).

Sono state prese in esame le conseguenze di una fuoriuscita contenuta. Si presuppone che il progetto preveda che le tubazioni del GNL siano in acciaio saldato e che tutte le valvole principali siano fornite di un qualche sistema di contenimento. Di conseguenza esiste solo un numero limitato di posti dove può verificarsi questo tipo di fuoriuscita e, per quanto riguarda l'impatto, si è ipotizzato che tutte le fuoriuscite vengano contenute a livello locale entro un'opera di contenimento con superficie di 200 m^2 , 250 m^2 o 300 m^2 .



Tiziana Nistri

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione del Gas

E' stato utilizzato il modello HAGAR per calcolare la dispersione del gas e le distanza a cui si raggiungono le concentrazioni LFL e $\frac{1}{2}$ LFL i risultati dell'analisi sono riportati nella Tabella 1.C.29. E' stata ipotizzata una rugosità del terreno pari a 0,1 m (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.29
SCENARIO 3b - CALCOLO DELLA DISPERSIONE DI GAS

Condizioni atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:			Distanza in metri a $\frac{1}{2}$ LFL:		
	Pozza da 200 m ²	Pozza da 250 m ²	Pozza da 300 m ²	Pozza da 200 m ²	Pozza da 250 m ²	Pozza da 300 m ²
2F	118	131	140	118	208	223
5D	91	97	100	150	164	167

Il caso di un'esplosione che si verifichi a seguito dell'innesco di una nube gassosa che investe una zona congestionata o circoscritta viene considerato nello Scenario 7 discusso nel seguito.

I risultati delle Analisi sono riportati graficamente all'Allegato 1.C.8.

Irraggiamento Termico

L'irraggiamento termico derivante dall'incendio di una pozza di GNL, è stato calcolato utilizzando il modello FIRE2. I risultati sono riportati nelle Tabelle 1.C.30, 1.C.31 e 1.C.32.



TABELLA 1.C.30
SCENARIO 3B - IRRAGGIAMENTO TERMICO DA UNA POZZA DI GNL DI
SUPERFICIE PARI A 200 METRI QUADRATI

Condizioni atmosferiche	Distanza da incendi secondari (m)	Distanza in metri a:							
		Ustioni cutanee superf.	Mortalità 1%	Mortalità 50%	Mortalità 99%	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	55	70	37	26	15	52	66	76	94
5D	57	70	39	30	19	52	64	73	89

TABELLA 1.C.31
SCENARIO 3B - IRRAGGIAMENTO TERMICO DA UNA POZZA DI GNL DI
SUPERFICIE PARI A 250 METRI QUADRATI

Condizioni atmosferiche	Distanza da incendi secondari (m)	Distanza in metri a:							
		Ustioni cutanee	Mortalità 1%	Mortalità 50%	Mortalità 99%	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	52	60	34	23	13	58	73	84	105
5D	53	60	36	27	16	58	71	81	99



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.32
SCENARIO 3B - IRRAGGIAMENTO TERMICO DA UNA POZZA DI GNL DI
SUPERFICIE PARI A 300 METRI QUADRATI

Condizioni atmosferiche	Distanza da incendi secondari (m)	Distanza in metri a:							
		Ustioni cutanee	Mortalità 1%	Mortalità 50%	Mortalità 99%	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	48	50	29	20	12	63	80	92	115
5D	49	50	32	23	14	64	78	89	109

I risultati delle Analisi sono riportati graficamente all'Allegato 1.C.8.

Effetti sulle Persone

Al Pontile

La distanza tra le tubazioni di uscita dal serbatoio di GNL in sito ed eventuale personale presente sul fronte del pontile è superiore alle distanze di pericolo.

Questa fuoriuscita comporta quindi un rischio minimo per il personale presente sul fronte del pontile.

In Sito

Se la fuoriuscita viene limitata entro una superficie di 300 m², la superficie del sito coperta dalla nube infiammabile corrisponde al 7% circa della superficie complessiva del sito.

L'ipotesi che il 100% delle fuoriuscite venga contenuto significa quindi che vi sono solo scarse probabilità di vittime.

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono inferiori alle distanze tra

- o le tubazioni del GNL in sito e le palazzine uffici del vicino complesso petrolchimico (520 m);



- o le tubazioni del GNL in sito e la popolazione residenziale più vicina (> 2 km);
- o le tubazioni in uscita dal serbatoio del GNL in sito e la prevista banchina del molo EniChem (630 m).

Questo rilascio non espone quindi ad alcun rischio gli occupanti delle palazzine uffici o la più vicina popolazione residenziale.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

La distanza dal rischio di incendi da 15 kW/m^2 è inferiore alla distanza tra le tubazioni di uscita dal serbatoio di GNL in sito e il confine del deposito di stoccaggio.

Questa fuoriuscita non ha quindi alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.

TABELLA 1.C.33
SCENARIO 3B - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

TARGET	EFFETTO
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Scarsa probabilità di provocare vittime
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 3b	Significativo

Scenario 4 Rilascio di Vapore dalle Tubazioni per il Controllo dei Gas di Evaporazione

Il tasso normale di evaporazione (boil-off) è di 0.82 kg/s (0.41 kg/s per serbatoio), con una temperatura appena al di sopra del punto di ebollizione del GNL. E' stata ipotizzata una rottura in una singola tubazione con diametro 0.2 m con conseguente fuoriuscita orizzontale a 2 m dal suolo (Advantica Technology, 2001).

Valutazione delle Conseguenza

Dispersione

La dispersione è stata studiata mediante il modello JINXTR ipotizzando una fuoriuscita orizzontale e vento proveniente dalla stessa direzione. Le distanze al LFL e a $\frac{1}{2}$ LFL sono riportate nella Tabella 1.C.34. Le Figure 1.C.1 e 1.C.2 mostrano il profilo del 5% per le due condizioni di vento esaminate (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.34
SCENARIO 4 - DISPERSIONE DALLE VALVOLE DI SICUREZZA DEL SERBATOIO
DI STOCCAGGIO GNL

Velocità del vento (m/s)	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a $\frac{1}{2}$ LFL:
2	37	74
5	22	72

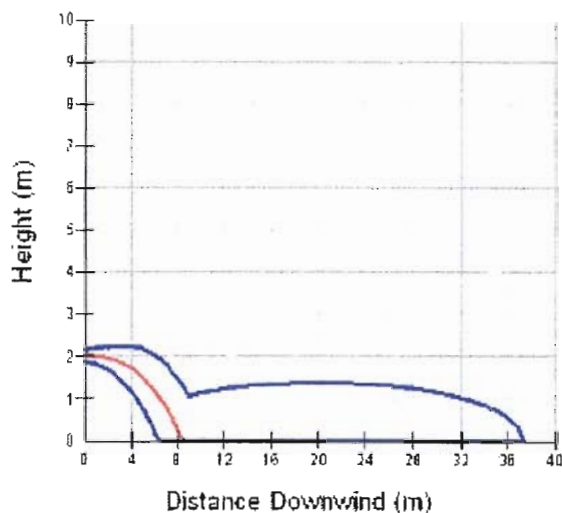


Figura 1.C.1 – Profilo LFL per Rilascio di Gas Freddo - Vento 2m/s

Legenda: Altezza (m)
 Distanza Sottovento (m)

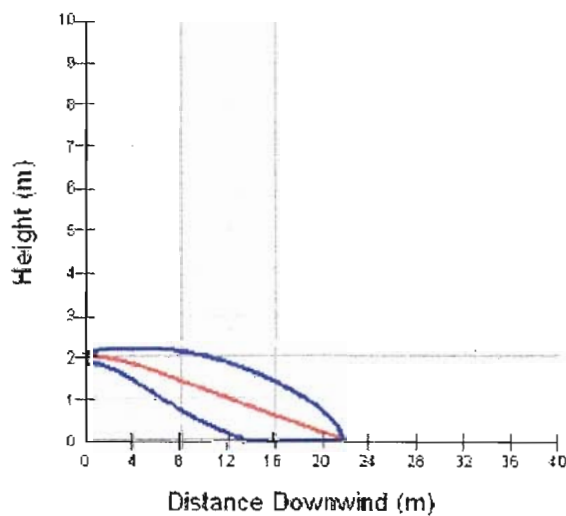


Figura 1.C.2 – Profilo LFL per Rilascio di Gas Freddo - Vento 5m/s

Legenda: Altezza (m)
 Distanza Sottovento (m)

Irraggiamento Termico

L'irraggiamento termico per questo tipo di fuoriuscita è stato calcolato utilizzando i modelli THRAN e DESC. I risultati sono riportati nella Tabella 1.C.35.

TABELLA 1.C.35
SCENARIO 4 - IRRAGGIAMENTO TERMICO

Condizioni atmosferiche	Distanza in metri a:					
	Incendi secondari	Ustioni cutanee	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	15	10	17	21	23	28
5D	15	11	16	19	20	24

I risultati delle analisi sono riportate graficamente nell'Allegato 1.C.9.

Effetti sulle Persone

Al Pontile

La distanza tra un'eventuale rilascio di gas di evaporazione in sito e il personale presente sul fronte del pontile è superiore alle distanze di pericolo. Questa fuoriuscita comporta quindi un rischio minimo per il personale presente sul fronte del pontile.

In Sito

La superficie coperta dalla nube infiammabile è limitata rispetto alla superficie complessiva del sito (meno dell'1%). Questa fuoriuscita esporrebbe quindi a un pericolo solo personale non protetto presente nelle immediate vicinanze della fuoriuscita stessa.

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alle distanze tra

- o le tubazioni dei gas di evaporazione in sito e le palazzine uffici del vicino complesso petrolchimico (520 m);
- o le tubazioni dei gas di evaporazione in sito e la banchina del molo EniChem (630 m);
- o la distanza dalla zona residenziale più vicina (> 2 km).

Questa fuoriuscita non comporta quindi alcun rischio per i gruppi di persone menzionati.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

La distanza da incendi secondari è sostanzialmente inferiore alla distanza tra il confine del sito per GNL e il confine del deposito di stoccaggio. Questa fuoriuscita non ha quindi alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.

TABELLA 1.C.36
SCENARIO 4 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Potenzialità di provocare ferite, probabilità molto scarsa di provocare vittime
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 4	Minore / Riparabile

Scenario 5 –Scarico dalle Valvole di Sicurezza sui Serbatoi di Stoccaggio GNL

Il caso peggiore ipotizzato è il caso di un roll over. Mentre il tasso normale di boil-off è pari a 0.41 kg/s per serbatoio, in caso di roll over è stato ipotizzato un tasso di boil-off pari a 41 kg/s (100 volte il tasso normale). Il numero di valvole di sicurezza in un serbatoio di GNL tipico è

variabile. In questo caso si è ipotizzato che vi siano installate sei valvole e che al massimo una di queste entra in funzione. Ogni valvola scarica verticalmente attraverso un tubo con diametro 8" ed opera a 250 mbar (Advantica Technology, 2001).

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione

Gli scarichi separati delle valvole di sicurezza vengono considerati conservativamente come una singola fonte equivalente (Advantica Technology, 2001).

Diametro equivalente: $\sqrt{5} \times 0.2 = 0.45$ m
Portata: 41 kg/s
Temperatura: 112 °K
Altezza del rilascio: 40 m

La Tabella 1.C.37 riporta i profili di dispersione previsti.

TABELLA 1.C.37
SCENARIO 5 - DISPERSIONE GNL DA VALVOLA DI SICUREZZA

Condizioni atmosferiche	Dispersione fino all'LFL:			Dispersione fino a ½ LFL:		
	Sottovento (m)	Verticale (m)	Raggio massimo (m)	Sottovento (m)	Verticale (m)	Raggio massimo (m)
2F	29	78	5	111	85	8
5D	27	64	4	93	71	7

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.10.



Irraggiamento Termico

La Figura 1.C.3 indica i profili di irraggiamento a livello del tetto del serbatoio, derivanti da un singolo sfiato acceso con vento di 5 m/s che soffia in direzione del serbatoio, ipotizzando che il punto di scarico si trovi 3 m al di sopra del tetto (Advantica Technology, 2001).

La Figura 1.C.4 indica i profili di irraggiamento a 2 m sopra il livello del terreno derivanti da un singolo sfiato acceso con vento di 5 m/s che soffia in direzione opposta al serbatoio.



Tiziana Pezzo

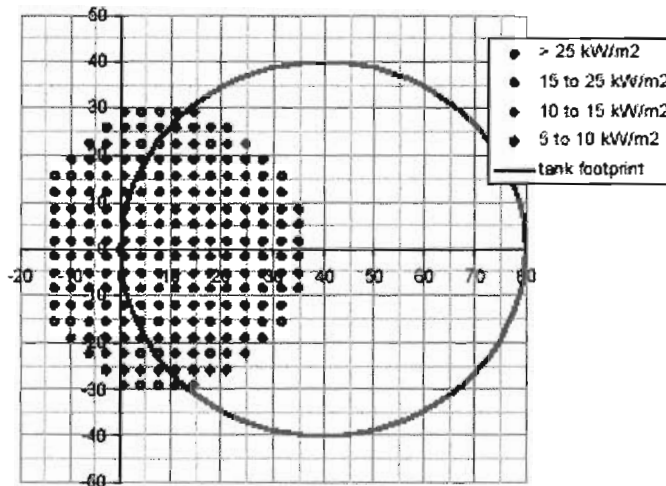


Figura 1.C.3 – Profili di Irraggiamento Termico sul Tetto del Serbatoio Dovuti all’Innesco di uno Sfiato di una Valvola di Sicurezza

Legenda: Perimetro del serbatoio.

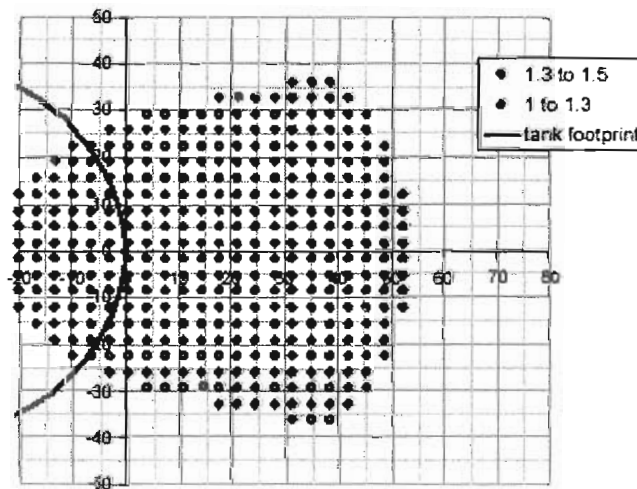


Figura 1.C.4 – Profili di Irraggiamento Termico a 2 m dal suolo Dovuti all’Innesco di uno Sfiato di una Valvola di Sicurezza

Legenda: Perimetro del serbatoio.

L'irraggiamento massimo a cui sarebbe esposto il personale a terra è di 1.5 kW/m^2 . A livelli così bassi di irraggiamento termico, il personale non protetto ha più di tre minuti per allontanarsi dall'area prima che insorgano ferite del tipo "ustioni cutanee".

Effetti sulle Persone

L'irraggiamento termico a livello del suolo non comporta pericoli per il personale che si trovi al pontile, in sito o esternamente al sito.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

Questa fuoriuscita non ha alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.

TABELLA 1.C.38
SCENARIO 5 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Nessuno
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 5	Nulle

Scenario 6 – Rilascio dalla Linea di Invio Gas ad Alta Pressione

La linea di uscita del gas ad alta pressione convoglia il gas verso la rete nazionale. La lunghezza delle tubazioni tra i vaporizzatori e l'uscita dal sito è di circa 100 m. La distanza tra l'uscita dal sito e il successivo posto di controllo nel sistema di trasmissione non è al

momento ancora definita. E' stato ipotizzato che la linea di uscita abbia un diametro di 0.762 m ed una pressione operativa di 80 bar.

Si è ipotizzato che il layout del sito e le procedure operative, che comporteranno ad esempio la limitazioni al transito di veicoli e gru in sito, consentano di affermare che un impatto con energia sufficiente a provocare una rottura delle tubazioni ad alta pressione sopra terra sia al massimo "assolutamente improbabile".

La valvola di isolamento del sito sarà protetta da impatti e da irraggiamento termico in modo da garantire che il suo funzionamento non venga compromesso da qualsiasi evento incidentale scatenante.

Nel caso in questione è stato considerato rappresentativo per questo tipo di rilascio un foro del diametro di 25 mm. Si ipotizza che il sezionamento della linea si verifichi entro 30 secondi e che la lunghezza della sezione isolata sia pari a non più di 200 m in totale. Si ipotizza inoltre che la probabilità che tale foratura possa espandersi fino a causare una rottura della tubazione sia trascurabile. Questa ipotesi potrà essere aggiornata in una fase successiva del progetto quando saranno disponibili specifiche più dettagliate riguardo alle tubazioni (Advantica Technology, 2001).

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione del Gas

Sono stati utilizzati i modelli PBREAK e JINX per calcolare la dispersione della fuoriuscita di un getto di gas naturale non innescato i risultati sono riportati nella Tabella 1.C.39 (Advantica Technology, 2001).



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.39
SCENARIO 6 - DISPERSIONE DEL GAS

Condizioni atmosferiche	Distanza all'LFL in metri		Distanza a ½ LFL in metri	
	Massima	Dopo 15 minuti	Massima	Dopo 15 minuti
2F	48	<10	106	16
5D	51	<10	110	18

Irraggiamento Termico

Le conseguenze di un rilascio innescato fuori terra sono state calcolate utilizzando il modello THRAN. E' stata ipotizzata una fuoriuscita orizzontale avente la stessa direzione di flusso del vento. I risultati sono sintetizzati nella Tabella 1.C.40 (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.40
SCENARIO 6 - DISTANZE IRRAGGIAMENTO TERMICO

Velocità del vento (m/s)	Distanza in metri a:					
	Incendi secondari	Distanza di fuga (mortalità 1%)	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2	68	70	81	92	101	118
5	72	70	83	93	101	116

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.11.

Effetti sulle Persone

Al Pontile

La distanza tra le tubazioni del gas ad alta pressione in sito e il personale presente sul fronte del pontile è superiore alle distanze di pericolo. Questa fuoriuscita comporta quindi un rischio minimo per il personale presente sul fronte del pontile.



In Sito

La superficie coperta dal profilo di mortalità dell'1% per l'irraggiamento termico è limitata rispetto alla superficie complessiva del sito (meno del 2%), e la tubazione ad alta pressione è separata dagli edifici occupati in sito. Questa fuoriuscita esporrebbe quindi a un pericolo solo il personale non protetto presente nelle immediate vicinanze del rilascio.

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alle distanze tra:

- o le tubazioni ad alta pressione in sito e le palazzine uffici del vicino complesso petrolchimico (320 m);
- o le tubazioni ad alta pressione in sito e la banchina del molo EniChem (900 m);
- o la distanza dalla zona residenziale più vicina (> 2 km).

Questa fuoriuscita non comporta quindi alcun rischio per i gruppi di persone menzionati.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

La distanza da incendi secondari è inferiore alla distanza tra il confine del sito e il confine del deposito di stoccaggio. Questa fuoriuscita non potrà quindi avere impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.41
SCENARIO 6 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Rischio di ferite, rischio molto scarso di vittime
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 6	Minore / Riparabile

Scenario 7 – Esplosioni

Le nubi di gas contenenti concentrazioni di metano tra il 5 ed il 15% in volume sono infiammabili. Se una nube infiammabile invade un'area confinata o congestionata esiste la possibilità che in caso di innesco si verifichi un'esplosione della nube stessa.

Le aree congestionate o confinate prese in esame sono le seguenti (Advantica Technology, 2001):

- o alloggiamento compressore scenario 7a – In quest'area circoscritta può accumularsi una miscela infiammabile in conseguenza di una perdita al suo interno (per esempio dalla rete di distribuzione del gas) o in conseguenza alla penetrazione di una nube gassosa sopraggiunta in seguito a un'abbondante fuoriuscita di GNL in un'altra zona;
- o struttura principale di sostegno delle tubazioni scenario 7b - In quest'area congestionata può accumularsi una miscela infiammabile in conseguenza di una fuoriuscita dalle sue tubazioni o in conseguenza di una grande nube sopraggiunta a seguito di un rilascio in un'altra area;



Tiziana Pezzo

- o fronte del pontile scenario 7c- In quest'area congestionata può accumularsi una miscela infiammabile in conseguenza di uno sversamento di GNL nell'area stessa (per esempio scenario 10 o in conseguenza di una nube sopraggiunta a seguito di un grande sversamento di GNL in un'altra area).

Valutazione delle Conseguenze Scenario 7a – Area Maggiormente Confinata Contenente Gas

I compressori dei gas di evaporazione (C-2401/2 A/B) sono installati in un apposito alloggiamento. Questa struttura chiusa ha lo scopo di proteggere i compressori dagli agenti atmosferici e di ridurre i livelli di rumorosità all'esterno. In base alle informazioni disponibili allo stato attuale questa struttura rappresenta l'area più circoscritta in sito che potenzialmente può contenere gas. Il perimetro dell'alloggiamento dei compressori misura 30 m x 15 m. Il progetto stabilisce la presenza di tre compressori, con la possibilità di un ampliamento ed aggiunta di un quarto compressore. E' stata utilizzata una banca dati dettagliata relativa a un'area analoga in un Terminale GNL esistente (dimensioni 35 m x 13 m x 9 m di altezza, contenente tre compressori). Le analisi effettuate da Advantica Technology nell'ambito di uno studio sulla sicurezza COMAH per un sito GNL nel Regno Unito, indicano che quest'area può essere fonte di una sovrappressione tra 130 e 450 mbar (a seconda del punto in cui ha origine l'ignizione) per una miscela stechiometrica gas naturale – aria. Ai fini del presente studio si è quindi ipotizzato cautelativamente che la sovrappressione che produce l'esplosione iniziale sia di 500 mbar. La Tabella 1.C.42 riporta la diminuzione della sovrappressione in campo aperto al variare della distanza, considerando un volume totale della struttura chiusa pari a 4,050 m³ (Advantica Technology, 2001).



DOTT. ING.
PEZZO
TIZIANA
N. 5729

Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.42
SCENARIO 7A - DIMINUZIONE DELLA SOVRAPPRESSIONE IN CAMPO APERTO

Distanza dai limiti dell'area (m)	Sovrappressione (mbar)
0	500
15	300
20	261
40	167
50	140
60	122
80	95
100	76
107	70
120	62
140	52
160	46
180	40
239	30

Valutazione delle Conseguenze Scenario 7b – Area Più Congestionata All'Aperto del Sito

In base alle informazioni attualmente disponibili, la struttura principale di sostegno delle tubazioni che collega le zone principali del sito rappresenta l'area all'aperto più congestionata²¹. Studi precedenti indicano che una sovrappressione da 100 a 150 mbar è ragionevolmente rappresentativa di un'esplosione in zone congestionate con pipe rack quali quelle presenti presso impianti di livellamento dei picchi nel Regno Unito o entro depositi di stoccaggio di GNL²². In assenza di informazioni di maggiore dettaglio si è quindi ipotizzata una sovrappressione alla fonte di 200 mbar (Advantica Technology, 2001).

²¹ Ciò dipende dalla dimensione e dalla struttura del pipe-rack; le altre zone altamente congestionate sono le unità dei vaporizzatori ad acqua di mare.

²² "Scaled Experiments to Study the Overpressure Generated by the Combustion of a Natural Gas-Air Cloud Engulfing a Realistic Pipe-Rack", PM Cronin e DM Johnson, MRS I 5423.



Il volume della nube di gas-aria che si sovrappone all'area della struttura di sostegno delle tubazioni contribuisce ad aumentare il potenziale esplosivo. La Tabella 1.C.43 riporta la diminuzione della sovrappressione in campo aperto per una serie di dimensioni diverse della nube che invade la struttura di sostegno delle tubazioni. Si noti che è stato ipotizzato che la struttura di sostegno delle tubazioni abbia un sezione trasversale di 3 m x 3 m e una lunghezza complessiva di oltre 500 m (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.43
 SCENARIO 7b - DIMINUZIONE DELLA SOVRAPPRESSIONE IN CAMPO APERTO

Distanza dai limiti dell'area (m)	Sovrappressione in mbar per esplosione che interessi un'area con pipe rack di lunghezza pari a:		
	100 m	200 m	500 m
0	200	200	200
12	140		
15		140	
20	116	127	140
40	78	92	108
46	70		
58		70	
60	56	69	86
80	45	54	70
100	37	45	58
120	31	38	50
126	30		
140	27	33	44
160	24	30	39
180	22	27	35
215			30

Valutazione delle Conseguenze Scenario 7c – Area sul Fronte del Pontile

Le prove raccolte da una serie di esperimenti effettuati con una rappresentazione in scala della zona di scarico del fronte di un pontile hanno permesso di ottenere un valore equivalente in

scala naturale pari a meno di 500 mbar per una miscela stechiometrica gas naturale/aria²³. Per il presente studio è stato quindi utilizzato il valore di 500 mbar. La Tabella 1.C.44 riporta la relazione tra distanza e sovrappressione in campo aperto, basata su un volume della zona congestionata pari a 180 m³ (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.44
SCENARIO 7c - DIMINUZIONE DELLA SOVRAPPRESSIONE IN CAMPO APERTO

Distanza dai limiti dell'area (m)	Sovrappressione (mbar)
0	500
5	300
18	140
20	128
40	66
60	43
80	32
85	30
100	25

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.12.

Effetti sulle Persone

Al Pontile

La distanza tra le due aree a terra esaminate e il fronte del pontile è sostanzialmente superiore alle distanze di pericolo. Eventuali esplosioni a terra (Scenari 7a e 7b) espongono quindi a rischi minimi il personale presente sul fronte del pontile. Qualsiasi esplosione nell'area del fronte del pontile ha la potenzialità di coinvolgere il personale presente solo in quell'area.

²³ Rapporto confidenziale distribuito ai partecipanti JIP, GRC R 1451.



Tiziana Pezzo

In sito

Scenario 7a - Alloggiamento Compressore

Interno – La distanza tra l'alloggiamento del compressore ed il magazzino (l'edificio occupato più vicino) è pari a 330 m, con conseguente sovrappressione presso tale edificio di meno di 40 mbar, corrispondente a una vulnerabilità degli occupanti dell'edificio pari a meno dell'1% per un edificio non resistente alle esplosioni. La Sala Controllo si trova a maggiore distanza.

Esterno – Il profilo del livello di mortalità dell'1% copre meno del 3% della superficie del sito.

Scenario 7b - Struttura di Sostegno delle Tubazioni

Interno – La distanza minore tra la struttura di sostegno delle tubazioni e l'edificio occupato più vicino (il magazzino) è di circa 30 m, con conseguente sovrappressione presso tale edificio tra 70 e 100 mbar, corrispondente a una vulnerabilità degli occupanti dell'edificio del 7% al massimo, ipotizzando una assenza di resistenza alle esplosioni. La sala di controllo si trova a maggiore distanza.

Esterno - All'esterno l'esplosione non produce il livello di mortalità dell'1%.

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alle distanze tra le zone delle esplosioni e le palazzine uffici, la banchina sul molo EniChem e l'area residenziale più vicina. Questi scenari non provocano quindi alcun rischio al di fuori del sito.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

La distanza fino a 40 mbar per tutti i casi considerati è inferiore alla distanza tra il confine del sito e il confine del deposito carburanti. Questa fuoriuscita non provoca quindi alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.45
SCENARIO 7 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito:	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Possibili vittime
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Potenzialità di provocare ferite
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 7	Significativo

Scenario 8 – BLEVE del Serbatoio del Condensatore

Il serbatoio del condensatore è un serbatoio isolato e sotto vuoto in cui i gas di evaporazione passano attraverso un volume di GNL. Questo tipo di serbatoio pressurizzato può essere soggetto a BLEVE se una fonte esterna di calore (quale un incendio) riscalda il serbatoio provocando un aumento della pressione interna e una diminuzione della resistenza del serbatoio stesso. Un BLEVE si verifica se lo sfiato attraverso le valvole di sicurezza non è sufficiente e se la pressione interna supera la resistenza del serbatoio, provocando una fireball (quando il contenuto si incendia) e un'onda d'urto dovuta all'esplosione del serbatoio. Si considera improbabile che questo evento possa verificarsi in un serbatoio in pressione contenente GNL, ma questo caso viene ugualmente preso in considerazione quale scenario relativo al caso peggiore.

Il serbatoio verticale del condensatore preso in considerazione presenta un diametro di 2.6 m e un'altezza di 5.25 m. Si ipotizza una pressione operativa di 10 bar per il serbatoio e che il serbatoio contenga 2 tonnellate di GNL (Advantica Technology, 2001).



Giuseppe Sensi

Valutazione delle Conseguenze

L'onda d'urto in campo aperto dovuta all'esplosione del serbatoio a 20 bar è stata calcolata utilizzando il modello BLEVE. I risultati sono riportati nella Tabella 1.C.46 (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.46
SCENARIO 8 - DIMINUZIONE DELLA SOVRAPPRESSIONE IN CAMPO APERTO

Distanza dal serbatoio (m)	Sovrappressione (mbar)
22	200
28	140
34	100
43	70
61	40
72	30
104	20
209	10

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.13.

Gli effetti dell'irraggiamento termico derivante dal fireball sono stati calcolati utilizzando i modelli FYRBL e DESC. I risultati sono riportati nella Tabella 1.C.47 (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.47
SCENARIO 8 - IRRAGGIAMENTO TERMICO

Distanza in metri a:						
Incendi secondari	Mortalità 1%	Ustioni cutanee	Raggio fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²
36	50	100	37	38	64	89



Gianluigi Pezzo

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.13.

Effetti sulle Persone

Al Pontile

La lunghezza del pontile è tale per cui un BLEVE del serbatoio del rcondensatore non può avere effetti sul personale presente sul fronte del pontile o sulla nave gasiera.

In Sito

La superficie coperta dal profilo dell'irraggiamento termico pericoloso copre solo una sezione limitata della superficie complessiva del sito (circa 7%). Il progetto implica che il più vicino edificio occupato in sito si trovi a più di 100 m dal serbatoio in questione.

Questa fuoriuscita ha quindi il potenziale per provocare ferite, ma la probabilità che ci siano vittime è scarsa.

Esternamente al Sito

La distanza tra il serbatoio del rcondensatore e le palazzine uffici, la banchina del molo Enichem e l'aera residenziale più vicina è superiore alla distanza di pericolo, e quindi questo tipo di incidente non espone ad alcun rischio gli occupanti degli edifici.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

La distanza che può provocare incendi secondari o sovrappressioni fino a 40 mbar è sostanzialmente inferiore alla distanza tra il confine del sito ed il confine del deposito carburanti. Questa fuoriuscita non provoca quindi alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.

TABELLA 1.C.48
SCENARIO 8 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito:	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante:	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Scarsa probabilità di vittime
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 8	Significativo

Scenario 9 – Rilascio Attraverso la Fiaccola

Il sito è stato progettato in modo da non rendere necessario lo sfiato e lo scarico attraverso una fiaccola durante la normale operatività. La fiaccola è stata prevista come sistema di smaltimento sicuro nel caso di malfunzionamento di altre apparecchiature. La Tabella 1.C.49 indica le fuoriuscite che possono essere indirizzate alla fiaccola. Si noti che l'ipotesi è basata su due serbatoi pieni da 160,000 m³, con densità del GNL pari a 440 kg/m³ e densità dei gas di evaporazione pari a 1.8 kg/m³ (Advantica Technology, 2001).



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.49
PORTATE RILEVANTI SCARICATE IN FIACCOLA

Fonte	Quantità	Portata Massica	
Boil-off normale	0.05% di GNL al giorno	$160,000 \cdot 2 \cdot (0.05/100) \cdot [1/(24 \cdot 60 \cdot 60)] \cdot 440 =$	0.8 kg/s
Boil-off durante scarico della nave	10,000 m ³ /h di vapori	$10,000 \cdot [1/(60 \cdot 60)] \cdot 1.8 =$	5.0 kg/s
Flusso massimo attraverso un vaporizzatore singolo	394 m ³ /h di GNL	$394 \cdot [1/(60 \cdot 60)] \cdot 440 =$	48.0 kg/s

I limiti dell'irraggiamento termico previsti da UNI EN 1473 vengono indicati per quanto riguarda il "flusso normale" e il "flusso massimo", dove:

- o per "flusso normale" si intendono i gas di evaporazione provenienti dai serbatoi più i gas di evaporazione prodotti durante le operazioni di scarico dalla nave;
- o per "flusso massimo" si intendono i gas di evaporazione prodotti durante le operazioni di scarico più il flusso attraverso un vaporizzatore.

In conseguenza di quanto sopra i calcoli sono stati effettuati con portate di 6 kg/s e 53 kg/s. Si è ipotizzato che il diametro equivalente dello sbocco della fiaccola sia di 27" (0.686 m) e che lo sbocco della fiaccola (flare tip) sia ad altezza di almeno 40 m.

Per quanto riguarda i valori di irraggiamento termico ammissibili a causa della fiaccola si è fatto riferimento ai valori presentati nella UNI EN 1473, valori che non includono l'irraggiamento solare e che sono riportati nel seguito:

- o alla base della fiaccola in una zona ristretta dove sono presenti operatori addestrati, unicamente presenti per la manutenzione:
 - in condizioni normali 5 Kw/m²;
 - in condizioni di emergenza 9 Kw/m²;
- o strade a spazi aperti:
 - in condizioni normali 3 Kw/m²;



- in condizioni di emergenza 5 Kw/m²;
- o serbatoi ed apparecchiature di processo:
 - in condizioni normali 1.5 Kw/m²;
 - in condizioni di emergenza 5 Kw/m²;
- o sala controllo, officine, laboratori, magazzini, edifici amministrativi:
 - in condizioni normali 1.5 Kw/m²;
 - in condizioni di emergenza 5 Kw/m².

Valutazione delle Conseguenze

Dispersione del Gas

Il modello JINX è stato utilizzato per calcolare la distanza a LFL e a ½ LFL per le due portate nel caso in cui la fiaccola sia spenta. I risultati sono riportati nella Tabella 1.C.50 (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.50
SCENARIO 8 - DISPERSIONE GAS DALLA FIACCOLA

Portata (kg/s)	Condizioni atmosferiche	Distanza all'LFL:			Distanza a ½ LFL:		
		Sottovento (m)	Verticale (m)	Raggio massimo (m)	Sottovento (m)	Verticale (m)	Raggio massimo (m)
6	2F	23.3	51.1	2.3	45.1	54.4	3.2
	5D	29.5	47.1	1.9	55.4	49.4	2.6
53	2F	19.6	84.9	4.8	46.8	95.3	7.8
	5D	17.9	68.3	4.5	48.5	76.9	7.1



Tiziana Pezzo

Irraggiamento Termico

La Tabella 1.C.51 riporta l'irraggiamento termico risultante dalla fiaccola accesa calcolato utilizzando THRAN (Advantica Technology, 2001).

TABELLA 1.C.51
SCENARIO 9 - IRRAGGIAMENTO DA FIACCOLA

Portata (kg/s)	Condizioni atmosferiche	Altezza ottimale ricevitore (m)	Irraggiamento massimo (kW/m ²)	Distanza in metri a:			
				9 kW/m ²	6 kW/m ²	3 kW/m ²	1.5 kW/m ²
6	2F	10	3.4	-	-	21	67
	5D		4.1	-	-	40	63
53	2F	0	4.4	-	-	72	139
	5D		4.2	-	-	79	127
	2F	2	4.7	-	-	76	142
	5D		4.5	-	-	82	130
	2F	10	5.8	-	45	91	156
	5D		6.2	-	60	90	136

I risultati dell'analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.14.

Effetti sulle Persone

L'irraggiamento termico a livello del suolo non comporta rischi per il personale presente in sito, fuori dal sito o sul pontile.



Tiziana Pezzo

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

L'irraggiamento termico all'altezza dei serbatoi di stoccaggio sarà sostanzialmente inferiore a 15 kW/m^2 e questa fuoriuscita non ha quindi alcun impatto sui serbatoi di stoccaggio carburante.

TABELLA 1.C.52
SCENARIO 9 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Nessuno
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 9	Nulle

Scenario 10 – Perdita di GNL sul Ponte della Nave Gasiera

Questo scenario rappresenta un evento durante il quale si verifica una piccola fuoriuscita di GNL sul ponte della nave gasiera.

Valutazione delle Conseguenze

Pozza di GNL

E' stato utilizzato il modello LSMS per determinare la dimensione della pozza formata dal rilascio. I risultati sono riportati nella Tabella 1.C.53 (Advantica Technology, 2001).



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.53
SCENARIO 10 - DETERMINAZIONE POZZA GNL

Condizioni atmosferiche	Diametro massimo della pozza (m)
2F	4.0
5D	3.9

Dispersione del Gas

La Tabella 1.C.54 riporta i risultati del modello HAGAR per la dispersione dei gas densi utilizzato per calcolare la distanza fino al LFL e a $\frac{1}{2}$ LFL. E' stata ipotizzata una rugosità del terreno adeguata per un vento che soffi sulla superficie del mare senza ostacoli significativi²⁴.

TABELLA 1.C.54
SCENARIO 10 - CALCOLO DELLA DISPERSIONE DI GAS

Condizioni atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a $\frac{1}{2}$ LFL:
2F	106	203
5D	78	119

Il caso in cui un innesco ritardato provochi un'esplosione in una nube gassosa che interessi il fronte del pontile è stato considerato nello scenario 7c.

Irraggiamento Termico

L'irraggiamento termico derivante dall'accensione di una pozza di GNL è stato calcolato utilizzando FIRE2. I risultati sono riassunti nella Tabella 1.C.55.

²⁴ Scarsa rugosità del terreno pari a 0.0001 m.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.55
SCENARIO 10 - IRRAGGIAMENTO TERMICO

Condizioni atmosferiche	Distanza in metri basata su ricevitori ottimali a 2 m al di sopra dell'incendio			
	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2F	11	14	15	19
5D	11	13	15	17

La durata complessiva dell'incendio dovrebbe essere pari a 30 o 40 secondi.

I risultati dell'analisi sono riportati graficamente nell'Allegato 1.C.15.

Effetti sulle Persone

Esternamente al Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alla distanza tra:

- o la gasiera e la banchina sull'adiacente molo Enichem (~480 m);
- o la gasiera e le palazzine uffici del complesso petrolchimico (> 1 km);
- o la gasiera e la popolazione residenziale più vicina (> 2 km).

Questa fuoriuscita non espone quindi ad alcun rischio gli occupanti delle palazzine uffici o la popolazione residenziale più vicina.

Sulla Nave Gasiera

Il contatto diretto con il GNL provocherebbe ustioni da congelamento. Inoltre, se la pozza derivante dalla fuoriuscita si incendiassero, ci sarebbe la possibilità che il personale presente all'esterno sulla nave gasiera rimanga ferito. Tale personale dovrebbe comunque trovarsi



molto vicino allo sversamento, mentre la nave e le strutture del pontile fornirebbero una notevole protezione. Si è quindi ipotizzato che questo tipo di fuoriuscita sia tale da provocare ferite, ma solo una probabilità molto scarsa di provocare vittime.

In Sito

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori della distanza pari a 540 m tra il fronte del pontile e la costa. Questa fuoriuscita determina quindi un rischio minimo internamente al sito.

Effetti sul Deposito Stoccaggio Carburante

Le distanze di pericolo sono sostanzialmente inferiori alla distanza pari a 740 m fino al confine del deposito di stoccaggio. Questa fuoriuscita non causa quindi un cedimento dei serbatoi di stoccaggio carburante.

TABELLA I.C.56
SCENARIO 10 - SINTESI DEGLI EFFETTI E CLASSIFICAZIONE

Target	Effetto
Effetti sulla popolazione esterna al sito	
- Aree residenziali più vicine	Nessuno
- Banchina sul molo EniChem	Nessuno
- Palazzine uffici	Nessuno
Effetto sui serbatoi deposito carburante	Nessuno
Effetto sul personale in sito	Nessuno
Effetto sul personale su fronte del pontile / gasiera	Nessuno
Classificazione delle Conseguenze per lo Scenario 10	Nulle



Girone Sans

1.C.1.6.2.2.7 Classificazione del Rischio

La classificazione del rischio è stata fatta sulla base di quanto indicato dalla norma UNI EN1473. In particolare la UNI EN1473 classifica i rischi mediante la seguente classificazione:

- o non accettabile;
- o accettabile se si dimostra che il rischio è stato ridotto al livello più basso ragionevolmente ottenibile (ALARP);
- o accettabile.

La classificazione dei rischi per il personale presente in sito è riportata nella matrice di rischio riportata nella Figura 1.C.5.



		Classificazione delle conseguenze				
		5 Nulle	4 Minori/ Riparabili	3 Significative	2 Serie	1 Catastrofiche
Classe di probabilità	6* Non quantificabile					
	5* Totalmente improbabile					
	4 Estremamente raro			8		
	3 Raro		6			
	2 Possibile	5, 9	4	2, 3b, 7		
	1 Frequente		3a	1, 10		
	Rischio non accettabile. Misure migliorative riguardanti i processi, le procedure e le apparecchiature devono essere adottate al fine di ridurre le conseguenze o la frequenza dell'evento.					
	Rischio in area ALARP. Occorre dimostrare che i rischi sono stati ridotti al loro livello più basso ragionevolmente ottenibile.					
	Rischio accettabile.					
*	Gli eventi che rientrano in questi intervalli di frequenza non sono stati presi in esame nel presente studio.					

Figura 1.C.5 - Determinazione dei Livelli di Rischio Associati agli Scenari Incidentali



Tiziana Pezzo

Degli 11 scenari di rilascio considerati, nessuno rientra nella categoria "non accettabile", 4 rientrano nella categoria "accettabile" mentre i rimanenti 7 si possono classificare come "accettabili se si dimostra che il rischio è stato ridotto al livello più basso ragionevolmente ottenibile".

Nessuna delle distanze di pericolo calcolate per gli scenari di rilascio in sito previsti quali "eventi base di progetto" dispongono del potenziale per avere un impatto sulla base della Marina Militare, sulla Città di Brindisi, sulle palazzine degli uffici o sulla banchina del molo EniChem.

Le analisi effettuate consentono di affermare quanto segue:

- o nessuna delle distanze di pericolo calcolate per gli ipotetici scenari di rilascio presso il sito considerati credibili (definiti in questo caso come eventi ricorrenti con una frequenza superiore a $1.0 \text{ E-}06$ eventi/anno), è tale da avere un impatto sui centri popolati presso la base della Marina Militare, la città di Brindisi, il fronte del molo EniChem o le palazzine degli uffici nella zona industriale adiacente;
- o in base alle informazioni attualmente disponibili, la distanza che separa il terminale e la prevista zona di stoccaggio carburante della Marina Militare è sufficiente per garantire che un eventuale rilascio presso il Terminale GNL non provocherà rotture dei serbatoi presenti nella prevista zona di stoccaggio carburante della Marina;
- o i rischi a cui sono esposti i lavoratori presso il sito sono ben chiari e possono essere gestiti applicando procedure progettuali e operative corrette e assicurandosi che vengano prese tutte le misure adeguate per garantire che i rischi connessi si mantengano al livello più basso ragionevolmente ottenibile;
- o in base alle analisi di una serie di ipotetici scenari di incidenti al di fuori del sito, riportate al Paragrafo 1.C.1.4 utilizzando le informazioni attualmente disponibili, si può ipotizzare che un incidente presso l'attuale complesso petrolchimico o la prevista area di stoccaggio carburanti della Marina Militare non abbia il potenziale per provocare il cedimento di alcuno dei componenti principali degli impianti del Terminale GNL.



Tiziana Pezzo

Per quanto riguarda gli aspetti connessi alla movimentazione delle navi al porto lo studio effettuato ha condotto alle seguenti conclusioni (Eagle Lyon Pope, 2001).

Nel Porto di Brindisi fanno scalo attualmente circa 4250 navi all'anno, la maggior parte delle quali sono traghetti passeggeri. Il porto ha in programma un'espansione delle operazioni relative al traffico passeggeri e container ed un aumento dello sviluppo industriale nel suo settore esterno. Il porto presenta un ambiente marittimo favorevole, con previsioni di tempi di attesa minimi dovuti a condizioni meteorologiche sfavorevoli. In base alle informazioni ambientali recepite durante l'effettuazione dello studio preliminare (Eagle Lyon Pope, 2001) ciò si verificherebbe per circa 2% - 3% dell'anno. L'allineamento ottimale per il fronte della banchina per GNL secondo lo studio (Eagle Lyon Pope, 2001) è in direzione 326° (T) - 146° (T).

La valutazione dei rischi marittimi che potrebbero interessare le attività delle navi gasiere a Brindisi indica una probabilità di incidenti inferiore alla frequenza storica di incidenti che hanno coinvolto navi gasiere in altre aree portuali. Malgrado la frequenza di rischio di incidente per una nave gasiera al Terminale GNL al Porto di Brindisi sia stimata inferiore alla frequenza "media" storica allo scopo di mitigare i rischi si possono prevedere le seguenti misure (Eagle Lyon Pope, 2001):

- o adozione di adeguate procedure di movimentazione delle navi gasiere;
- o definizione di un'area di rispetto attorno alla gasiera ormeggiata;
- o effettuazione di programmi di addestramento del personale addetto alle operazioni di assistenza alle gasiere.



1.C.1.7 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI

BG Italia considera elemento prioritario nello sviluppo dei progetti la salute e la sicurezza di tutti gli operatori interessati sia in fase di realizzazione di un impianto che in fase di esercizio, accanto alla protezione dell'ambiente. La politica nel campo della sicurezza e della protezione dell'ambiente da parte BG Italia riguarda tutte le fasi che portano alla realizzazione di un impianto: progettazione, esecuzione, installazione, commissioning ed esercizio dell'impianto al fine di garantire i più elevati livelli di sicurezza, salute e protezione ambientale (HSE) (Si veda Paragrafo 1.D.1.11).

BG Italia adotterà un Sistema di Gestione della Sicurezza.

Si prevede quindi che sia elaborato:

- o Manuale del Sistema di Gestione della Sicurezza;
- o un documento relativo alla Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti;
- o una serie di procedure aziendali specifiche per la gestione della sicurezza.

1.C.1.7.1 Dispositivi di Blocco e di Allarme

Il terminale sarà dotato di un sistema di intercettazione in emergenza (Emergency Shut Down, ESD, System) che sarà integrato con il sistema di controllo dell'impianto e con l'impianto di rivelazione incendi e costituirà il sistema di controllo e sicurezza integrato (Integrated Control and Safety System) del terminale. Ogni sistema ESD sarà costituito da un sistema di controllo, da strumentazione e da valvole di intercettazione monitorati e controllati da un sistema a logica integrata elevata (high integrity logic system). Nella Sala Controllo del Terminale saranno installati dei pulsanti manuali destinati ad attivare lo shut down in emergenza degli impianti. I pulsanti di attivazione manuale saranno installati in un pannello di controllo destinato a tale scopo. Ogni pulsante consentirà l'isolamento di ogni sezione di impianto (Bechtel, 2002).

Il sistema ESD sarà localizzato all'interno della Sala Controllo del Terminale e sarà corredato di tutti i sistemi e delle logiche necessarie a garantire che un guasto singolo all'interno del

sistema di controllo non possa comportare un'indisponibilità ad operare dello stesso. In fase di progettazione di dettaglio sarà definito il posizionamento nell'area di impianto di pulsanti manuali di ESD.

Le logiche di ESD oltre ad attivare i sistemi di intercettazione segnaleranno a sala controllo i relativi allarmi visivi e sonori.

La logica che sarà seguita nel progetto comporterà tre livelli di shut down:

- o livello 1 - totale shutdown del terminale;
- o livello 2 - shutdown di una unità di processo;
- o livello 3 - shutdown di apparecchiatura.

Le funzioni di ESD saranno definite in base agli standard di riferimento del progetto ed alla raccomandazioni relative alla protezione dell'impianto dai rischi che saranno sviluppate durante l'analisi di operabilità dell'impianto (HAZOP Study) che sarà effettuata in fase di progettazione di dettaglio.

In accordo alle raccomandazioni SIGTTO, Society of International Gas Tanker & Terminal Operators, sarà installata una connessione standard tra la nave gasiera ed il terminale che consenta la comunicazione durante un'emergenza. Il sistema sarà predisposto per consentire un ESD al sistema di scarico del GNL.

Il sistema di shut down a seguito di un'attivazione di emergenza dovrà garantire che tutte le sezioni del processo che possono essere interessate dall'emergenza siano sezionate ed isolate. Analogamente non agirà su sezioni, parti di impianto che non possono essere interessate dall'evento iniziatore dell'emergenza.

Il sistema sarà progettato in modo da (Bechtel, 2002):

- o garantire che possa essere provato senza fermare le operazioni;
- o garantire la ridondanza delle logiche di controllo in modo da assicurare che un guasto singolo non possa rendere il sistema inefficiente;



Tiziana Pezzo

- o che la strumentazione di controllo necessaria a verificare i parametri di processo ed attivare il sistema ESD sia indipendente dalla strumentazione di controllo dell'impianto;
- o che i segnali fuori dal normale set operativo siano segnalati mediante allarme visivo ed acustico alla sala controllo;
- o che i circuiti e gli attuatori delle valvole ESD siano del tipo fail safe (energizzati durante normale funzionamento e de-energizzati in emergenza);
- o che gli attuatori ed i cavi siano protetti e localizzati anche tenendo conto della possibile caduta di parti o pezzi.

La configurazione delle valvole ESD sarà tale che a seguito di guasto dell'attuatore si portino in condizioni di sicurezza. Le valvole localizzate in aree esposte al rischio di incendio saranno adeguatamente protette dall'esposizione ad un incendio (Si veda Paragrafo 1.D.1.7). I bracci di scarico alla piattaforma saranno dotati di valvole di intercettazione del tipo a sconnessione rapida in accordo alle guida OCIMF.

Le tubazioni di ricezione GNL, invio GNL a vaporizzazione e spedizione gas naturale in rete saranno dotate di valvole di intercettazione di emergenza (Emergency Shutdown Valve, ESDV). L'intercettazione delle valvole potrà essere a comando remotizzato manuale e/o a comando automatico.

1.C.1.7.2 Accorgimenti per Prevenire i Rischi Dovuti ad Errori Umani

Le precauzioni che British Gas adotterà allo scopo di prevenire e ridurre gli incidenti connessi ad errori umani saranno le seguenti:

- o adeguata selezione del personale;
- o utilizzo di istruzioni operative e di manuali operativi dell'impianto;
- o addestramento periodico del personale;
- o cartellonistica di sicurezza ed operativa;



Tiziana Pezzo

- o aggiornamento periodico del personale;
- o effettuazione di riunioni periodiche di sicurezza.

1.C.1.7.3 Precauzioni e Coefficienti di Sicurezza Adottati nella Progettazione delle Strutture

I criteri di progettazione e di realizzazione del terminale sono rivolti alla riduzione delle possibili perdite e rilasci di prodotto all'esterno. L'obiettivo essenziale per la sicurezza di un Terminale GNL consiste nel prevenire perdite di contenimento e la fuoriuscita incontrollata di sostanze potenzialmente pericolose. Nella progettazione e nell'esercizio dell'impianto sono e saranno adottate misure atte a prevenire guasti che potrebbero provocare fuoriuscite pericolose e che garantiscano la minimizzazione dei possibili effetti risultanti. Le misure adottate comprenderanno la prevenzione degli incidenti, possibile tramite l'uso di standard di progettazione rigorosi ed evitando possibili fonti di guasti, sistemi di rilevamento delle perdite e di isolamento, meccanismi intrinseci di protezione passiva, come distanze e schermi utili per ridurre le conseguenze e limitare i danni; misure di protezione attiva come lance erogatrici, manichette e mezzi di spegnimento mobili (BG Italia, 2001a).

Terremoto

Sulla base dell'analisi effettuata per l'area di Brindisi (riportata al Paragrafo 1.C.1.3.2) ai fini della progettazione di base, per l'area del progetto si possono considerare appropriate una accelerazione OBE (Operating Base Earthquake) di 0.075 g per suolo roccioso e compatto ed una classificazione sismica UBC-2A (British Gas Italia, 2001).

Fulmini

Secondo quanto richiesto dalla UNI EN 1473 le seguenti installazioni saranno protette contro i fulmini:

- o serbatoi e loro accessori;
- o i bracci di scarico;
- o gli edifici.



Incendi

Il terminale sarà dotato di impianti di rilevazione e protezione incendi, le strutture esposte al rischio di incendio saranno protette mediante fire proofing (Si veda Paragrafo 1.D.1.7).

1.C.1.8 PRECAUZIONI PROGETTUALI E COSTRUTTIVE

1.C.1.8.1 Criteri di Progettazione degli Impianti Elettrici, della Strumentazione e degli Impianti di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche

Il terminale sarà soggetto in fase di progettazione di dettaglio alla classificazione dei luoghi pericolosi, tale classificazione viene effettuata considerando la possibile presenza di atmosfere infiammabili. I luoghi o aree pericolosi sono distinte in zone in funzione della frequenza di occorrenza attesa di tali atmosfere infiammabile. Le apparecchiature saranno classificate in accordo ai principi dello standard NFPA 59A. La metodologia utilizzata per la classificazione delle aree sarà secondo la norma IEC 60079-10.

Ogni zona sarà inoltre classificata in accordo alla norma IEC 60079-0 in funzione del tipo di gas presente nei gruppi (IIA, IIB o IIC) e della classe di temperatura (da T1 a T6). La classificazione dei gas e la classe di temperatura per i gas e vapori derivanti dai fluidi principalmente presenti al terminale è riportata nella seguente tabella (Bechtel, 2002).

TABELLA 1.C.57
GRUPPO O CLASSE DI TEMPERATURA

Sostanza Infiammabile	Area	Classificazione
Metano	Impianti di processo	IIA, T1
	Gas alla fiaccola	IIA, T1
	Serbatoi GNL	IIA, T1
Gasolio	Serbatoio di stoccaggio generatore di emergenza	Non soggetto a classificazione
	Serbatoi di stoccaggio gasolio per alimentare il motore della pompa antincendio diesel	Non soggetto a classificazione

Nella progettazione di dettaglio si garantirà che locali ed edifici non soggetti a classificazione dei luoghi pericolosi ed in particolare:

- o Sala Controllo;
- o sale quadri elettrici;
- o edifici normalmente presidiati;

siano mantenuti in sovrappressione dall'impianto di condizionamento e/o ventilazione.

Le apparecchiature elettriche installate nelle aree classificate saranno definite adeguatamente in accordo alla IEC 60079-10 e certificate da un'autorità riconosciuta a livello internazionale (Ad esempio BASEFA o PTB) (Bechtel, 2002). Tutte le apparecchiature meccaniche installate nell'ambito di zone classificate saranno isolate termicamente in modo che non possano presentare punti caldi e saranno protette contro l'accumulo di cariche elettrostatiche in modo da evitare che possano diventare sorgenti di ignizione (Bechtel, 2002).

La protezione contro i fulmini secondo quanto indicato dalla UNI EN 1473 sarà conforme a codici e/o norme appropriate quali ad esempio: UTE 17100, NF C 17 100 e NF C 15 100.

1.C.1.8.2 Criteri di Progettazione Sistemi di Scarico Pressioni per Recipienti di Processo, Serbatoi e Tubazioni

Sistemi di sicurezza saranno previsti a protezione di tutte le apparecchiature che possono presentare un rischio di sovrappressione interna. Tali dispositivi riguarderanno apparecchiature di processo e parti di impianto che possono essere intercettate in emergenza e possono presentare sovrappressioni a causa di fenomeni di espansione termica dei fluidi contenuti. Gli scarichi delle valvole di sicurezza dai vaporizzatori saranno convogliati alla fiaccola.

I sistemi di protezione da sovrappressione saranno progettati seguendo gli standard applicati nell'industria petrolchimica e tenendo conto delle condizioni climatiche locali. Tutti i sistemi di sfiato (vent) ed il sistema fiaccola saranno progettati in accordo alla API RP 520 Parte I, II e all'API RP 521 (Bechtel, 2002).



Tutti i serbatoi in pressione saranno protetti contro eventuali sovrappressioni. Ove sarà necessario garantire l'operatività degli impianti saranno installate delle valvole di sicurezza ridondate, dotate di adeguati sistemi di interblocco in modo da garantire che le necessarie valvole di sicurezza siano sempre in servizio.

Secondo quanto richiesto dalla UNI EN 1473 le diverse portate degli effluenti gassosi che saranno considerate nel dimensionamento del circuito di evaporazione di ciascun serbatoio di stoccaggio e per le valvole limitatrici della pressione sono presentate nella seguente Tabella 1.C.58.



TABELLA 1.C.58
DEFINIZIONE DELLE PORTATE DI RIFERIMENTO - EFFLUSSI GASSOSO DA
SERBATOI DI STOCCAGGIO GNL SECONDO APPENDICE B UNI EN 1473

Denominazione	Descrizione
V_T - Apporto Calorico	La portata massima di evaporazione V_T di un serbatoio dovuta ad un apporto calorifico durante un funzionamento normale.
V_L - Riempimento	Il riempimento di un serbatoio di GNL crea un effetto pistone. La portata volumetrica di gas V_L che ne consegue deve essere considerata uguale alla portata volumetrica massima di riempimento del serbatoio.
V_O - Sovrariempimento	Nel caso di possibile sovrariempimento con conseguente traboccamento di GNL nello spazio anulare del serbatoio, si considera la vaporizzazione istantanea.
V_F - Vaporizzazione Istantanea al Riempimento	La vaporizzazione istantanea al riempimento è dovuta a: <ul style="list-style-type: none">- riscaldamento del GNL dovuto al pompaggio;- all'ingresso di calore proveniente dalle tubazioni durante lo scarico;- al raffreddamento delle pareti del serbatoio quando il livello del GNL nel serbatoio aumenta;- al rimescolamento con il GNL già stoccato;- ad una vaporizzazione istantanea che avviene quando la temperatura del GNL sotto pressione immessa nel serbatoio, prima dell'espansione, è maggiore di quella del punto di ebollizione del liquido alla pressione del serbatoio.
V_R - Ricircolazione di GNL Mediante Pompa Immersa	Rappresenta la portata di evaporazione provocata dalla ricircolazione interna del GNL mediante la più grossa pompa immersa.
V_A - Variazione della Pressione Atmosferica	Una diminuzione della pressione atmosferica comporta un'efflusso gassoso provocato dall'espansione dei vapori nella volta del serbatoio al quale si aggiungono i vapori dovuti al surriscaldamento del liquido.
V_V - Guasto della Valvola di Regolazione	Il guasto di una valvola di regolazione può comportare un aumento della portata di vapore (es. aumento della velocità di riempimento o apertura intempestiva di una valvola rompivuoto).
V_I - Apporto di Calore Durante un Incendio	Il tasso di evaporazione durante incendio si determina supponendo che l'apporto di calore venga immediatamente utilizzato per vaporizzare il fluido non considerando l'effetto dei sistemi antincendio ad acqua.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.C.58
DEFINIZIONE DELLE PORTATE DI RIFERIMENTO - EFFLUSSI GASSOSO DA
SERBATOI DI STOCCAGGIO GNL SECONDO APPENDICE B UNI EN 1473

Denominazione	Descrizione
V _D - Aspirazione del Fluido	L'aspirazione del liquido deve essere compensata da apporti gassosi allo scopo di evitare depressioni.
V _C - Aspirazione dei Compressori	L'evaporazione naturale che si produce nei serbatoi, viene regolarmente evacuata dai compressori. Anche se il sistema è regolato occorre considerare la possibilità di una pressione negativa provocata dai compressori.
V _B - Basculamento	Evaporazione dovuta al basculamento (rollover).

1.C.1.8.3 Scarichi Funzionali

In generale un Terminale GNL è considerato un impianto a basso inquinamento. Le fonti di possibili emissioni inquinanti sono rappresentate dalla fiaccola, dalla preparazione delle apparecchiature per la manutenzione e dal generatore diesel di emergenza. La fiaccola viene usata solo in situazioni diverse dall'esercizio normale, che si stima riguardi un totale di circa 50 ore all'anno; pertanto le emissioni derivanti dal suo funzionamento sono molto limitate. Durante l'esercizio normale non sono previste altre emissioni, tranne quelle fugaci, poiché tutto il metano proveniente da boil-off sarà recuperato mediante compressori. Nel caso in cui tutti i compressori siano fuori servizio, qualsiasi perdita di gas naturale a bassa pressione sarà raccolta e convogliata in un sistema apposito di sfiato. Solo lo sfiato di emergenza dalle metaniere verrà diretto verso gli sfiati atmosferici. Durante il normale esercizio non vi saranno emissioni rilevabili in atmosfera (BG Italia, 2001a).

Gli eventuali sfiati ad alta pressione potrebbero essere causati dalla compressione del boil-off o dalle sezioni di erogazione di GNL rigassificato del processo, oppure dalle valvole termiche di sicurezza nel caso in cui una sezione risulti bloccati e debba sfiatare una sovrappressione. Gli sfiati ad alta pressione verranno convogliati verso un sistema apposito. I collettori di sfiato a bassa ed alta pressione si riuniranno a monte del separatore di condensa e confluiranno alla fiaccola. La fiaccola sarà progettata e posizionata in modo tale che la velocità e l'altezza di rilascio del metano siano sufficienti per garantire che il personale e le attrezzature del Terminale non siano esposte a radiazioni termiche pericolose. Basandosi su



un funzionamento della fiaccola di circa 50 ore all'anno, le emissioni di inquinanti nell'aria sono così stimate (BG Italia, 2001a):

TABELLA 1.C.59
EMISSIONE INQUINANTI DA FIACCOLA

Agente Inquinante	6 Milioni di Tonnellate per Anno (carico massimo di sfiato 200 t/h)	
	(kg/h)	(t/anno)
COV (Composti Organici Volatili) ²⁵	1000	50
NO _x	430	21.5
CO	1660	83

Piccole fughe di metano saranno minimizzate scegliendo opportunamente valvole, flange e sistemi di campionatura, oltre che osservando le regole di una buona manutenzione ed esercizio.

1.C.1.8.4 Controllo delle Valvole di Sicurezza

Le valvole saranno installate in modo da essere adeguatamente controllate e provate in accordo alla normativa vigente.

1.C.1.8.5 Norme di Progettazione Tubazioni

Le condotte per il trasporto del gas saranno progettate in accordo alla norma ASME B31.8 "Sistemi di Trasporto e Distribuzione Gas".

²⁵ Le emissioni di COV sono calcolate in base ad un'efficienza di distruzione e rimozione del 99.5 %. Le emissioni di NO_x e CO sono state stimate usando coefficienti tratti da "Technical Guidance Package for Chemical Sources: Flare Sources", pubblicata dalla Texas Natural Resource and Conservation Commission, Novembre 1994.

1.C.1.8.6 Protezione da Azioni di Sostanze Corrosive

Tutte le superfici metalliche delle apparecchiature, delle tubazioni e delle strutture saranno protette contro la corrosione mediante verniciatura, realizzata tenendo conto delle atmosfere saline ed aggressive (UNI EN 1473).

Tutti gli elementi metallici sotterranei saranno protetti contro la corrosione mediante rivestimenti ed una protezione catodica appropriata in conformità a codici o norme appropriate (UNI EN 1473).

Le strutture metalliche immerse totalmente o parzialmente in acqua saranno protette adeguatamente in particolare all'interfaccia protezione catodica/pittura.

Le condotte di invio/trasporto gas naturale ad alta e media pressione saranno protette da un sistema di corrente catodica impressa, che servirà di back up al rivestimento esterno anticorrosione. Il sistema di rivestimento esterno potrà essere in FBE (Epoxy) o in 3LPE (polietilene a 3 strati) (BG Italia, 2001a).

1.C.1.8.7 Deposito di Sostanze Corrosive

Le sostanze chimiche presenti al terminale saranno in quantità necessaria all'esercizio degli impianti. Saranno adeguatamente depositate in aree ben definite, le sostanze acide, saranno separate dalle basiche, la pavimentazione sarà adeguata, eventuali sversamenti saranno adeguatamente raccolti, nei pressi saranno presenti le necessarie protezioni per il personale (Paragrafo 1.D.1.10.1).

1.C.1.8.8 Sovrappessori di Corrosione

Le reti saranno progettate in modo da impedire qualsiasi rischio di perdita dovuto a corrosione o vaiolatura durante la vita dell'impianto. La scelta dei materiali e le tolleranze di corrosione saranno definite durante la progettazione di dettaglio in funzione delle condizioni di funzionamento ed ambientali (presenza di cloruri o di composti solforati ed azotati) (UNI EN 1473).



Tiziana Pezzo

1.C.1.8.9 Controllo delle Apparecchiature per Sostanze Corrosive

Tutte le apparecchiature che saranno installate al terminale saranno realizzate e collaudate in accordo alle norme vigenti. In funzione del tipo di fluido e delle condizioni di progetto saranno eseguiti i controlli delle saldature e degli spessori delle apparecchiature interessate.

1.C.1.8.10 Sistemi di Blocco

I sistemi di blocco presenti al terminale si divideranno in:

- o sistemi meccanici diretti;
- o sistemi di blocco elettro-strumentali.

I sistemi meccanici interverranno direttamente sulle macchine o sugli organi in movimento con accorgimenti previsti dai fornitori/costruttore delle macchine stesse.

I sistemi di blocco elettro-strumentali interverranno mediante sensori che superati valori di soglia "definiti target", agiranno automaticamente su sistemi predisposti per la messa in sicurezza degli impianti e delle apparecchiature.

I sistemi di blocco interverranno allo scopo di evitare anomalie di impianto quali ad esempio sovrappressioni, sovratemperature, sovravelocità allo scopo di evitare che tali anomalie possano degenerare dando luogo a possibili condizioni di degrado/pericolo per l'impianto. I sistemi saranno progettati secondo quanto indicato al Paragrafo 1.C.1.7.1 precedente.

I sistemi di blocco saranno costituiti da:

- o sistemi di attivazione costituiti da soglie elettroniche (fine corsa, pressure switch);
- o sistema di gestione che riceve i segnali, li elabora e trasferisce i risultati dell'elaborazione ai sistemi di attuazione;
- o sistemi di attuazione che realizzano sull'impianto quanto richiesto dalle logiche di blocco (valvole a solenoide che azionano valvole di intercettazione o di sfogo, relè che arrestano od avviano motori elettrici collegati a compressori, pompe).



Tiziana Pezzo

Il dettaglio dei blocchi che saranno installati sull'impianto sarà elaborato in una fase di progetto più avanzata. Una volta progettato in dettaglio e realizzato l'impianto tutti i sistemi di blocco degli impianti saranno periodicamente controllati e testati.

1.C.1.8.11 Precauzioni per i Luoghi Chiusi

Le aree dove si possono sviluppare gas infiammabili sono sostanzialmente localizzate all'aperto. Il terminale sarà soggetto in fase di progettazione di dettaglio alla classificazione dei luoghi pericolosi come indicato al Paragrafo 1.C.1.8.1.

1.C.1.8.12 Ventilazione dei Fabbricati

Il terminale sarà dotato dei seguenti edifici:

- o Sala Manovra e Laboratorio;
- o Manutenzione/Magazzino;
- o Quadri Elettrici di Comando;
- o Amministrazione;
- o Portinerie;
- o Terminale Marino.

Tutti gli edifici ed i locali saranno adeguatamente ventilati e condizionati se necessario.

1.C.1.8.13 Precauzioni Contro Urti di Veicoli

I serbatoi saranno protetti da muretti/recinzioni atte ad evitare urti accidentali.

Tutti i percorsi tubazioni saranno sviluppati in zone protette dalla possibilità di essere danneggiati da normali mezzi mobili.

L'eventuale accesso di mezzi mobili quali ad esempio mezzi di sollevamento sarà procedurato e controllato da personale d'impianto.



1.C.1.8.14 Sistemi di Rilevamento

Il terminale sarà dotato di sistemi di rivelazione tali da attivare allarmi in presenza di una perdita di GNL, di gas naturale e segnalare la presenza di fumo o fiamme in caso di principio di incendio. In particolare in accordo alla UNI EN 1473 il terminale sarà dotato di:

- o rivelatori di gas infiammabili;
- o rivelatori di rilascio GNL o del freddo;
- o rivelatori di incendio.

L'impianto viene descritto al Paragrafo 1.D.1.10.1



1.D.1 SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI SISTEMI DI CONTENIMENTO O PREVENZIONE

1.D.1.1 SOSTANZE EMESSE

La sostanza prevalentemente movimentata all'interno del Terminal GNL di Brindisi sarà gas naturale liquefatto e gas naturale gassoso. Il gas naturale risulta un gas infiammabile, in caso di incendio si ha sostanzialmente a seguito della combustione l'emissione di: anidride carbonica, vapore acqueo, monossido di carbonio. L'anidride carbonica normalmente presente nell'aria con una concentrazione pari a circa 300 ppm equivalenti a 540 mg/m^3 (NIOSH, 1997) è un gas asfissiante, in caso di incendio di elevata entità potrebbe generare effetti di asfissia nei soggetti che si trovano sotto vento e non possono portarsi in condizioni di sicurezza. La concentrazione IDLH²⁶ indicata dal National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) è pari a 40,000 ppm, equivalente a $72,000 \text{ mg/m}^3$. Il vapore acqueo in quanto tale non presenta effetti particolari. Il monossido di carbonio è un gas estremamente tossico caratterizzato da TLV-TWA²⁷ pari a 35 ppm, equivalenti a 40 mg/m^3 (NIOSH, 1997), ed ha effetti di tossicità acuta, la concentrazione IDLH indicata da NIOSH è pari a 1200 ppm, equivalenti a 1380 mg/m^3 .

1.D.1.2 EFFETTI INDOTTI SU IMPIANTI AD ALTO RISCHIO DA INCENDIO E ESPLOSIONE

La discussione degli eventi incidentali interni al Terminale GNL è riportata al Paragrafo 1.C.1.6.

²⁶ IDLH, Immediately Dangerous to Life and Health: concentrazione tossica fino alla quale un individuo sano, in seguito all'esposizione di 30 minuti, non subisce danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive.

²⁷ TLV-TWA Threshold Limit Value - Time Weighted Average: concentrazione media a cui può essere esposto un operatore per otto ore al giorno e per 40 ore settimanali senza subire danni alla salute.

Si osserva comunque quanto segue:

- o gli incendi di pozza non raggiungono valori superiori ai 37.5 kW/m² (soglia di danneggiamento alle strutture) restano sostanzialmente all'interno delle unità;
- o la formazione di nubi esplosive è spesso impossibile per la mancanza di confinamento delle nubi stesse. Sono state comunque effettuate alcune analisi discusse al Paragrafo 1.C.1.6.

Il terminale sarà dotato dei sistemi di rivelazione gas, incendi e fughe di GNL connessi al sistema di allarme integrato con il sistema di intercettazione di emergenza (ESD) presentato nel Paragrafo 1.D.1.10.1. Le azioni di emergenza saranno organizzate mediante un Piano di Emergenza Interno (Paragrafo 1.D.1.11).

1.D.1.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

Il terminale sarà progettato allo scopo di contenere eventuali sversamenti di GNL, idrocarburi e sostanze chimiche ed impedire la contaminazione del terreno e delle acque.

I serbatoi di stoccaggio GNL saranno del tipo a doppia parete a contenimento totale in accordo alla norma UNI EN 1473, serbatoi di questo tipo non richiedono ulteriori bacini di contenimento. Sistemi di raccolta eventuali sversamenti saranno installati a servizio dei bracci di carico, delle pompe e delle tubazioni di trasferimento GNL.

I serbatoi destinati allo stoccaggio di liquidi infiammabili saranno dotati di bacino di adeguate dimensioni atti a contenere eventuali sversamenti accidentali.

Tutte le aree attorno ad apparecchiature contenenti sostanze chimiche saranno dotate di adeguata pendenza a indirizzare eventuali sversamenti verso la più vicina area di contenimento definita comunque in modo da non incrementare il livello di rischio nei confronti di altre apparecchiature (Bechtel, 2002).



1.D.1.4 MANUALI OPERATIVI

La progettazione e realizzazione del terminale comporterà la redazione di un Manuale Operativo. Il manuale operativo includerà tutte le procedure operative necessarie alla buon esercizio degli impianti e dei sistemi presenti al terminale.

1.D.1.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA

L'impianto sarà dotato della necessaria segnaletica di sicurezza in accordo a quanto richiesto dal D.L.vo. 493/96.

Saranno installati i necessari cartelli di: sicurezza e di salute sul luogo di lavoro, di divieto (ad esempio vietato fumare ed usare fiamme libere, divieto di accesso alle persone non autorizzate), di avvertimento (ad esempio gas infiammabili, liquidi infiammabili, bassa temperatura), di prescrizione (ad esempio ad indossare i necessari Dispositivi di Protezione Individuale), di salvataggio e soccorso (ad esempio segnalazione vie di fuga ed uscite di emergenza).

Tutte le attrezzature antincendio presenti saranno colorate in rosso, collocate in posizioni visibili ed adeguatamente segnalate (Si veda il Disegno D'Appolonia No. 03-307-M06-00, incluso negli Allegati 1.D.2).

1.D.1.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

Al terminale non saranno normalmente presenti fonti di rischio mobili.

1.D.1.7 MISURE PER EVITARE CEDIMENTI CATASTROFICI

I supporti in acciaio possono perdere la loro resistenza piuttosto rapidamente quanto riscaldati a temperature tra 450°C e 580°C. Oltre ai supporti ed alle strutture di sostegno, anche i sistemi di alimentazione potenza e le apparecchiature critiche di controllo dell'impianto a seguito di un incendio possono perdere la loro funzionalità e divenire non operative. Allo scopo di proteggere le strutture in acciaio ed i cavi dall'azione di eventuali incendi saranno messe in opera protezioni passive in accordo ai requisiti API 2218.



La protezione saranno effettuate allo scopo di:

- o prevenire il collasso di strutture, di parti o di apparecchiature di processo che possono comportare rischi per il personale, o a seguito del cedimento della struttura alimentare eventuali incendi;
- o prevenire il collasso di strutture che possono provocare danni a apparecchiature adiacenti, in particolare se queste possono comportare ulteriori rischi;
- o mantenere l'integrità delle apparecchiature critiche di controllo, come ad esempio le valvole di intercettazioni di emergenza (emergency shutdown and isolation valve) installate allo scopo di mantenere l'impianto in condizioni di sicurezza e intercettare l'alimentazione di sostanze combustibili all'impianto.

Lo standard API 2218 definisce le apparecchiature che devono essere considerate come apparecchiature a rischio di incendio, Fire Potential Equipment, FPE, e definisce le aree intorno a queste come aree esposte al fuoco, Fire Exposed Envelopes, FEE.

Le aree FEE si estendono a distanze definite da ogni parte considerata FPE generalmente da 6 a 9 metri in orizzontale e da 6 a 12 metri in verticale, a seconda della severità stimata del rischio.

All'interno delle aree designate FEE si prevede che sia applicata la protezione passiva sui supporti in acciaio nel seguente modo:

- o per le strutture di processo a più livelli, il livello più in basso fino al primo piano includendone il pavimento, la protezione al fuoco sarà di due ore;
- o per apparecchiature del tipo free-standing (ad esempio serbatoi e apparecchiature principali) la protezione dei supporti (ad esempio selle, skirt) sarà di due ore.

Parti in acciaio installate solo per ridurre il carico del vento sulle strutture non si richiede vengano protette mediante protezioni passive. La durata al fuoco delle protezioni sarà definita sulla base della curva UL1709 o BS 476 Parte 20.



Tiziana Pezzo

Cavi di controllo destinati a controllare azioni di emergency shutdown, di rivelazione gas o incendi a gli attuatori delle valvole installati entro aree esposte a rischi di incendio saranno protetti adeguatamente. Le protezioni garantiranno la funzionalità per 20 minuti, tempo che si stimerà sufficiente a permettere le azioni di intercettazione/controllo in emergenza. Le protezioni non saranno installate sui cavi IEC 331 perché non necessarie.

Per quanto riguarda l'edificio controllo, i locali (shelters) contenenti apparecchiature e le sottostazioni che si potranno considerare normalmente occupate da personale o che ospiteranno apparecchiature di controllo necessarie ad effettuare operazioni di shut down saranno progettate allo scopo di garantire adeguata protezione da eventuali irraggiamenti termici o onde di sovrappressione dovute ad esplosioni allo scopo di:

- o assicurare la protezione del personale presente nell'edificio;
- o garantire il controllo dell'impianto durante un eventuale incidente per un tempo adeguato ad effettuare le operazioni di messa in sicurezza (shut down).

Il progetto degli edifici e dei locali in fase di progettazione di dettaglio sarà effettuato sulla base dei risultati degli studi di irraggiamento termico e delle sovrappressioni previste.

Come minimo la resistenza al fuoco degli edifici normalmente occupati sarà pari a un'ora. Le pareti e le porte interne avranno almeno una resistenza di 30 minuti.

1.D.1.8 SISTEMI DI PREVENZIONE ED EVACUAZIONE IN CASO DI INCENDIO

I sistemi di prevenzione incendi si esplicano mediante l'adozione di misure di carattere impiantistico e misure di carattere operativo e procedurale. Le misure di carattere impiantistico rientrano nell'applicazione degli standard di progetto sia per le parti meccaniche che per le parti elettriche (Bechtel, 2002).

Come requisiti di progetto tutte le aree di impianto, le apparecchiature e gli edifici saranno studiate e definite in modo da garantire le vie di uscita. Nell'Allegato 1.D.1 sono presentati due planimetrie che riportano la localizzazione delle vie di fuga, i percorsi esterni e le uscite



dai principali edifici. In generale ogni area sarà dotata di due vie di fuga. Vie di fuga singole potranno esserci solo per brevissimi percorsi che conducano ad altre vie di fuga o da serbatoi in pressione/apparecchiature elevate dove non è possibile o non porterebbe a sostanziali benefici realizzare una via di fuga alternativa.

Gli edifici saranno dotati di almeno due vie di fuga da ogni parte dell'edificio distante almeno 12 metri da ogni via di fuga che conduce all'esterno o a scale o corridoi protetti aventi cioè una resistenza al fuoco di almeno 30 minuti.

Stanze e locali all'interno di edifici saranno dotati di due uscite quando questi richiedano un percorso superiore a 12 metri per uscire all'esterno. Le uscite che porteranno ad altre stanze o corridoi dovranno presentare percorsi inferiori a 25 metri. L'uscita da strutture o apparecchiature localizzate all'interno di shelters dovranno essere poste ad una distanza massima di otto metri.

Le vie di fuga negli edifici e nelle aree di impianto, includendo le strutture dovranno avere una larghezza di almeno 1 m, ed una altezza non inferiore a 2.15 m. Le porte sulle vie di fuga potranno al minimo avere una ampiezza di 0.8 m ed una altezza di 2 m. Le scale lungo vie di fuga dovranno avere una ampiezza pari ad almeno 1 m.

Ogni via di fuga dovrà essere facilmente accessibile, libera da ostruzioni e ben identificata. Ogni via sarà dotata di adeguata illuminazione e mantenuta in ordine. Eventuali corrimano o parti presenti lungo le vie di fuga non dovranno ridurre l'ampiezza dei percorsi. Tutte le porte installate lungo le vie di fuga dovranno essere facilmente aperte e non potranno essere bloccate se non da elementi frangibili (frangible elements). Tutte le porte dovranno essere illuminate dal sistema di illuminazione di emergenza. Le porte a cardine apriranno nella direzione della via di fuga. Le porte aprendo verso l'esterno non dovranno ridurre l'ampiezza delle vie di fuga (Bechtel, 2002).

Le misure di carattere operativo e procedurali riguarderanno l'elaborazione di procedure per l'avviamento, il controllo e la fermata delle operazioni al terminale. Le procedure da seguire in caso di emergenza saranno riportate nel Piano di Emergenza del Terminale (Paragrafo 1.D.1.11.6).



Tiziana Pezzo

1.D.1.9 RESTRIZIONE PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI

L'accesso al terminale sarà consentito solo al personale addetto. Il terminale sarà dotato di una recinzione di sicurezza doppia, con un corridoio di 10 metri tra la prima recinzione interna e la seconda, esterna. La recinzione esterna sarà installata almeno a 15 metri all'interno del limite della proprietà British Gas.

Sono state definite due portinerie, destinate al controllo dell'accesso al terminale ed al Pontile GNL. Entrambe le portinerie saranno localizzate nell'angolo Sud Occidentale dell'area.

Il terminale sarà dotato di un sistema di sorveglianza mediante un sistema di televisione a circuito chiuso (Bechtel, 2002).

Allo scopo di controllare l'accesso al terminale sarà elaborata una procedura di accesso.

Permessi di Lavoro

Una volta realizzato il terminale qualsiasi intervento di costruzione, montaggio o manutenzione da effettuare all'interno dovrà essere preventivamente autorizzato attraverso l'emissione di un permesso di lavoro scritto. A tale proposito saranno redatte adeguate procedure che regoleranno l'emissione dei permessi di lavoro nonché le relative precauzioni da adottare.

1.D.1.10 MISURE CONTRO L'INCENDIO

1.D.1.10.1 Descrizione dell'Impianto Antincendio e delle Attrezzature di Sicurezza e Protezione Personale

Impianto Antincendio

L'impianto antincendio sarà costituito essenzialmente da (Bechtel, 2002):

- o riserva di stoccaggio acqua antincendio;
- o stazione di pompaggio acqua antincendio;
- o rete di distribuzione acqua antincendio;



- o impianti di spegnimento fissi ad acqua;
- o impianti di spegnimento fissi a gas estinguenti;
- o impianti di spegnimento fissi a polvere chimica;
- o impianto di spegnimento semifissi;
- o estintori;
- o impianti di rivelazione gas, incendi e impianti di allarme;
- o pannello di controllo.

La riserva acqua antincendio sarà costituita da un serbatoio cilindrico verticale (D-3301) della capacità di circa 1,300 m³ (la stima della capacità di stoccaggio è preliminare). Il serbatoio sarà alimentato dalla rete di distribuzione acqua dolce al terminale, il serbatoio sarà dimensionato per alimentare la richiesta di acqua antincendio per il maggiore scenario di incendio credibile, per almeno due ore di intervento. Il dimensionamento della riserva sarà verificato in fase di progettazione di dettaglio (Bechtel, 2002).

La stazione di pompaggio acqua antincendio sarà costituita da due pompe una azionate da motore elettrico ed una da motore diesel, ognuna della capacità di 568 m³/ora (la stima della portata è preliminare), pressione di mandata pari a 10 barg e da due pompe di pressurizzazione della rete P-3301A/B che manterranno la rete normalmente alla pressione di circa 4 barg. La portata delle pompe antincendio sarà verificata in fase di progettazione di dettaglio. L'abbassamento della pressione nella rete a seguito dell'attivazione di un impianto antincendio provocherà la partenza della prima pompa principale antincendio. Se dopo un certo tempo di funzionamento la pressione in rete non supererà i 6 barg, si avrà la partenza della seconda pompa antincendio (Bechtel, 2002).

La rete di distribuzione acqua antincendio costituirà essenzialmente un anello che distribuirà acqua antincendio a tutte le aree del terminale. Dalla rete saranno alimentati idranti, monitori e gli impianti fissi ad acqua. Il dimensionamento dell'anello sarà effettuato in modo che la velocità dell'acqua all'interno delle tubazioni non sia superiore a 3 m/s nei tratti in cui sia possibile un flusso bidirezionale.

L'anello sarà protetto da danni meccanici e ove possibile sarà interrato. La stazione di pompaggio sarà e la rete idranti sarà progettata in accordo a norme internazionali (NFPA 20, NFPA 24).

La rete sarà sezionata mediante valvole installate alla radice delle connessioni principali e ad distanze massime di 300 metri sull'anello principale in modo da poter intercettare la rete in parti e poter effettuare interventi di manutenzione senza mettere tutto l'impianto fuori servizio. Le valvole di sezionamento saranno installate entro pozzetti di ispezione adeguatamente drenati saranno operabili da fuori terra ed avranno un indicatore di posizione.

Impianti di spegnimento fissi ad acqua del tipo water spray saranno previsti a protezione di (Bechtel, 2002):

- o apparecchiature installate sul tetto dei serbatoi di stoccaggio GNL;
- o tubazioni in uscita dai serbatoi di stoccaggio GNL;
- o pompe alta pressione GNL;
- o pompe media pressione GNL;
- o ricondensatore.

Gli impianti di spegnimento saranno progettati in accordo allo Standard NFPA 15. Si prevedono che gli impianti garantiscano le seguenti densità di scarica (Bechtel, 2002):

- o apparecchiature installate sul tetto dei serbatoi di stoccaggio GNL: 3 litri/minuto/m², per le pompe 20 litri/minuto/m²;
- o tubazioni in uscita dai serbatoi di stoccaggio GNL: 2.84 litri/minuto/m²;
- o pompe alta pressione GNL: 20.4 litri/minuto/m²;
- o pompe media pressione GNL: 20. 4 litri/minuto/m²;
- o ricondensatore: 10.2 litri/minuto/m².

Le apparecchiature protette con impianto ad acqua saranno dotate di adeguato impianto automatico di rivelazione incendi. In generale potranno essere installati a tale scopo dei



rivelatori a cavo termosensibile. L'attivazione dell'impianto ad acqua sarà attivata (Bechtel, 2002):

- o automaticamente dal quadro di controllo antincendio su segnale di rivelazione incendi;
- o manualmente da pulsante di comando disposto alla Sala Controllo del terminale;
- o manualmente in campo agendo sulla valvola di controllo dell'impianto ad acqua.

Le valvole di controllo/attivazione degli impianti ad acqua (water spray system control valves) saranno installate su strutture di montaggio adeguate (skid) in posizione facilmente accessibile, ad almeno 15 metri di distanza dall'apparecchiatura protetta. Le valvole di controllo saranno protette contro possibili danni meccanici derivanti dal movimento di veicoli e dall'irraggiamento termico durante in condizioni di emergenza in modo da consentire comunque l'avvicinamento alle valvole durante un'emergenza.

Impianti di spegnimento ad acqua del tipo sprinkler saranno previsti a protezione degli edifici manutenzione ed officina. Gli impianti saranno progettati in accordo allo Standard NFPA 13. Sarà installato un impianto del tipo a cortina d'acqua intorno alla piattaforma (testa del pontile), lungo il pontile e le vie di fuga. L'impianto sarà progettato allo scopo di proteggere il personale nel caso di incendio di GNL e di controllare la dispersione dei vapori di GNL.

Impianti fissi ad estinguente gassoso saranno installati a protezione dei seguenti locali:

- o sale quadri;
- o falso pavimento all'interno della sala controllo²⁸;
- o cabina di controllo al pontile.

²⁸ La sala controllo non si prevede sia protetta da impianto automatico a gas estinguente perché sarà costantemente presidiata 24 ore su 24.

Il tipo di gas estinguente utilizzato sarà definito in fase di progettazione di dettaglio e potrà essere anidride carbonica o estinguente del tipo clean agent in accordo allo standard NFPA 2001 ed alle raccomandazioni dell'EPA.

Impianto fisso a polvere chimica sarà previsto a delle valvole di sicurezza disposte sui serbatoi di stoccaggio GNL. Nel caso in cui uno degli sfiati delle valvole prenda fuoco il sistema a polvere chimica (dry chemical snuffing system) inietterà la polvere nella tubazione terminale della valvola di sicurezza.

Gli idranti saranno del tipo fuori terra disposti lungo l'anello di distribuzione acqua antincendio ad intervalli di 60 metri l'uno dall'altro, la posizione degli idranti è indicata negli Allegati 1.D.2 (Disegno Bechtel No. 24624-004-LP-102 e disegno D'Appolonia No. 02-307-M05-00. L'attacco di base dell'idrante alla rete antincendio avrà un diametro di 200 mm, ogni idrante avrà due attacchi di uscita. La pressione massima agli attacchi di uscita, sarà controllata mediante adeguata valvola di regolazione a 5 barg. Nell'area di processo ogni due idranti sarà installata una cassetta di corredo, come indicato nel disegno Bechtel Limited No. 24624-004-LP-104 riportato negli Allegati 1.D.2.

Alla piattaforma saranno installati quattro idranti equipaggiati con le relative cassette di corredo. Sarà inoltre previsto un attacco di connessione del tipo internazionale per permettere che l'acqua antincendio possa essere alimentata dalla nave.

Due monitori ad acqua montati su torre saranno installati alla piattaforma. I monitori potranno essere operati da lontano da postazioni a distanza di sicurezza protette da schermi dall'irraggiamento termico.

Estintori portatili saranno installati lungo le aree di impianto ed all'interno degli edifici. La localizzazione sarà effettuata in base ai seguenti principi (Bechtel, 2002):



Tiziana Pezzo

- o estintori carrellati a polvere del tipo ABC da 50 kg potranno essere installati nei pressi delle aree dove si possono verificare dei piccoli incendi connessi a rilasci di sostanze all'interno di vasche di raccolta o al pontile;
- o estintori portatili a polvere del tipo ABC da 9 kg potranno essere installati nei pressi di apparecchiature che contengono liquidi o gas infiammabili;
- o estintori a CO₂ da 5 kg potranno essere installati in aree ove sono installate apparecchiature che possono essere danneggiate dall'acqua o dalla polvere e quindi nella Sala Controllo, alla sottostazione, al laboratorio.

Gli estintori portatili saranno installati mediante adeguati supporti in modo che la base degli stessi sia a non più di 1.5 metri dal pavimento e che sia ad una distanza di 1.2 metri dagli lati delle porte. Qualora installati lungo vie di fuga dovranno essere installati in modo da non ridurre l'ampiezza delle vie stesse.

In Allegato 1.D.2 è presentato il Disegno Bechtel Limited No. 2464-004-LP-106 che riporta uno schema indicativo/tipico di alimentazione e distribuzione dell'impianto antincendio.

Impianti di Rivelazione Gas, Incendi, Rilasci GNL e di Allarme

Il terminale sarà dotato di impianti di rivelazione gas, incendi e da impianti di allarme

Gli impianti di rivelazione saranno progettati per:

- o comportare la più rapida ed affidabile rivelazione di gas o di incendio;
- o allertare il personale dell'impianto e alla Sala Controllo;
- o iniziare azioni di prevenzione e di controllo allo scopo di evitare eventuali escalation degli incidenti, includendo l'attivazione degli impianti antincendio, la partenza delle pompe antincendio.

La scelta dei rivelatori, in termini di principio operativo, quantità e localizzazione è definita considerando (Bechtel, 2002):



Giuseppe Pezzo

- o tipo di gas infiammabile che può essere presente;
- o tipo di incendio che si deve rivelare;
- o condizioni ambientali: temperatura, direzione e velocità del vento, polveri o vapori presenti nell'aria, presenza di inquinanti, possibili interferenze magnetiche, ostruzioni presenti nell'impianto;
- o comportamento in termini di dispersione dei fumi o dei gas;
- o flussi dell'aria di ventilazione;
- o possibili guasti e falsi allarmi;
- o requisiti di manutenzione (frequenza e durata);
- o performance richieste in termini di velocità di risposta.

Rivelatori di incendio saranno previsti all'interno degli edifici, degli shelters di alloggiamento delle apparecchiature, dei locali contenenti apparecchiature elettriche presenti al terminale allo scopo di segnalare tempestivamente un possibile incendio.

Rivelatori di incendio saranno del tipo (Bechtel, 2002):

- o a bulbo (installati per gli impianti a sprinkler);
- o a temperatura di tipo fisso, installati in generale all'esterno ed associati ad impianti ad acqua del tipo water spray;
- o a temperatura del tipo compensato, all'interno di edifici o locali dove si prevedono normalmente variazioni di temperatura nei pressi di macchine associate a motori;
- o a temperatura del tipo ad incremento di temperatura compensato installati nelle aree ove possono essere presenti fumi ad esempio i locali officina.

Rivelatori di fumo saranno installati all'interno di locali chiusi quali: Sala Controllo, sale quadri elettrici e cavi, uffici, locali di sistemazione delle macchine di ventilazione e condizionamento.

Rivelatori di fiamma potranno essere installati ove occorre una rapida rivelazione e ove il solo uso di rivelatori termici non si ritiene sufficiente. Saranno installati in aree dove possano essere protetti dall'irraggiamento solare, al fine di evitare falsi allarmi.

Nell'impianto saranno inoltre installati dei pulsanti di allarme manuali per l'attivazione di allarmi da parte di operatori presenti nell'impianto. I pulsanti d'allarme saranno colorati in rosso del tipo "lift flap & push button". Saranno raggruppati per zone, e localizzati nei pressi delle uscite principali e lungo le vie di fuga.

I rivelatori di gas infiammabili saranno del tipo sensibile agli idrocarburi e calibrati mediante gas naturale. I rivelatori gas saranno installati in accordo a quanto indicato alla sezione 13.1.3 della UNI EN 1473. In particolare durante la progettazione di dettaglio in funzione dell'analisi dei rischi, i rivelatori gas saranno installati a protezione di:

- o zone di scarico GNL;
- o vaporizzatori GNL;
- o all'aspirazione aria di compressori, motori diesel;
- o pompe GNL;
- o bacini di raccolta GNL;
- o compressori gas di boil-off;
- o edifici e spazi ove si possano accumulare gas;
- o all'aspirazione aria dei sistemi di ventilazione installati a servizio di locali in aree di processo che movimentano idrocarburi.

I rivelatori saranno del tipo a raggi infrarossi o elettro-catalitico per le zone protette dagli agenti atmosferici e da polveri e veleni. Al fine di garantire ridondanza al sistema di rivelazione gas ogni zona sarà essere protetta da almeno due rivelatori, connessi separatamente al sistema di controllo ed allarme. I rivelatori di gas infiammabili installati nei



canali di presa aria degli impianti di ventilazione di edifici e shelters, saranno almeno due per ogni presa aria.

Tutti i rivelatori saranno del tipo a soglia regolabile e gli allarmi saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- o 20 % Lower Explosive (or Flammable) Limit, LEL;
- o 50% LEL.

I rivelatori gas localizzati nelle prese aria dei sistemi di ventilazione saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- o 10 % LEL
- o 20 % LEL.

I locali batterie che conterranno batterie e che in condizioni di ricarica produrranno concentrazioni elevate di idrogeno saranno protetti da rivelatori di idrogeno settati sui seguenti allarmi:

- o 10 % LEL
- o 20 % LEL.

Allo scopo di rilevare eventuali rilasci di GNL saranno installati dei rivelatori del freddo.

I rivelatori saranno localizzati nelle zone di bacino/raccolta di eventuali rilasci di GNL. I rivelatori del freddo una volta attivati azioneranno l'allarme di impianto, attiveranno le necessarie azioni di blocco ed intercettazione di emergenza (ESD) e le protezioni previste.

Il sistema di controllo degli impianti di rivelazione gas, incendi e rilasci GNL (basse temperature) sarà integrato con il sistema ESD del Terminale.

Nelle seguenti Tabelle 1.D.1. e 1.D.2 sono riportate le principali azioni a seguito di rivelazione gas, incendi o rilasci GNL.

TABELLA 1.D.1
SEGNALI DI RIVELAZIONE AL PONTILE ED AZIONI CONSEGUENTI

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
1.	Allarme incendio attivato manualmente	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di:	
	Segnali di allarme dal pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Allarme alla sala controllo al pontile. • Attivazione dello shutdown al Pontile (su conferma) • Allarme alla Sala Controllo Principale.
2.	Rivelazione Incendi	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di:	
	Segnali di allarme dal pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Allarme alla sala controllo al pontile. • Attivazione dello shutdown al Pontile (su conferma) • Allarme alla Sala Controllo Principale.
	Segnale dalla sottostazione	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione del sistema di estinzione (su conferma)
	Segnali dalle valvole di sicurezza	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione dell'impianto a polvere chimica (dry chemical powder snuffing) (su conferma).
3	Rivelazione Gas	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di:	
	Segnali di allarme dal pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Allarme alla Sala Controllo al Pontile. • Attivazione dello shutdown al Pontile (su conferma) • Allarme alla Sala Controllo Principale.
	Segnali dai canali di ingresso aria agli impianti di ventilazione	<ul style="list-style-type: none"> • Intercettazione della presa aria (Shut off fresh air intake).
4	Rivelatori del Freddo (Rilasci di GNL)	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme sonoro.
	In caso di:	
	Due segnali dal Pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione dello shutdown al Pontile. • Allarme alla Sala Controllo al Pontile. • Allarme alla Sala Controllo Principale.

TABELLA 1.D.1
SEGNALI DI RIVELAZIONE AL PONTILE ED AZIONI CONSEGUENTI

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
5	Segnale di emergenza dalla nave gasiera	<ul style="list-style-type: none">• Attivazione dello shutdown al Pontile.• Allarme alla Sala Controllo al Pontile.• Allarme alla Sala Controllo Principale.• Attivazione del distacco in emergenza della nave.
6	Operazione di scarico distacco dei bracci in emergenza	<ul style="list-style-type: none">• Attivazione dello shutdown al Pontile.• Allarme alla Sala Controllo al Pontile.• Allarme alla Sala Controllo Principale.• Attivazione del distacco in emergenza della nave.
7	Segnale di emergenza dal bacino di raccolta sversamenti al Pontile	<ul style="list-style-type: none">• Attivazione dello shutdown al Pontile.• Allarme alla sala controllo al Pontile.• Allarme alla Sala Controllo Principale.
8	Inizio dello shutdown al Pontile (anche da pulsanti di attivazione manuali) Attivazione del distacco in emergenza	<ul style="list-style-type: none">• Allarme alla nave gasiera• Allarme alla Sala Controllo al Pontile.• Allarme alla Sala Controllo Principale
9	Inizio dello shutdown al Terminale (Anche a seguito di attivazione manuale)	<ul style="list-style-type: none">• Inizio shutdown del processo.• Inizio shutdown al Pontile• Allarme alla Sala Controllo al Pontile• Allarme alla Sala Controllo Principale.



Tiziana Pezzo

TABELLA 1.D.2
SEGNALI DI RIVELAZIONE IMPIANTO A TERRA ED AZIONI CONSEGUENTI

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
1	Allarme incendio attivato manualmente	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
2	Rivelazione Incendi	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di (su conferma del segnale di incendio):	
	Segnali dai bacini	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione degli impianti ad acqua del tipo water spray su pompe, strutture e tubazioni dei serbatoi di stoccaggio GNL
	Rivelazione incendi sui serbatoi	<ul style="list-style-type: none"> • Blocco del processo al serbatoi interessato
	Rivelazione incendi su pompe/ricondensatore	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione degli impianti ad acqua del tipo water spray • Attivazione dello shutdown di processo
	Segnale dalla sottostazione	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione dell'impianto estinguente alla sottostazione (su conferma)
Segnali dalla valvola di sicurezza	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione dell'impianto a polvere chimica (dry chemical powder snuffing) (su conferma) 	
3	Rivelazione Gas	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di (su conferma del segnale)	
	Rivelazione gas ai serbatoi	<ul style="list-style-type: none"> • Shut down di processo sul serbatoio interessato
	Segnali dai canali di ingresso aria agli impianti di ventilazione	<ul style="list-style-type: none"> • Intercettazione della presa aria (Shut off fresh air intake).
	Segnali dall'aspirazione aria ai motori	<ul style="list-style-type: none"> • Shut down del motore

TABELLA 1.D.2
SEGNALI DI RIVELAZIONE IMPIANTO A TERRA ED AZIONI CONSEGUENTI

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
4	Rivelatori del Freddo (Rilasci di GNL)	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none">• Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi.• Allarme sonoro.
	In caso di (su conferma del segnale)	
	Due segnali da un'area	<ul style="list-style-type: none">• Attivazione dello shutdown nell'area interessata
	Due segnali da un bacino di raccolta	<ul style="list-style-type: none">• Attivazione dello shutdown nell'area

Tutti i circuiti di rivelazione saranno monitorati dal sistema in modo da segnalare prontamente eventuali guasti.

La sequenza delle azioni previste in caso di rivelazione sarà messa a punto nella fase di progettazione di dettaglio in un documento denominato Carta delle Cause e degli Effetti (Cause and Effect Charts). Come minimo si prevedono le seguenti azioni (Bechtel, 2002):

- o allarme visivo e sonoro in Sala Controllo, controllo automatico dei ventilatori dell'impianto di ventilazione e condizionamento, delle serrande tagliafuoco allo scopo di prevenire la propagazione degli incendi o la dispersione di gas in aree critiche o presidiate da personale di impianto;
- o attivazione dei segnali necessari ad effettuare ESD;
- o attivazione delle pompe antincendio e degli impianti fissi previsti su conferma dell'impianto di rivelazione incendi.

L'alimentazione elettrica al sistema di controllo dell'impianto di rivelazione gas incendi e rilasci GNL sarà integrata da un sistema a batterie UPS (Uninterruptible Power Supplies). Il sistema a batterie avrà una capacità sufficiente a provvedere un back up in condizioni normali di monitoraggio pari a 24 ore per la rivelazione incendi, 4 ore per la rivelazione gas seguito da un periodo di carico dovuto ad un allarme di 30 minuti. L'alimentazione elettrica del sistema sarà anche connessa al quadro del generatore diesel di emergenza.



In Allegato 1.D.3 è riportata una planimetria con indicazioni preliminari in merito alla localizzazione dei rivelatori di incendio e gas.

Docce di Emergenza e Lavaocchi

Docce di emergenza saranno previste nelle aree dove il personale può entrare a contatto con sostanze chimiche che possano causare danni per contatto. In particolare nei pressi dei locali di dosaggio sostanze chimiche, nelle aree di stoccaggio sostanze acide e caustiche, nei pressi di apparecchiature che contengono sostanze chimiche pericolose.

Le docce ed i lavaocchi saranno alimentate da acqua potabile e a temperatura adeguata tale da non provocare shock termici (Bechtel, 2002).

Attrezzature di Sicurezza e Protezione del Personale

Cassette di primo soccorso saranno installate alla Sala Controllo, alla Sottostazione ed in aree strategiche dell'impianto. Le cassette conterranno presidi medici di base bende, cerotti, come previsto dalla vigente normativa.

All'interno dell'edificio Sala Controllo ed in alcune aree in campo definite in fase di progettazione di dettaglio saranno installati degli autorespiratori per la protezione del personale.

Nei pressi del pontile saranno installati dei salvagenti dotati di fune di sicurezza lunga 30 metri. Una imbarcazione di emergenza ed un rifugio di sicurezza saranno installati al pontile (Bechtel, 2002).

Mezzi Mobili Antincendio

In accordo alle raccomandazioni SIGTTO al pontile stazionerà durante le operazioni di scarico GNL da nave gasiera un rimorchiatore antincendio pronto ad effettuare i necessari interventi.



Monitoraggio del Vento

Al terminale sarà installato su una postazione elevata chiaramente visibile da tutte le aree una manica a vento in modo da poter identificare rapidamente la direzione possibile di eventuali rilasci gassosi ed aiutare la scelte delle azioni da effettuare durante un'emergenza Disegno Bechtel Limited No. 24624-004-LP-104 riportato all'Allegato 1.D.2.

Una stazione di monitoraggio del clima sarà installata sul tetto dell'edificio Sala Controllo, la stazione registrerà la velocità del vento, e la direzione. Le misurazioni saranno riportate in Sala Controllo.

Negli Allegati 1.D.2 è riportata una planimetria che riporta le misure di prevenzione incendi previste per il Terminale GNL, Disegno D'Appolonia No. 02-307-M06-00.

1.D.1.10.2 Progettazione del Sistema di Drenaggio

Sul molo, nelle aree di stoccaggio e vaporizzazione saranno realizzati dei bacini di raccolta per eventuali perdite accidentali di GNL. L'eventuale necessità di definire ulteriori bacini di raccolta sarà verificata nella fase di progettazione di dettaglio.

Qualsiasi perdita accidentale da una delle tubazione disposte alla sommità dei serbatoi di stoccaggio GNL in corrispondenza delle pompe sommerse sarà convogliata, verso un condotto di scarico e diretta attraverso un canale, verso il bacino di raccolta.

1.D.1.10.3 Fonti di Approvvigionamento Idrico

L'acqua dolce sarà prelevata dall'acquedotto municipale e sarà utilizzata quale acqua potabile, di processo ed antincendio.

I vaporizzatori del GNL saranno alimentati ad acqua di mare utilizzata quale fluido riscaldante.



1.D.1.10.4 Certificato di Prevenzione Incendi

Il terminale è in fase di progettazione e di ottenimento delle necessarie autorizzazioni alla realizzazione. Il presente rapporto costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza redatto al fine dell'ottenimento del Nullaosta di Fattibilità da parte delle Autorità Competente.

1.D.1.10.5 Estinzione con Gas Inerte o Vapore

I sistemi di estinzione a gas sono presentati al Paragrafo 1.D.1.10.1.

1.D.1.11 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

BG Italia considera elemento prioritario nello sviluppo dei progetti la salute e la sicurezza di tutti gli operatori interessati sia in fase di realizzazione di un impianto che in fase di esercizio, oltre alla protezione dell'ambiente.

La politica nel campo della sicurezza e della protezione dell'ambiente da parte di BG Italia riguarda tutte le fasi che portano alla realizzazione e all'esercizio di un impianto: progettazione, esecuzione, installazione, commissioning ed esercizio, al fine di garantire in ogni fase i più elevati livelli di sicurezza, salute e protezione ambientale possibili (HSE).

Gli obiettivi, la filosofia e le strategie HSE che guidano il progetto nelle varie fasi, sono esposte nel documento British Gas "Project HS&E Plan" riportato in Allegato 1.D.4.

BG Italia prima di iniziare alle attività predisporrà, come richiesto dall'Articolo 5, Capo II del D.L.vo 334/99 un Piano di Emergenza Interno per il terminale. Il piano di emergenza sarà elaborato in accordo a quanto richiesto dall'Articolo 11, Capo II del D.L.vo 334/99. Il Piano di Emergenza Interno è presentato al Paragrafo 1.D.1.11.6.

1.D.1.11.1 Criteri di Disposizione del Terminale

La disposizione impiantistica del Terminale è e sarà effettuata sulla base delle seguenti norme e criteri (BG Italia, 2001):

- o ottemperare ai requisiti della Norma UNI EN 1473;
- o ottemperare ai requisiti della Norma NFPA 59A, ove applicabili;

- o ottemperare ai requisiti imposti da Industrial Risk Insurers (IRI), ove applicabili;
- o installare le apparecchiature in modo da soddisfare i criteri di sicurezza, operatività, facilità costruttiva e norme di manutenzione;
- o ubicare la piattaforma ed il pontile per lo scarico del GNL in accordo con il Piano di Sviluppo del Porto.

Per quanto riguarda la disposizione planimetria degli impianti si evidenzia quanto riportato nel seguito. I serbatoi di stoccaggio GNL sono stati ubicati nella porzione Sud Occidentale dell'area di processo, allo scopo di ridurre la lunghezza delle linee di scarico GNL e di ritorno vapori. In accordo alla UNI EN 1473, considerato che i serbatoi saranno in calcestruzzo precompresso ed a contenimento totale, la distanza tra i serbatoi è pari alla metà del diametro esterno degli stessi. La distanza tra i serbatoi e la strada è di 15 m nel punto più vicino.

La fiaccola sarà ubicata nella parte Sud Orientale dell'area. L'ubicazione è stata definita sulla base dei livelli di irraggiamento termico previsti ed è compatibile con la disposizione delle apparecchiature contenenti idrocarburi del terminale GNL, o sull'eventuale localizzazione di un Deposito di Oli Minerali sul terreno posto più ad Est, e gestito dalla Marina Italiana che ne è proprietaria. L'accesso del personale nei pressi della fiaccola sarà interdetto.

La localizzazione del serbatoio dell'acqua antincendio, della stazione di pompaggio acqua antincendio e del generatore diesel di emergenza è stata effettuata in un'area considerata sicura, sopra vento, a Nord dei serbatoi di stoccaggio GNL.

Gli edifici: Sala Controllo, il Laboratorio, Amministrazione/Addestramento/Mensa e la Manutenzione/Magazzino saranno posizionati nella parte Ovest dell'impianto, in modo da essere sopra vento rispetto a qualsiasi ipotetica fuoriuscita di idrocarburi.

L'edificio per le cabine del MCC/DCS (Motor Control Centre/Distributed Control System, Centro Comandi Motore/Sistema di Comando Distribuito) è ubicato a Sud dell'area dei serbatoi, in un luogo che si ritiene non soggetta a rischi.

Lo stoccaggio dell'azoto liquido e del gasolio si trova nella parte sud dell'Area di Processo, ed è possibile l'accesso delle autocisterne per lo scarico.



Tiziana Pezzo

L'opera di presa dell'acqua di mare sarà ubicata sulla costa a Nord, nell'angolo orientale vicino agli impianti di rigassificazione del GNL.

La disposizione planimetrica dell'impianto è stata realizzata pensando ad un futuro potenziamento del terminale ed alla possibilità di installare altri due serbatoi ognuno da 160,000 m³.

1.D.1.11.2 Mezzi di Comunicazione

Il terminale sarà connesso alle linee telefoniche mediante un centralino che sarà installato nell'edificio dell'Amministrazione, e diramato ai vari uffici presenti in quest'edificio. Dal centralino sarà installata una linea telefonica in passerella porta-cavi che consentirà la connessione della Sala Controllo e del Pontile (BG Italia, 2001a).

Al terminale sarà installato un impianto telefonico interno. L'impianto interno sarà una combinazione di sistema interfonico ad anello/sistema di allarme e consentirà la comunicazione telefonica a due vie del personale presente in tutto il terminale compreso il Pontile. Il sistema permetterà inoltre di emettere segnali acustici di allarme tramite gli altoparlanti di chiamata, nel caso di comunicazioni e messaggi di emergenza nell'impianto. Le stazioni di questo sistema verranno posizionate in tutta l'area dell'impianto e al molo.

1.D.1.11.3 Presidi Sanitari

Il terminale sarà dotato dei necessari presidi sanitari (camera di medicazione) e personale addetto incaricato di curare la buona conservazione del locale, degli arredi e dei materiali destinati al pronto soccorso secondo quanto richiesto dalla normativa vigente (D.P.R. 303/56, D.M. 28/7/58).

Al terminale saranno tenute le schede personali sanitarie, nelle schede saranno registrate le risultanze delle visite mediche e degli accertamenti a cui il personale sarà sottoposto secondo il protocollo sanitario previsto in base alla valutazione dei rischi che sarà effettuata ai sensi del D.L.vo 626/94 e successive modificazioni, e di quanto richiesto dal Medico Competente incaricato.



Tiziana Pezzo

1.D.1.11.4 Programma di Addestramento Personale

Il programma di addestramento dovrà comportare la partecipazione di tutto il personale neo assunto ad un corso di base sui temi della sicurezza ed antinfortunistica. Il corso si differenzierà a seconda della figura professionale e delle destinazione di impiego del personale interessato.

Il corso dovrà comprendere una parte teorica nella quale saranno illustrati tutti i concetti di base contenuti nel Manuale Operativo e nel Piano di Emergenza Interno del Terminale ed una parte pratica relativa ad esercitazioni di spegnimento incendi effettuate presso adeguate strutture.

Ogni lavoratore sarà adeguatamente formato ed addestrato in accordo a quanto stabilito dall'Articolo 4 del Decreto del Ministero dell'Ambiente 16 Marzo 1998. In particolare la formazione includerà:

- 1) contenuti dell'analisi di sicurezza;
- 2) contenuti generali del piano di emergenza interno e dettagli specifici su quanto di pertinenza del lavoratore;
- 3) uso delle attrezzature di sicurezza e dei dispositivi di protezione individuale e collettiva;
- 4) procedure operative e di manutenzione degli impianti o depositi sia in condizioni normali e di anomalo esercizio, sia in condizioni di emergenza;
- 5) benefici conseguibili attraverso la rigorosa applicazione delle misure e delle procedure di sicurezza e prevenzione, con particolare riguardo alla necessità di una tempestiva segnalazione dell'insorgenza di situazioni potenzialmente pericolose;
- 6) specifici ruoli e responsabilità di ognuno nel garantire l'aderenza alle normative di sicurezza e alla politica di sicurezza aziendale;
- 7) possibili conseguenze di inosservanze e deviazioni dalle procedure di sicurezza;
- 8) Comportamenti utili allo scopo di prevenire gli incidenti rilevanti e limitare le conseguenze per l'uomo e l'ambiente.

La formazione e l'addestramento di base dei lavoratori sarà effettuato in occasione dell'assunzione, del trasferimento o del cambiamento di mansioni, dell'introduzione di



modifiche significative. L'addestramento comporterà lo svolgimento di esercitazioni pratiche affiancate se necessario da istruttori qualificati e sarà effettuato secondo quanto richiesto almeno ogni tre mesi.

Le esercitazioni relative alla messa in atto del Piano di Emergenza Interno saranno effettuate ogni sei mesi.

Il Terminale secondo l'Allegato IX del D.M. 10 Marzo 1998 è classificato attività a rischio di incendio elevato.

Il personale addetto alla prevenzione incendi, lotta antincendio e gestione delle emergenze dovrà effettuare il Corso C indicato all'Allegato IX dello stesso decreto che comprende:

- 1) l'incendio e la prevenzione incendi (4 ore):
 - principi sulla combustione;
 - le principali cause di incendio in relazione allo specifico ambiente di lavoro;
 - le sostanze estinguenti;
 - i rischi alle persone e all'ambiente;
 - specifiche misure di prevenzione incendi;
 - accorgimenti comportamentali per prevenire gli incendi;
 - l'importanza del controllo degli ambienti di lavoro;
 - l'importanza delle verifiche e delle manutenzioni sui presidi antincendio;
- 2) la protezione antincendio (4 ore):
 - misure di protezione passiva;
 - vie di esodo, compartimentazioni, distanziamenti;
 - attrezzature ed impianti di estinzione;
 - sistemi di allarme;
 - segnaletica di sicurezza;
 - impianti elettrici di sicurezza;
 - illuminazione di sicurezza;
- 3) procedure da adottare in caso di incendio (4 ore):
 - procedure da adottare quando si scopre un incendio;
 - procedure da adottare in caso di allarme;



Giuseppe Sarno

- modalità di evacuazione;
 - modalità di chiamata dei servizi di soccorso;
 - collaborazione con i Vigili del Fuoco in caso di intervento;
 - esemplificazione di una situazione di emergenza;
- 4) esercitazioni pratiche (4 ore):
- presa visione e chiarimenti sulle principali attrezzature ed impianti di spegnimento;
 - presa visione sulle attrezzature di protezione individuale (maschere, autoprotettore, tute, etc.);
 - esercitazioni sull'uso delle attrezzature di spegnimento e di protezione individuale.

1.D.1.11.5 Vie di Fuga e Uscite di Emergenza

Le vie di fuga e le uscite di emergenza saranno progettate secondo il D.M. 10/3/88. In particolare tutte le parti del luogo di lavoro destinate a vie di uscita, strade, passaggi, corridoi, scale, passerelle, saranno sorvegliate periodicamente al fine di assicurare che siano libere da ostruzioni e da pericoli che possano comprometterne il sicuro utilizzo in caso di esodo.

1.D.1.11.6 Piano di Emergenza Interno

Il Piano di Emergenza Interno sarà elaborato prima dell'avvio delle attività al Terminale. Il Piano di Emergenza Interno sarà predisposto secondo quanto indicato al Comma 2 dell'Articolo del D.L.vo 334/99 allo scopo di:

- o controllare e circoscrivere gli incidenti in modo da minimizzare gli effetti e limitarne i danni per l'uomo, per l'ambiente e le cose;
- o mettere in atto le misure necessarie per proteggere l'uomo e l'ambiente dalle conseguenze di incidenti rilevanti;
- o informare adeguatamente i lavoratori e le autorità locali competenti;
- o provvedere al ripristino ed al disinquinamento dell'ambiente dopo un incidente rilevante.



Giovanni Seno

Il Piano di Emergenza Interno conterrà le informazioni di cui all'Allegato IV, Punto 1 del D.L.vo 334/99 quindi:

- a) nome o funzione delle persone autorizzate ad attivare le procedure di emergenza e della persona responsabile dell'applicazione e del coordinamento delle misure di intervento all'interno del sito;
- b) nome o funzione della persona incaricata del collegamento con l'autorità responsabile del piano di emergenza esterno;
- c) per situazioni o eventi prevedibili che potrebbero avere un ruolo determinante nel causare un incidente rilevante, descrizione delle misure da adottare per far fronte a tali situazioni o eventi e per limitare le conseguenze; la descrizione comprenderà le apparecchiature di sicurezza e le risorse disponibili;
- d) misure atte a limitare i pericoli per le persone presenti nel sito, compresi sistemi di allarme e le norme di comportamento che le persone devono osservare al momento dell'allarme;
- e) disposizioni per avvisare tempestivamente, in caso di incidente, l'autorità incaricata di attivare il piano di emergenza esterno; tipo di informazioni da fornire immediatamente e misure per la comunicazione di informazioni più dettagliate appena disponibili;
- f) disposizioni adottate per formare il personale ai compiti che sarà chiamato a svolgere e, se del caso, coordinamento di tale azione con i servizi di emergenza esterni;
- g) disposizioni per coadiuvare l'esecuzione delle misure di intervento adottate all'esterno del sito.

Nel seguito si riporta un indice di riferimento per il Piano di Emergenza Interno che sarà elaborato per ottemperare a quanto richiesto dal D.L.vo 334/99.



Piano di Emergenza Interno

- 1 Introduzione
- 1.1 Piano di Emergenza al Terminale
 - 1.1.1 Personale
 - 1.1.2 Organizzazione
 - 1.1.3 Scopo del Piano di Emergenza Interno
 - 1.1.4 Implementazione del Piano di Emergenza
 - 1.1.5 Squadra di Emergenza
- 1.2 Piano di Emergenza Esterno

Procedure per Riportare l'Emergenza

- 2.0 Procedure per Riportare l'Emergenza
 - 2.1 Personale Interno
 - 2.2 Personale Esterno

Procedure di Evacuazione

- 3.0 Procedure di Evacuazione
 - 3.1 Azioni da Effettuare al Suono della Sirena di Allarme
 - 3.1.1 Generali
 - 3.1.2 Personale Esterno
 - 3.1.3 Visitatori
 - 3.1.4 Personale Interno

Procedure per Fronteggiare Eventi Incidentali Specifici

- 4.1 Incendi/Esplosioni
- 4.2 Rilascio di Gas
- 4.3 Rilascio di Idrocarburi Liquidi
- 4.4 Incidenti al Pontile
- 4.5 Incidenti alle Tubazioni
- 4.6 Eventi Terroristici
- 4.7 Inquinamento Ambientale
- 4.8 Interventi di Primo Soccorso
- 4.9 Incidenti a Insediamenti Limitrofi
- 4.10 Eventi Naturali



Tiziana Pezzo

Ruolo e Responsabilità del Personale Durante l'Emergenza

- 5.0 Ruolo e Responsabilità del Personale Durante l'Emergenza
- 5.1 Durante il Normale Orario di Lavoro
 - 5.1.1 Personale
 - 5.1.2 Comunicazioni
 - 5.1.3 Responsabilità del Personale
- 5.2 Durante Turni
 - 5.2.1 Ruolo del Personale
 - 5.2.2 Responsabilità delle Comunicazioni

Centro Operativo di Emergenza, COE

- 6.0 Centro Operativo di Emergenza COE
- 6.1 Locale COE
- 6.2 Mezzi COE
- 6.3 Centro di Gestione dell'Informazione
- 6.4 Personale COE
 - Conseguenze di un Incidente
- 7.0 Conseguenze di un Incidente
 - 7.1 Bonifica dopo un Emergenza
 - 7.2 Controllo dei Mezzi di Emergenza
 - 7.3 Preparazione di un Rapporto Dettagliato di Incidente
 - 7.4 Relazioni con l'Esterno
 - 7.5 Aspetti Legali

Revisioni ed Aggiornamenti del Piano

- 8.0 Revisioni ed Aggiornamenti del Piano
- 8.1 Simulazioni Interventi di Emergenza e Prove

1.D.1.11.7 Personale Responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno

Come indicato dall'Articolo 11 del D.L.vo 334/99 BG Italia predisporrà il Piano di Emergenza Interno e definirà per funzioni il personale responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno.

1.E.1 IMPIANTI DI TRATTAMENTO, SMALTIMENTO ED ABBATTIMENTO

1.E.1.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE DEI REFLUI

Acque di Drenaggio e Processo

Le aree del terminale e del molo saranno progettati per gestire ogni ragionevole perdita dei vari liquidi trattati. Tutte le apparecchiature verranno posizionate fuori terra, o comunque in modo tale da permettere la raccolta di eventuali fuoriuscite o perdite accidentali. Lo scarico principale del terminale GNL sarà rappresentato dall'acqua marina usata per il riscaldamento a circuito aperto del GNL. In base al progetto la temperatura di scarico sarà minore di 8 °C rispetto alla temperatura dell'acqua marina circostante. Il contenuto residuo in cloro si atterrà alla legislazione Italiana. Per le apparecchiature del terminale non verranno utilizzate grandi quantità di olio lubrificante o di tenuta, e le eventuali perdite accidentali saranno di dimensioni tali da non spandersi sulle aree pavimentate e nel sistema di scarico. Queste perdite potranno essere rimosse manualmente. Normalmente, nelle acque effluenti non sarà presente olio, e l'impatto ambientale dovuto agli scarichi liquidi si stima sia minimo. Nel caso in cui piccole quantità d'olio vengano immesse nel sistema di scarico a causa di forti piogge, finiranno nei canali di scolo dove il primo sarà raccolto e trattato mediante un separatore olio/acqua CPI (PK-2903) ed un flottatore ad aria indotta (PK-2901). Le acque piovane in eccesso tracimeranno dal sistema di scarico e finiranno in mare (BG Italia, 2001a).

Acque Nere

I tre edifici localizzati sul lato occidentale del sito: Edificio di Controllo/Laboratori, Amministrazione/Addestramento/Mensa, Manutenzione/Magazzino, saranno dotati di lavandini e servizi igienici. Le tubazioni di drenaggio confluiranno in un impianto di trattamento acque nere (PK-2905). L'impianto tratterà le acque fino ad un livello accettabile per permetterne lo scarico a mare. I solidi verranno accumulati e periodicamente rimossi da parte di un appaltatore specializzato. L'impianto sarà dimensionato per le esigenze di uno staff composto da circa 30 persone (BG Italia, 2001a).

1.E.1.2 SMALTIMENTO E STOCCAGGIO RIFIUTI

Durante il normale esercizio al Terminale GNL non è prevista la produzione di rifiuti solidi. Durante le revisioni e gli interventi programmati di manutenzione, dagli essiccatori dell'aria compressa o altri apparecchi verranno estratti essiccanti o filtri molecolari esauriti. Si tratta di materiali inerti, che verranno rimossi dal terminale da appaltatori specializzati.

I rifiuti solidi prodotti durante la costruzione e l'esercizio dell'impianto verranno classificati e trattati opportunamente, nel caso siano biologicamente o chimicamente attivi oppure inerti. I rifiuti solidi non a rischio verranno temporaneamente raccolti in bidoni di raccolta e smaltiti in una appropriata discarica esterna. Per ridurre l'impatto complessivo sull'ambiente ed i costi connessi allo smaltimento dei rifiuti solidi in discarica, presso l'impianto si cercherà di produrne la minor quantità possibile. Quando possibile, i rifiuti saranno ri inviati ai produttori per essere ricondizionati, riutilizzati o riciclati. Lo smaltimento dei rifiuti solidi seguirà le norme ed i regolamenti internazionali applicabili, le direttive emesse dalla Banca Mondiale e le prescrizioni italiane (BG Italia, 2001a).

1.E.1.3 ABBATTIMENTO EFFLUENTI GASSOSI

Le fonti di possibili effluenti gassosi sono rappresentate (BG Italia, 2001a):

- o dalla fiaccola,
- o dalla preparazione/bonifica delle apparecchiature soggette ad interventi di manutenzione;
- o dalla emissione del generatore diesel di emergenza.

La fiaccola sarà utilizzata solo in situazioni diverse dall'esercizio normale, che si stima riguardi un totale di circa 50 ore all'anno; pertanto le emissioni derivanti dal suo funzionamento sono molto limitate.

Durante il normale esercizio del terminale non sono previste altre emissioni, tranne quelle fugaci, poiché tutto il metano proveniente da boil-off sarà recuperato mediante compressori. Nel caso in cui tutti i compressori siano fuori servizio, qualsiasi perdita di metano a bassa



pressione sarà raccolta e convogliata in un sistema apposito di sfiato. Solo lo sfiato di emergenza dalle metaniere verrà diretto verso gli sfiati atmosferici. Durante il normale esercizio non vi saranno emissioni rilevabili in atmosfera.

Gli eventuali sfiati ad alta pressione potrebbero essere causati dalla compressione del boil-off o dalle sezioni di erogazione di GNL rigassificato del processo, oppure dalle valvole termiche di sicurezza nel caso in cui una sezione risulti bloccati e debba sfiatare una sovrappressione. Gli sfiati ad alta pressione e bassa pressione saranno convogliati indipendentemente gli uni dagli altri, si riuniranno a monte del separatore condensa e confluiranno alla stessa fiaccola.

1.F.1 MISURE ASSICURATIVE E DI GARANZIA PER I RISCHI DI DANNO A PERSONE, COSE, ALL'AMBIENTE

Il tipo e l'entità della copertura assicurativa che BG Italia stabilirà per coprire i rischi derivanti dalla costruzione del Terminale GNL di Brindisi saranno conformi a quanto stabilito in merito dalla legislazione italiana e dovranno fornire una minima copertura finanziaria alle responsabilità assunte.

Le coperture richieste sono:

- o responsabilità civile verso i dipendenti;
- o danni alla proprietà e ai macchinari;
- o responsabilità civile verso terzi (compreso inquinamento).

Ulteriori coperture assicurative specialistiche legate all'utilizzo di mezzi quali navi e/o elicotteri necessarie per garantire il livello di copertura assicurativa, saranno a carico dei proprietari dei mezzi stessi.

Al fine di gestire e di controllare i costi ed i rischi durante il progetto, BG Italia si coprirà con un pacchetto assicurativo per la costruzione includendo tutte le parti interessate.

Il pacchetto comprenderà i tre principali settori:

- o costruzione (copertura totale) compresi i materiali in transito;
- o ritardi nel progetto;
- o responsabilità verso terzi.

Il settore "Costruzione (copertura totale)" coprirà tutti i rischi di perdita o danneggiamenti fisici che occorreranno durante la fase di costruzione e manutenzione.

Il settore "Ritardi nel Progetto" coprirà le perdite dovute a ritardi di messa in opera delle varie unità se causati da perdite o danni coperti nel settore "Costruzione (copertura totale).

Il settore "Responsabilità Verso Terzi" coprirà le responsabilità della società legate a infortunio del personale o danneggiamenti legati alle attività del progetto ovunque si verifichino.

L'Allegato 1.D.5 riporta l'approccio British Gas per quanto riguarda le misure assicurative per il personale, la proprietà e l'ambiente.



RIFERIMENTI GENERALI

American Petroleum Institute, API RP 520, "Recommended Practice for the Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices".

American Petroleum Institute, API RP 521, "Recommended Practice for Pressure Relieving and Depressuring Systems".

Baker W.E., P.A. Cox, P.S. Westine, J.J. Kulesz, R.A. Strehlow, 1983, "Explosion Hazards and Evaluation", Elsevier Scientific Publishing Company Amsterdam, The Netherlands.

Binetti R., F. Cappelletti, R. Graziani, G. Ludovisi, A. Sampaolo, 1990, "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali", Prevenzione Oggi ISPESL.

Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 81-3, 1999, "Valori Medi del Numero dei Fulmini a Terra per Anno e per Chilometro Quadrato nei Comuni d'Italia in Ordine Alfabetico".

Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici Servizio Sismico, 1986, "Atlante della Classificazione Sismica Nazionale", Istituto Poligrafico della Zecca di Stato.

D'Appolonia, 2001a, "Terminale GNL Porto di Brindisi, Studio di Impatto Ambientale Premessa".

D'Appolonia, 2001b, "Terminale GNL Porto di Brindisi, Studio di Impatto Ambientale Quadro di Riferimento Progettuale, Volume II".

ENEA, 1995, "Elaborati Tecnici ai Fini dell'Elaborazione di Piani di Risanamento Area di Brindisi" per Ministero dell'Ambiente.

Mediterranean Pilot, Volume III, Decima Edizione, Hydrographer of the Navy.

NF C 15 100, "Installations Électriques à Basse Tension".

NF C 17 100, "Protection Contre la Foudre - Installations de Paratonners - Règles".

National Institute for Occupational and Health, NIOSH, 1997, "Pocket Guide to Chemical Hazards (NPG)".

National Fire Protection Association, NFPA 325M, 1984, "Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, Gases and Volatile Solids", Batterymarch Park, Quincy, MA.

National Institute for Occupational Safety and Health, NIOSH, 1997, "Pocket Guide to Chemical Hazards".



RIFERIMENTI GENERALI

(Continuazione)

OCIMF, "Guide on Marine Terminal Fire Protection and Emergency Evacuation".

UNI EN 1473, Maggio 2000, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL), Progettazione delle Installazioni a Terra".

RIFERIMENTI PROGETTO BG ITALIA

Advantica Technology, 2001, "Risk Assessment for the Proposed LNG Terminal at Brindisi", Rapporto No. R4617.

Eagle Lyon Pope, 2001, Report No. ELP-55006-1001-57016, "Brindisi LNG Terminal Marine Access and Operations".

Bechtel Limited, 2002, "Typical Specification for Fire Fighting, Fire and Gas Detection Systems and Safety Provisions", Rev.C.

BG Italia, Dicembre 2001a, "Terminale GNL di Brindisi, Progetto Preliminare".

BG Italia, Dicembre 2001b, "Terminale GNL Porto di Brindisi, Rapporto su Accessi e Operazioni Marittime".

BG Italia, Dicembre 2001c, "Terminale GNL Porto di Brindisi, Piano Industriale".

RIFERIMENTI LEGISLATIVI - NORMATIVA

Decreto Legislativo (D.L.vo) No. 334, 17 Agosto 1999, Attuazione della Direttiva 96/82/CE Relativa al Controllo dei Pericoli di Incidenti Rilevanti Connessi con Determinate Sostanze Pericolose.

Decreto del Ministero dell'Interno (D.M.), 20 Ottobre 1998, Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di Liquidi Facilmente Infiammabili e/o Tossici.

Decreto del Ministero dell'Ambiente 16 Marzo 1998, Modalità con le Quali i Fabbricanti per le Attività a Rischio di Incidente Rilevante Devono Procedere all'Informazione all'Addestramento e all'Equipaggiamento di Coloro che Lavorano in Sito.



RIFERIMENTI LEGISLATIVI - NORMATIVA

(Continuazione)

Decreto del Ministero dell'Interno 10 Marzo 1998, Criteri Generali di Sicurezza Antincendio e per la Gestione dell'Emergenza nei Luoghi di Lavoro.

Decreto Legislativo No. 493, 14 Agosto 1996, Attuazione della Direttiva 92\58\CEE Concernente le Prescrizioni Minime per la Segnaletica di Sicurezza e/o di Salute sul Luogo di Lavoro.

Decreto Legislativo No. 242, 19 Marzo 1996, Modifiche ed Integrazioni al Decreto Legislativo 19 Settembre 1994, No. 626 Recante Attuazione di Direttive Comunitarie Riguardanti il Miglioramento della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori sul Luogo di Lavoro.

Decreto Ministeriale, 15 Maggio 1996, Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi a Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.).

Decreto Legislativo No. 626, 19 Settembre 1994, Attuazione delle Direttive 89\391\CEE, 89\654\CEE, 89\655\CEE, 89\656\CEE, 90\269\CEE, 90\270\CEE, 90\394\CEE, 90\679\CEE, 93\88\CEE e 1999\38\CE Riguardanti il Miglioramento della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori Durante il Lavoro.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, D.P.C.M., 31 Marzo 1989, Applicazione dell'Art. 12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 Maggio 1988, No. 175, Concernente Rischi di Incidenti Rilevanti Connessi a Determinate Attività Industriali.

Decreto Ministeriale, 24 Novembre 1984, Norme di Sicurezza Antincendio per il Trasporto, la Distribuzione, l'Accumulo e l'Utilizzazione del Gas Naturale con Densità Superiore a 0.8.

Decreto del Ministero del Lavoro, 28 Luglio 1958, Presidi Chirurgici e Farmaceutici Aziendali.

Decreto del Presidente della Repubblica, D.P.R., No. 303, 19 Marzo 1956, Norme Generali per l'Igiene del Lavoro.

Ordinanza Ministeriale, 21 Febbraio 1985, Recepimento della Direttiva 82/501/CEE del Consiglio del 24 Giugno 1982 sugli Incidenti Rilevanti Connessi con Determinate Attività Industriali.

