

Edison S.p.A. Milano, Italia

**Accosto e Deposito Costiero di
GNL nel Porto di Oristano**

**Rapporto Preliminare
di Sicurezza per la
Fase di Nulla Osta di
Fattibilità (NOF)**

Il presente documento è costituito da:
No. 164 pagine numerate progressivamente
No. 10 pagine di Indice
No. 4 pagine di Riferimenti
No. 20 Allegati
No. 1 Appendice



Edison S.p.A. Milano, Italia

**Accosto e Deposito Costiero di
GNL nel Porto di Oristano**

**Rapporto Preliminare
di Sicurezza per la
Fase di Nulla Osta di
Fattibilità (NOF)**

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione	M. Derchi/ G. Patrone	T. Pezzo	G. Uguccioni	Novembre 2015

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	V
LISTA DELLE FIGURE	IX
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	X
PREMESSA E SCOPO DEL RAPPORTO	1
1.A.1 DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	2
1.A.1.1 DATI GENERALI	2
1.A.1.1.1 Identificazione dell'Impianto e del Promotore del Progetto	2
1.A.1.1.2 Denominazione e Ubicazione dell'Impianto	3
1.A.1.1.3 Responsabile della Progettazione di Base dell'Impianto	3
1.A.1.1.4 Responsabile della Stesura del Rapporto di Preliminare Sicurezza per la Fase di Nulla Osta di Fattibilità (NOF)	4
1.A.1.2 LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO	4
1.A.1.2.1 Corografia della Zona	4
1.A.1.2.2 Posizione dell'Impianto su Mappa	4
1.A.1.2.3 Piante e Sezioni dell'Impianto	4
1.B.1 INFORMAZIONI RELATIVE AL DEPOSITO	5
1.B.1.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI	5
1.B.1.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA	6
1.B.1.2.1 Organigramma	6
1.B.1.2.2 Entità del Personale	7
1.B.1.2.3 Requisiti di Addestramento del Personale	7
1.B.1.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ	8
1.B.1.3.1 Attività del Deposito	8
1.B.1.3.2 Descrizione della Tecnologia di Base adottata nella Progettazione	8
1.B.1.3.3 Schema a Blocchi dell'Impianto	8
1.B.1.3.4 Capacità Produttiva dell'Impianto	33
1.B.1.3.5 Informazioni Relative alle Sostanze Riportate all'Allegato 1 "Sostanze Pericolose" del D.L.vo 105/15	33
1.B.1.4 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE	37
1.B.1.4.1 Applicazione della Metodologia ad Indici al Caso in Esame	37
1.C.1 SICUREZZA DELLO STABILIMENTO	41
1.C.1.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE	41
1.C.1.1.1 Problemi Noti per la Tipologia di Impianto	41
1.C.1.1.2 Esperienza Storica	41
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.1.3.2 Caratteristiche Specifiche Ambiente Marittimo	58
1.C.1.3.3 Perturbazioni Geofisiche	60
1.C.1.3.4 Perturbazioni Cerauniche	62

INDICE (CONTINUAZIONE)

	<u>Pagina</u>
1.C.1.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI	62
1.C.1.4.1 Sequenze Incidentali	62
1.C.1.4.2 Classificazione e Valutazione delle Conseguenze	94
1.C.1.4.3 Rappresentazione Cartografica delle Aree di Danno Interne e Esterne allo Stabilimento	123
1.C.1.4.4 Conseguenze Ambientali	123
1.C.1.4.5 Comportamento dell'Impianto in Caso di Indisponibilità delle Reti di Servizio	123
1.C.1.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO	125
1.C.1.5.1 Riassunto delle Risultanze Qualitative e Quantitative dell'Analisi degli Eventi Incidentali	125
1.C.1.5.2 Informazioni per la Valutazione della Compatibilità Territoriale	125
1.C.1.5.3 Effetti in Caso di Incidente di altre Attività Industriali nell'Area dell'Impianto	128
1.C.1.6 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI	129
1.C.1.7 CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI	129
1.C.1.7.1 Criteri di Progettazione delle Apparecchiature di Processo e degli Edifici	129
1.C.1.7.2 Criteri di Progettazione degli Impianti Elettrici, della Strumentazione e degli Impianti di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche	130
1.C.1.7.3 Sistemi di Arresto di Emergenza e di Processo	132
1.C.1.7.4 Norme e Criteri Utilizzati per la Progettazione delle Apparecchiature di Processo, dei Serbatoi e delle Tubazioni	134
1.D.1 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI	135
1.D.1.1 SOSTANZE EMESSE	135
1.D.1.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE	135
1.D.1.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO	135
1.D.1.3.1 Rilasci e perdite di GNL	135
1.D.1.3.2 Rilasci e Perdite di Altri Fluidi	137
1.D.1.4 CONTROLLO OPERATIVO	137
1.D.1.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA	137
1.D.1.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI	138
1.D.1.7 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI	138
1.D.1.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO	138
1.D.1.8.1 Descrizione dell'Impianto Antincendio e delle Attrezzature di Sicurezza e Protezione Personale	139
1.D.1.8.2 Progettazione del Sistema di Drenaggio	145
1.D.1.8.3 Fonti di Approvvigionamento Idrico	146
1.D.1.8.4 Certificati di Prevenzione Incendi	146
1.D.1.8.5 Estinzione con Gas Inerte o Vapore	147
1.D.1.8.6 Sistemi di Prevenzione ed Evacuazione in Caso di Incendio	147

INDICE (CONTINUAZIONE)

	<u>Pagina</u>
1.D.1.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI	148
1.D.1.9.1 Criteri di Disposizione del Deposito	148
1.D.1.9.2 Mezzi di Comunicazione	150
1.D.1.9.3 Servizi di Emergenze e Presidi Sanitari	150
1.D.1.9.4 Programma di Addestramento Personale	150
1.D.1.9.5 Vie di Fuga e Uscite di Emergenza	153
1.D.1.9.6 Piano di Emergenza Interno	154
1.D.1.9.7 Personale Responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno	159
1.E.1 IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI	160
1.E.1.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE DEI REFLUI	160
1.E.1.2 GESTIONE DEI RIFIUTI	161
1.E.1.3 EFFLUENTI GASSOSI	161
1.E.1.3.1 Emissioni in Atmosfera durante la Marcia Normale del Deposito	161
1.E.1.3.2 Emissioni in Atmosfera da Sorgenti non Continue o di Emergenza	162
1.F.1 MISURE ASSICURATIVE E DI GARANZIA PER I RISCHI DI DANNO A PERSONE, COSE, ALL'AMBIENTE	164

RIFERIMENTI

APPENDICE A – METODO A INDICI

ALLEGATO 1.A.1.1.2 –	Planimetria dei Confini e Unità Logiche dell'Impianto, Vista Assonometrica e Sezioni Trasversali
ALLEGATO 1.A.1.1.3 –	Esperienza di D'Appolonia nel Settore GNL
ALLEGATO 1.A.1.1.4 –	CV Responsabile della Stesura del Rapporto Preliminare di Sicurezza
ALLEGATO 1.A.1.2.1 –	Corografia della Zona e Carta Nautica
ALLEGATO 1.A.1.2.2 –	Posizione dell'Impianto su Mappa
ALLEGATO 1.A.1.2.3 –	Planimetria Generale dell'Impianto
ALLEGATO 1.B.1.3.2 –	Elenco delle Principali Norme e Standard Applicati
ALLEGATO 1.B.1.3.3 –	Schema a Blocchi e Schemi Semplificati di Flusso
ALLEGATO 1.B.1.3.3.2 –	Procedura di Gestione della Perlite Espansa e di Svuotamento di Emergenza di un Serbatoio di Stoccaggio GNL
ALLEGATO 1.B.1.3.3.5 –	Rapporto Dimensionamento Torcia e Rapporto Verifica Torcia
ALLEGATO 1.B.1.3.4.7.2 –	Schema Elettrico Unifilare
ALLEGATO 1.B.1.3.6.1 –	Schede di Sicurezza delle Sostanze
ALLEGATO 1.C.1.4.1-1 –	Frequenze Base degli Eventi Incidentali (API581, 2000)
ALLEGATO 1.C.1.4.1-2 –	Frequenze di Occorrenza degli Scenari: Alberi degli Eventi
ALLEGATO 1.C.1.4.3 –	Rappresentazione Cartografica delle Aree di Danno
ALLEGATO 1.C.1.5.1 –	Riassunto delle Risultanze Qualitative e Quantitative dell'Analisi degli Eventi Incidentali

INDICE (CONTINUAZIONE)

ALLEGATO 1.D.1.8.4 –	Documentazione Attività soggette a Prevenzione Incendi
ALLEGATO 1.D.10.1-1 –	Planimetria Rete Antincendio e Planimetria Idranti
ALLEGATO 1.D.10.1-2 –	Planimetria Rete Rivelazione Incendi, Gas e Rilasci Freddi
ALLEGATO 1.D.1.11.5 –	Planimetria Vie di Fuga

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 1: Dati Caratteristici dei Bracci di Carico	12
Tabella 2: Dimensioni e Ingombro Serbatoi di Stoccaggio	16
Tabella 3: Dati Tecnici del Motore Stirling	23
Tabella 4: Dimensioni e Ingombro del Motore Stirling	24
Tabella 5: Composizioni Molari del GNL, Potere Calorifico Inferiore e Densità del Liquido	34
Tabella 6: Classificazione delle Sostanze Secondo Regolamento 1272/2008/CE e Schede di Sicurezza Disponibili	35
Tabella 7: Elenco Sostanze Pericolose di cui all'Allegato 1 del D.L.vo 105/15	36
Tabella 8: Riepilogo Indici di Rischio Compensati	39
Tabella 9: Incidenti Relativi a Navi Metaniere	52
Tabella 10: Stazione Meteorologica Capo Frasca, Temperature Medie Mensili (Periodo 1971 - 2000), (Aeronautica Militare, Atlante Climatico: " http://clima.meteoam.it/atlanteClimatico.php ")	55
Tabella 11: Stazione Meteorologica Capo Frasca, Precipitazioni Totali Medie Mensili (Periodo 1971 - 2000), (Aeronautica Militare, Atlante Climatico: " http://clima.meteoam.it/atlanteClimatico.php ")	56
Tabella 12: Distribuzione delle Frequenze Stagionali e Annuali (/..)	56
Tabella 13: Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia	61
Tabella 14: Probabilità di Rottura Tubazioni - API RP 581 (ed. 2000)	64
Tabella 15: Probabilità di Rottura di Apparecchiature - API RP581 (ed. 2000)	64
Tabella 16: Identificazione degli Incidenti da Rotture Casuali (Random)	68
Tabella 17: Condizioni Operative Caso 4 (Edison S.p.A., 2015e)	69
Tabella 18: Condizioni Operative Caso 6 (Edison S.p.A., 2015e)	69
Tabella 19: Condizioni Operative della Sostanza Coinvolta e Valvole di Intercettazione (Edison, 2015e)	70
Tabella 20: Durata Operazioni di Scarico/Carico Navi	71
Tabella 21: Tempi di Scarico/Carico Navi	72
Tabella 22: Durata Operazioni di Carico Autocisterne	72
Tabella 23: Durata Operazioni di Carico Autocisterne su Base Annua	72
Tabella 24: Evento 1a – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera in Fase di Scarico	73
Tabella 25: Evento 1a – Condizioni Operative	74
Tabella 26: Evento 1a – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	74
Tabella 27: Evento 1a – Frequenze Scenari Rottura 1"	74
Tabella 28: Evento 1a – Frequenze Scenari Rottura 4"	74
Tabella 29: Evento 1b – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera in Fase di Scarico	75
Tabella 30: Evento 1b – Condizioni Operative	76
Tabella 31: Evento 1b – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	76
Tabella 32: Evento 1b – Frequenze Scenari Rottura 1"	76
Tabella 33: Evento 1b – Frequenze Scenari Rottura 4"	76

LISTA DELLE TABELLE (CONTINUAZIONE)

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 34: Evento 2 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettivo Utilizzo Linea per Carico Autocisterne	78
Tabella 35: Evento 2 – Condizioni Operative	78
Tabella 36: Evento 2 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	78
Tabella 37: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 1”	79
Tabella 38: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 4”	79
Tabella 39: Evento 3 – Frequenze Base Evento Incidentale – Utilizzo di 4 Linee di Carico Autocisterne in Parallelo	80
Tabella 40: Evento 3 – Condizioni Operative	80
Tabella 41: Evento 3 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	80
Tabella 42: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 1”	81
Tabella 43: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 4”	81
Tabella 44: Evento 4 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettivo Utilizzo Manichette per Carico Autocisterne	82
Tabella 45: Evento 4 – Condizioni Operative	82
Tabella 46: Evento 4 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	82
Tabella 47: Evento 4 – Frequenze Scenari Rottura 3” – FB	83
Tabella 48: Evento 5 – Frequenze Base Evento Incidentale	84
Tabella 49: Evento 5 – Condizioni Operative	84
Tabella 50: Evento 5 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	84
Tabella 51: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 1”	84
Tabella 52: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 4”	85
Tabella 53: Evento 6 – Frequenze Base Evento Incidentale	85
Tabella 54: Evento 6 – Condizioni Operative	86
Tabella 55: Evento 6 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	86
Tabella 56: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 1”	87
Tabella 57: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 4”	87
Tabella 58: Evento 7 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Bettolina in Fase di Carico	88
Tabella 59: Evento 7 – Condizioni Operative	88
Tabella 60: Evento 7 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	88
Tabella 61: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 1”	89
Tabella 62: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 4”	89
Tabella 63: Evento 8 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera o Bettolina in Fase di Scarico/Carico	90
Tabella 64: Evento 8 – Condizioni Operative	90
Tabella 65: Evento 8 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	90
Tabella 66: Evento 8 – Frequenze Scenari Rottura 1”	91
Tabella 67: Evento 8 – Frequenze Scenari Rottura 4”	91

LISTA DELLE TABELLE (CONTINUAZIONE)

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 68: Evento 9 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera o Bettolina in Fase di Scarico/Carico	92
Tabella 69: Evento 9 – Condizioni Operative	93
Tabella 70: Evento 9 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante	93
Tabella 71: Evento 9 – Frequenze Scenari Rottura 1”	93
Tabella 72: Evento 9 – Frequenze Scenari Rottura 4”	93
Tabella 73: Soglie di Danno - Valori di Riferimento	94
Tabella 74: Probabilità di Effetto Domino – Irraggiamento	95
Tabella 75: Valori Guida per la Stima del Tempo di Intervento nella Quantificazione delle Conseguenze di uno Scenario Incidentale	96
Tabella 76: Probabilità di Effetto Domino – Sovrapressione	97
Tabella 77: Distribuzione delle Frequenze Stagionali e Annuali (%..)	98
Tabella 78: Distribuzione delle Frequenze Annuali di Umidità Relativa e Temperatura (%..) Classe di Stabilità D	99
Tabella 79: Distribuzione delle Frequenze Annuali di Umidità Relativa e Temperatura (%..) Classe di Stabilità F+G	100
Tabella 80: Condizioni Atmosferiche Considerate per le Analisi	101
Tabella 81: Distanze tra Elementi Interni ed Esterni al Sito	101
Tabella 82: Evento 1a – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	102
Tabella 83: Evento 1b – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”	103
Tabella 84: Evento 1b – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”	103
Tabella 85: Evento 1b – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	103
Tabella 86: Evento 2 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”	104
Tabella 87: Evento 2 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”	105
Tabella 88: Evento 2 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	105
Tabella 89: Evento 2 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”	105
Tabella 90: Evento 2 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Pool Fire”	105
Tabella 91: Evento 2 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”	105
Tabella 92: Evento 3 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”	108
Tabella 93: Evento 3 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”	108
Tabella 94: Evento 3 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	108
Tabella 95: Evento 3 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”	108
Tabella 96: Evento 3 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Pool Fire”	109
Tabella 97: Evento 3 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”	109
Tabella 98: Evento 4 – Diametro Equivalente 3” – Scenario “Jet Fire”	111
Tabella 99: Evento 4 – Diametro Equivalente 3” – Scenario “Pool Fire”	111
Tabella 100: Evento 4 – Diametro Equivalente 3” – Scenario “Flash Fire”	111
Tabella 101: Evento 5 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”	112
Tabella 102: Evento 5 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	112
Tabella 103: Evento 5 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”	113

LISTA DELLE TABELLE (CONTINUAZIONE)

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 104: Evento 5 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”	113
Tabella 105: Evento 5 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire” Time Varing	114
Tabella 106: Evento 6 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	115
Tabella 107: Evento 7 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”	116
Tabella 108: Evento 7 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”	116
Tabella 109: Evento 7 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	116
Tabella 110: Evento 7 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”	117
Tabella 111: Evento 7 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Pool Fire”	117
Tabella 112: Evento 7 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”	117
Tabella 113: Evento 8 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”	119
Tabella 114: Evento 8 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”	119
Tabella 115: Evento 8 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	119
Tabella 116: Evento 8 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”	120
Tabella 117: Evento 9 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”	121
Tabella 118: Evento 9 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”	121
Tabella 119: Evento 9 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”	121
Tabella 120: Evento 9 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”	121
Tabella 121: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità < 1 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili	127
Tabella 122: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità Compresa nel Campo 1,0 E-04 e 1,0 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili	127
Tabella 123: Prelievi Idrici in Fase di Esercizio	146
Tabella 124: Caratteristiche e Dati Emissivi MCI	161
Tabella 125: Caratteristiche e Dati Emissivi MCI	162
Tabella 126: Emissioni in Atmosfera da Torcia	162

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 1: Organigramma Preliminare del Deposito	6
Figura 2: Schema della Struttura di un Braccio di Carico	10
Figura 3: Dettagli di un Braccio di Carico	11
Figura 4: Sistema di Sgancio Rapido di Emergenza "PERC"	13
Figura 5: Tipica Terminazione per Manichette Corrugate	20
Figura 6: Struttura della Manichetta Flessibile in Composito	21
Figura 7: Raccordo di Connessione e Disconnessione Rapida	21
Figura 8: Prima e Dopo la Disconnessione Rapida di Emergenza	22
Figura 9: Area di Studio, Caratteristiche Batimetriche e Ubicazione dei Dati di Base	57
Figura 10: Punto ERA_ORI – (1985 – 2014) Rosa Annuale del Vento	58
Figura 11: Fetch Associati all'Area di Studio	59
Figura 12: Rosa Annuale delle Onde al Largo – Punto ERA_ORI	60
Figura 13: Albero degli Eventi per Rilascio Continuo di Liquido o Gas	65
Figura 14: Schema di Distribuzione Elettrica	130
Figura 15: Ingombro e Distanza tra i Serbatoi di Stoccaggio	149

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

BOG	Boil Off Gas
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
DCS	Distributed Control System
D.L.vo (D.L.)	Decreto Legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
DWT	Deadweight Tonnage (Tonnellaggio di Portata Lorda)
ERS	Emergency Release System
ESD	Emergency Shut Down
GN	Gas Naturale
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GU	Gazzetta Ufficiale
HVAC	Heating, Ventilating and Air Conditioning
HAZOP	Hazard and Operability Study
MCI	Motore a Combustione Interna
NFPA	National Fire Protection Association
NOF	Nulla Osta di Fattibilità
OCIMF	Oil Companies International Marine Forum
PEAD	PoliEtilene ad Alta Densità
PERC	Powered Emergency Release Coupling
PED	Pressure Equipment Directive
PFD	Process Flow Diagram
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram
PPIR	Politiche di Prevenzione Incidenti Rilevanti
PSV	Pressure Safety Valve
RdS	Rapporto di Sicurezza
RPdS	Rapporto Preliminare di Sicurezza
SDV	Shut Down Valve
s.l.m.m.	Sul Livello Medio del Mare
Sm ³	Standard metri cubi
TSV	Thermal Safety Valve
UNI	Ente Nazionale Italiano di Unificazione

RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA PER LA FASE DI NULLA OSTA DI FATTIBILITÀ (NOF) ACCOSTO E DEPOSITO COSTIERO DI GNL NEL PORTO DI ORISTANO

PREMESSA E SCOPO DEL RAPPORTO

Edison S.p.A. intende realizzare all'interno del porto di Oristano un Deposito costiero per lo stoccaggio e la distribuzione di GNL di capacità utile pari a 10000 Sm³. L'opera in progetto sarà realizzata in un'area del Porto industriale di Oristano, quest'ultimo ubicato nel territorio comunale di Santa Giusta, in Provincia di Oristano (Sardegna).

Il deposito a terra comporterà lo stoccaggio di GNL fino a un massimo di 10000 Sm³ pari a circa 4830 tonnellate di Gas Naturale Liquefatto.

Il 26 Giugno 2015 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale (Supplemento Ordinario No. 38 della G.U. No. 161 del 14 Luglio 2015) il D.L.vo No. 105 "Attuazione della Direttiva 2012/18/UE Relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose", secondo il quale è stato elaborato il presente documento.

Nel suddetto decreto è detto "nuovo stabilimento" (art. 3, Definizioni, comma e) uno stabilimento che avvia le attività o che è costruito il 1° Giugno 2015 o successivamente a tale data oppure un sito di attività che rientra nell'ambito di applicazione della direttiva 2012/18/UE o uno stabilimento di soglia inferiore che diventa di soglia superiore o viceversa il 1° Giugno 2015 o successivamente a tale data per modifiche ai suoi impianti o attività che determinino un cambiamento del suo inventario delle sostanze pericolose.

La quantità di Gas Naturale Liquefatto stoccato totale è superiore ai valori di soglia riportati in Allegato 1 al D.L.vo 105/15 e richiede, pertanto, l'elaborazione di un Rapporto Preliminare di Sicurezza secondo la procedura prevista dal suddetto Decreto.

Il presente documento costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza per il Nulla Osta di Fattibilità relativo al progetto di realizzazione di un Deposito Costiero di Gas Naturale Liquefatto (GNL) con relativo accosto per approvvigionamento tramite navi gasiere e per successiva distribuzione tramite autocisterne e bettoline, predisposto ai sensi della normativa nazionale vigente.

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

Edison S.p.A. intende realizzare all'interno del porto di Oristano un deposito costiero per lo stoccaggio e la distribuzione di GNL di capacità utile pari a 10000 Sm³. Il deposito sarà approvvigionato mediante gasiere di piccola taglia; in considerazione del continuo sviluppo del mercato delle navi di trasporto GNL di piccole dimensioni, ai fini della progettazione si è fatto riferimento a navi attualmente operanti sul mercato, di capacità pari a 7500 e 15600 m³, le cui caratteristiche dimensionali sono considerate rappresentative delle navi che potranno approvvigionare il deposito costiero e sono state utilizzate quale riferimento per lo sviluppo dell'ingegneria (con particolare riferimento al dimensionamento delle opere a mare).

La distribuzione potrà essere effettuata mediante autocisterne (con capacità minima utile di circa 40 m³) e mediante bettoline (ai fini della progettazione si è fatto riferimento alle caratteristiche di mezzi esistenti di capacità pari a 1000 m³; l'effettiva capacità di riferimento delle bettoline sarà definita in una fase successiva del progetto).

Il Deposito Costiero di Oristano sarà progettato per:

- attracco e scarico di navi metaniere;
- stoccaggio del GNL in appositi serbatoi criogenici;
- attracco e carico di bettoline;
- carico di autocisterne.

Il nuovo insediamento sarà localizzato all'interno dell'area industriale del Porto di Oristano, in Sardegna.

Il Deposito Costiero è concettualmente suddiviso in aree funzionali, di seguito elencate:

- Area di Attracco e Trasferimento del GNL: comprenderà le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessari per il corretto trasferimento e la misurazione del GNL e del BOG (boil off gas) durante lo scarico delle navi metaniere ed il carico delle bettoline;
- Area Deposito del GNL: comprenderà i serbatoi e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla loro corretta gestione. Inoltre comprenderà la sala controllo per la supervisione e la gestione dell'impianto;
- Area di Carico Autocisterne: comprenderà le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione.

1.A.1.1 DATI GENERALI

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

Società promotrice del progetto è Edison S.p.A., la più antica società europea nel settore dell'energia e tra le principali società energetiche in Italia e in Europa. Edison S.p.A. oggi opera in 10 paesi nel mondo impiegando oltre 3100 persone nelle due aree di business principali: energia elettrica ed esplorazione e produzione di idrocarburi (gas e olio grezzo).

Edison S.p.A. ha sede presso Foro Buonaparte No. 31, 20122 Milano ed ha Partita IVA 08263330014 (Codice Fiscale 06722600019).

La società Edison S.p.A. ha un capitale sociale di €5291700671.00 e dal 2012 è controllata dal Gruppo EDF (Electricité de France) che detiene circa il 99.5% del capitale sociale. Edison è quotata presso Borsa Italiana, con riferimento alle sole azioni di risparmio.

1.A.1.1.2 Denominazione e Ubicazione dell'Impianto

L'Impianto è denominato "Deposito e Accosto Costiero di GNL nel Porto di Oristano" ed è ubicato all'interno dell'area industriale del porto di Oristano.

L'impianto è ubicato all'interno dell'area industriale del porto di Oristano. Tale area è individuabile mediante le seguenti coordinate geografiche:

- latitudine : 39°51'37" N
- longitudine : 8°34'05" E

In Allegato 1.A.1.1.2 al presente documento si riporta la planimetria dei confini dello stabilimento corredata dell'indicazione delle unità logiche principali di cui lo stabilimento stesso è composto.

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

La progettazione di base del Deposito Costiero di GNL nel Porto di Oristano è a cura della Società D'Appolonia S.p.A., appartenente al Gruppo Rina, con sede a Genova in Via San Nazaro No. 19.

RINA, nato 150 anni fa, è un gruppo globale al servizio di aziende su scala mondiale; missione della società è quella di sostenere i propri Clienti nella crescita offrendo servizi di consulenza, progettazione e assistenza tecnica, prove e collaudi, verifiche ispettive e certificazione.

I servizi di ingegneria sono offerti nel gruppo RINA da D'Appolonia S.p.A., fondata nel 1956, ed entrata a far parte del gruppo nel 2011. Nel Febbraio 2014, le qualifiche, le esperienze e l'organico di D'Appolonia sono stati incrementati con l'incorporazione delle società C.Engineering e Projenia e di parte di RINA Services, consentendo alla società di entrare nel novero dei leader di mercato.

D'Appolonia raccoglie un team di ingegneri, consulenti, progettisti, pianificatori ed esperti specialistici in grado di fornire supporto tecnico a clienti pubblici e privati, dalla fase di ideazione a quella di dismissione dell'opera, attraverso la sua progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione.

La società, che opera nei mercati dell'energia, dei trasporti e delle infrastrutture, dell'industria e a supporto degli investitori, fornisce una vasta gamma di servizi, quali studi di fattibilità e specialistici, progettazione preliminare ed esecutiva, project management, ingegneria di sito e ingegneria dell'Operation & Maintenance di impianti e sistemi. Le capacità tecniche di D'Appolonia coprono tutti gli aspetti legati all'ambiente, alla salute e alla sicurezza, alle geoscienze e all'innovazione.

D'Appolonia ha uno staff di circa 700 tra ingegneri e professionisti, distribuiti in 20 uffici operativi in tutto il mondo. In Allegato 1.A.1.1.3 è riportata una nota relativa all'esperienza D'Appolonia nel settore.

1.A.1.1.4 Responsabile della Stesura del Rapporto di Preliminare Sicurezza per la Fase di Nulla Osta di Fattibilità (NOF)

Responsabile della redazione del presente documento è l'Ing. Giovanni Uguccioni, Business Development Manager dell'area Health Safety and Environment (HSE) della Società D'Appolonia con sede in Via San Nazaro No. 19, 16145, Genova.

In Allegato 1.A.1.1.4 al presente documento è riportato il Curriculum Vitae dell'Ing. Giovanni Uguccioni.

All'elaborazione del documento hanno partecipato gli Ingg. Margherita Derchi, Guido Patrone e Tiziana Pezzo.

1.A.1.2 LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO

L'area prevista per l'ubicazione dell'impianto è situata all'interno del Porto di Oristano, in corrispondenza del Canale Sud; la zona di ormeggio delle navi gasiere e delle bettoline presenta una lunghezza complessiva di circa 225 m.

La superficie disponibile a terra è di circa 76000 m².

Lo specchio acqueo antistante presenta una profondità media di -11 m rispetto al livello medio del mare (s.l.m.m.).

1.A.1.2.1 Corografia della Zona

In Allegato 1.A.1.2.1 è riportata la Corografia della Zona interessata in scala 1:25000 sulla quale sono indicati un raggio di 2 km attorno al punto dove sorgerà l'impianto la presenza di scuole, ospedali, linee e stazioni ferroviarie, aeroporti, insediamenti industriali.

Si riporta inoltre allo stesso allegato un estratto della Carta Nautica per l'area di interesse.

1.A.1.2.2 Posizione dell'Impianto su Mappa

Si riporta in Allegato 1.A.1.2.2 la posizione dello stabilimento su una mappa in scala 1:5000 riportante la località che rappresenta la zona circostante lo stabilimento con una distanza minima di 500 m dai confini dell'attività.

1.A.1.2.3 Piante e Sezioni dell'Impianto

In Allegato 1.A.1.2.3 è riportata la planimetria dell'impianto in scala 1:500, con l'indicazione della localizzazione delle principali apparecchiature, tra cui quelle che contengono le sostanze di cui all'Allegato 1 al D.L.vo 105/15 (in questo caso, GNL e gasolio per il generatore di emergenza e la pompa antincendio).

1.B.1 INFORMAZIONI RELATIVE AL DEPOSITO

1.B.1.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI

Il Gestore si impegna a emettere specifica Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, PPIR, e a organizzare un sistema di gestione della sicurezza che:

- sia proporzionato ai pericoli, alle attività industriali e alla complessità dell'organizzazione nello stabilimento e basato sulla valutazione dei rischi. Il sistema integrerà la parte del sistema di gestione generale che comprende struttura organizzativa, responsabilità, prassi, procedure, procedimenti e risorse per la determinazione e l'attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti.

Il Sistema di Gestione della Sicurezza tratterà i seguenti aspetti:

- i. organizzazione e personale: ruoli e responsabilità del personale addetto alla gestione dei pericoli di incidente rilevante a ogni livello dell'organizzazione, unitamente alle misure adottate per sensibilizzare sulla necessità di un continuo miglioramento. Identificazione delle necessità in materia di formazione del personale e relativa attuazione; coinvolgimento dei dipendenti e del personale di imprese subappaltatrici che lavoreranno nello stabilimento e che dovessero essere rilevanti sotto il profilo della sicurezza;
- ii. identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti: adozione e applicazione di procedure per l'identificazione sistematica dei pericoli rilevanti derivanti dall'attività normale o anomala comprese, se necessario, le attività subappaltate e valutazione della relativa probabilità e gravità;
- iii. controllo operativo: adozione e applicazione di procedure e istruzioni per il funzionamento in condizioni di sicurezza, inclusa la manutenzione dell'impianto, dei processi e delle apparecchiature e per la gestione degli allarmi e le fermate temporanee; tenendo conto delle informazioni disponibili sulle migliori pratiche in materia di monitoraggio e controllo al fine di ridurre il rischio di malfunzionamento del sistema; monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature installate nello stabilimento e alla corrosione; inventario delle attrezzature dello stabilimento, strategia e metodologia per il monitoraggio e il controllo delle condizioni delle attrezzature; adeguate azioni di follow-up e contromisure necessarie;
- iv. gestione delle modifiche: adozione e applicazione di procedure per la programmazione di modifiche da apportare agli impianti, ai processi o ai depositi o per la progettazione di nuovi impianti, processi o depositi;
- v. pianificazione di emergenza: adozione e applicazione di procedure per identificare le emergenze prevedibili tramite un'analisi sistematica e per elaborare, sperimentare e riesaminare i piani di emergenza per poter far fronte a tali emergenze, e impartire una formazione ad hoc al personale interessato. Tale formazione riguarderà tutto il personale che lavorerà nello stabilimento, compreso il personale interessato di imprese subappaltatrici;

- vi. controllo delle prestazioni: adozione e applicazione di procedure per la valutazione costante dell'osservanza degli obiettivi fissati nella PPIR e nel sistema di gestione della sicurezza adottati nonché di meccanismi per la sorveglianza e l'adozione di azioni correttive in caso di inosservanza. Le procedure comprenderanno il sistema di notifica in caso di incidenti rilevanti o di quasi incidenti, soprattutto se dovuti a carenze delle misure di protezione, la loro analisi e le azioni conseguenti intraprese sulla base dell'esperienza acquisita. Le procedure potranno includere indicatori di prestazione, come indicatori di prestazione in materia di sicurezza e altri indicatori pertinenti;
- vii. controllo e revisione: adozione e applicazione di procedure relative alla valutazione periodica e sistematica della PPIR e all'efficacia e all'adeguatezza del sistema di gestione della sicurezza; revisione documentata, e relativo aggiornamento, dell'efficacia della politica in questione e del sistema di gestione della sicurezza da parte della direzione, compresa la presa in considerazione e l'eventuale integrazione delle modifiche indicate dall'audit e dalla revisione.

1.B.1.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

1.B.1.2.1 Organigramma

Nella seguente figura è riportato un organigramma-tipo che presenta la possibile organizzazione delle funzioni previste per l'esercizio del Deposito.

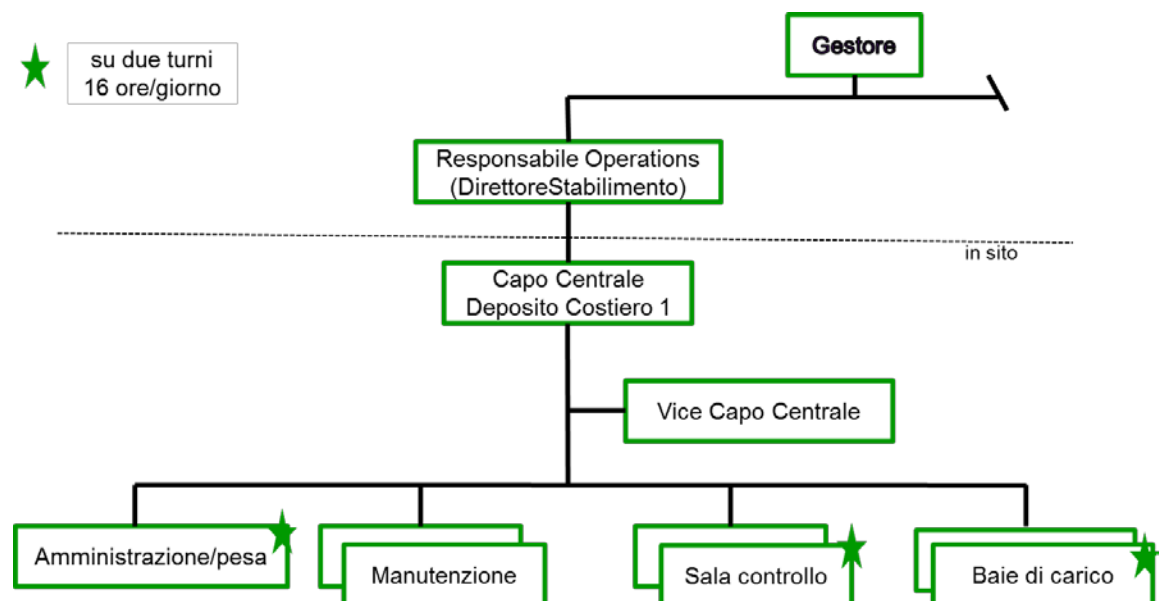


Figura 1: Organigramma Preliminare del Deposito

La struttura potrà avvalersi del contributo di competenze di Edison S.p.A per quel che riguarda alcune funzioni di riferimento, quali ad esempio:

- ingegneria;
- finanza;
- pianificazione e controllo;
- amministrazione;

- HSSE;
- approvvigionamento.

L'esercizio del Deposito, inoltre, implicherà l'impiego di lavoratori esterni per le seguenti funzioni:

- servizi di pilotaggio e rimorchio delle navi;
- operazioni di manutenzione con reperibilità nelle 24 ore;
- prestazioni in tema di sicurezza e ambiente;
- guardiania nelle 24 ore;
- servizio di ristoro;
- pulizia dell'area.

1.B.1.2.2 Entità del Personale

Presso il Deposito, in fase di esercizio e in condizioni di normale funzionamento, si prevede saranno impiegate 9 persone durante le ore diurne (dalle ore 8 alle ore 16) e 5 persone nelle ore serali (dalle ore 16 alle ore 24). Durante le ore notturne (dalle ore 0 alle ore 8) sarà presente il solo guardiano. Il deposito prevederà quindi l'impiego di un totale di 14 dipendenti.

Funzione	No. Unità	Presenza
CAPO DEPOSITO/VICE	2	Giornaliero 1 turno Lunedì-Venerdì
AMMINISTRAZIONE/PESA	1	Giornaliero 2 turni Lunedì-Sabato
MANUTENZIONE	2	Giornaliero 1 turno Lunedì-Sabato
SALA CONTROLLO	2	Giornaliero 2 turni Lunedì-Sabato
BAIE DI CARICO	2	Giornaliero 2 turni Lunedì-Sabato
TOTALE	9	

Durante le operazioni di scarico saranno presenti, oltre al personale del Deposito, anche le persone componenti l'equipaggio della nave gasiera, che si prevede operino a bordo nave gasiera.

1.B.1.2.3 Requisiti di Addestramento del Personale

Sia il personale direttivo che le maestranze saranno periodicamente impegnate in corsi di formazione. Il personale direttivo sarà sottoposto a 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 ad attività di formazione sia all'atto dell'assunzione che durante lo svolgimento delle attività assegnate, partecipando a corsi di formazione ed addestramento teorico-pratici come previsto dalla normativa vigente, D.L.vo 81/2008 e s.m.i. 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, gestione dei grandi rischi e situazioni di emergenza.

1.B.1.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Il progetto in esame consiste nella realizzazione di un Deposito per la ricezione, lo stoccaggio e la distribuzione di Gas Naturale Liquefatto tramite autocisterne e bettoline.

1.B.1.3.1 Attività del Deposito

Il Deposito risulta soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo No. 105 del 26 Giugno 2015, in quanto nell'ambito del deposito a terra si realizzerà lo stoccaggio di GNL fino a un massimo di 10000 Sm³ pari a circa 4830 tonnellate di Gas Naturale Liquefatto, considerando una densità del GNL di 483 kg/m³.

Al Deposito saranno inoltre presenti quantità contenute di gasolio per l'alimentazione del generatore diesel di emergenza e l'alimentazione della motopompa principale antincendio.

Sarà presente azoto necessario per l'inertizzazione e lo spiazzamento di componenti e/o sistemi di impianto.

1.B.1.3.2 Descrizione della Tecnologia di Base adottata nella Progettazione

Il Deposito è progettato in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1473, recepita dalla norma italiana UNI EN 1473 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) Progettazione delle Installazioni a Terra".

I sistemi di scarico alla piattaforma sono progettati in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1474 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) – Progettazione e Prove dei Bracci di Carico/Scarico" e alla EN 1532 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto – Interfaccia Terra-Nave."

Nell'Allegato 1.B.1.3.2 è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni italiane, europee ed internazionali e dei principali standard, a cui si fa riferimento per il progetto del Deposito di GNL.

1.B.1.3.3 Schema a Blocchi dell'Impianto

Il Deposito riceverà GNL da navi gasiere che scaricheranno il gas naturale allo stato liquefatto alla banchina di scarico. Le pompe della nave gasiera forniranno la prevalenza sufficiente per inviare il GNL ai serbatoi criogenici di stoccaggio.

Il gas vaporizzato dal GNL (boil-off gas) sarà in parte trattato con un sistema di ricondensazione e in parte utilizzato per la produzione di energia elettrica in motori a combustione interna. In condizioni normali operative non si avrà invio di gas in fiaccola.

L'impianto sarà dotato di un'area di carico autocisterne tramite le quali il GNL immagazzinato verrà distribuito via gomma. Sarà inoltre prevista la distribuzione di GNL tramite bettoline di piccola taglia (1000 m³).

Il diagramma a blocchi del Deposito è riportato in Allegato 1.B.1.3.3, insieme agli schemi di flusso semplificati di processo (PFD).

Nei paragrafi che seguono si descrivono le Unità principali dell'impianto (Edison S.p.a., 2015a):

- scarico e trasferimento GNL;
- serbatoi di stoccaggio GNL;
- sistema di distribuzione GNL;
- sistema di gestione del BOG;
- sistema di contabilizzazione;
- sistema torcia;
- sistemi ausiliari;
- sistemi elettrostrumentali;
- opere civili.

1.B.1.3.3.1 Scarico e trasferimento del GNL

Il GNL sarà trasportato al deposito costiero tramite navi gasiere o metaniere aventi caratteristiche analoghe a quelle attualmente esistenti di capacità di trasporto sino a 15600 m³, con possibilità di scarico parziale fino a copertura della capacità di impianto pari a 10000 m³. Le navi saranno ormeggiate e scaricate in corrispondenza di un'area di accosto dedicata. Il traffico delle navi dipenderà dalle taglie delle stesse, arrivando fino a un massimo di 70 arrivi all'anno considerando conservativamente sole gasiere di piccole dimensione della capacità di 7500 m³.

Piattaforma di Scarico GNL

La piattaforma consentirà l'accosto di una nave gasiera per volta.

Il layout del sistema di ormeggio delle navi gasiere, con particolare riferimento a:

- posizione delle bitte di ormeggio e dei parabordi;
- forze massime trasmesse alla banchina in condizioni meteo estreme;
- è stato condotto in accordo alle indicazioni riportate nelle linee guida emesse dall'OCIMF ed è stato oggetto di studio nel Documento "Studio Preliminare di Ormeggio" (Edison S.p.A., 2015c).

Una volta assicurato l'ormeggio della nave e stabilite le comunicazioni, potranno iniziare le procedure di scarico del GNL con la connessione dei bracci di carico ubicati in corrispondenza dell'accosto e le relative prove di tenuta. I bracci di carico consentiranno il collegamento delle linee del GNL e del BOG e pertanto di equilibrare le pressioni tra i serbatoi della gasiera e i serbatoi di stoccaggio dell'impianto. Una sovrappressione positiva nei serbatoi a terra permetterà al BOG che si genera durante il trasferimento del GNL, di fluire verso la metaniera ed evitare il *flash* nei serbatoi a terra.

Il trasferimento del GNL, in particolare, sarà effettuato tramite un braccio di carico per la fase liquida caratterizzato da un diametro di 10" ¹ (L-101), mentre il trasferimento del gas di ritorno (BOG), proveniente dai serbatoi di stoccaggio, sarà effettuato tramite un braccio avente diametro di 8" (L-100). Un terzo braccio da 10" (L-102), sarà installato come riserva in caso di malfunzionamento di uno dei bracci operativi e sarà di tipo "ibrido" ossia idoneo per il funzionamento sia con GNL che con BOG.

¹ 10": si intende 10 pollici.

La struttura dei bracci di carico è schematizzata nella figura seguente.

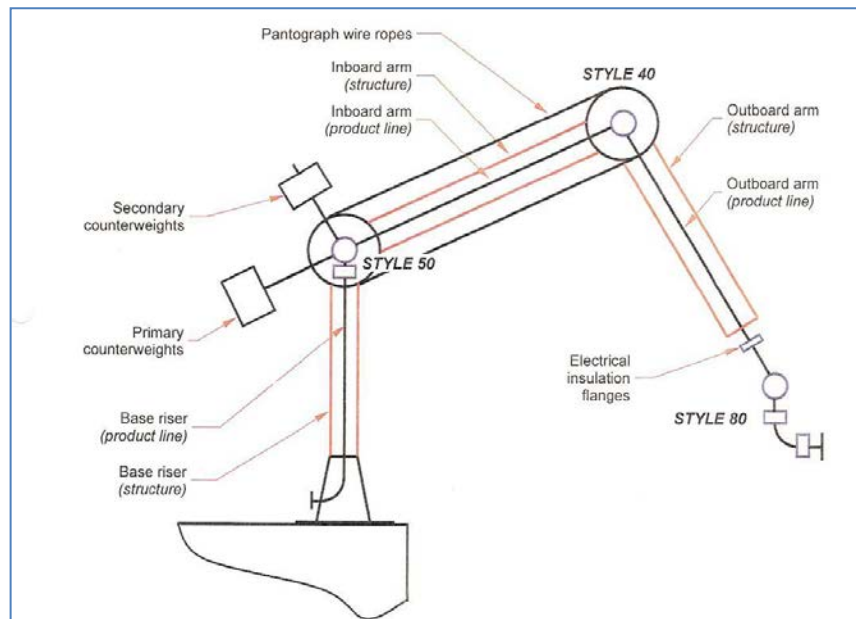


Figura 2: Schema della Struttura di un Braccio di Carico

L'accosto delle gasiere sarà effettuato mediante una banchina che ospiterà tutte le attrezzature dedicate alle operazioni di scarico e tutte le attrezzature necessarie a garantirne l'operatività in completa sicurezza, quali impianti di rivelazione incendio e intercettazione/blocco di emergenza (Emergency Shut Down System).

Bracci di Carico

Lo standard Europeo EN 1474 specifica la progettazione, i requisiti di sicurezza e le procedure di ispezione e prova per i bracci di trasferimento di GNL da utilizzarsi nei terminali di tipo convenzionale a terra e per la sicurezza delle operazioni di trasferimento tra nave gasiera e impianto a terra.

I bracci sono del tipo autoportante costituiti da un pantografo di bilanciamento di tipo rigido. Gli accoppiamenti rotanti (Swivels joints) utilizzati nella realizzazione dei bracci sono realizzati e testati in accordo alla OCIMF 3° edizione e in grado di sostenere i carichi strutturali imposti dal sistema.

I bracci di carico sono inoltre equipaggiati con sistemi di rilascio di emergenza (ERS), che consentono una rapida disconnessione in situazioni di potenziale pericolo in cui si devono interrompere le operazioni di trasferimento del prodotto (ad esempio rottura di una linea di ormeggio, etc.).

Si riporta un'immagine di maggiore dettaglio dei bracci di carico:

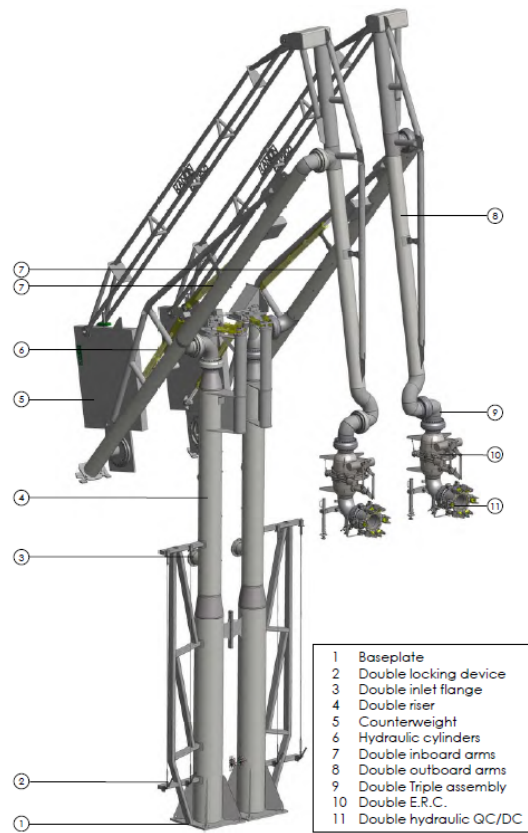


Figura 3: Dettagli di un Braccio di Carico

La seguente tabella riporta le caratteristiche tecniche principali dei bracci di carico:

Tabella 1: Dati Caratteristici dei Bracci di Carico

Caratteristica	Unità di misura	Dati	
		GNL e ibrido (L-101 e L-102)	BOG (L-100)
Portata GNL di Progetto	m ³ /ora	1000/250 ⁽¹⁾	
Temperatura di Progetto	°C	da -165 a +50	
Pressione di Progetto	barg	20	
Connessione lato nave	--	10" ANSI B16.5 150# WN RF flangiata	8" ANSI B16.5 150# WN RF flangiata
Connessione lato banchina	--	10" ANSI B16.5 300# WN RF flangiata	8" ANSI B16.5 300# WN RF flangiata
Accoppiamenti rotanti	--	6x dim. 10" SAC818 (per braccio)	6x dim. 8" SAC818 (per braccio)

(1) la portata di scarico nave gasiera è pari a 1000 m³/ora, quella di carico bettolina è pari a 250 m³/ora.

I materiali utilizzati per le parti costituenti i bracci di carico sono essenzialmente acciaio inossidabile per la tenuta interna corpo dell'accoppiamento rotante, acciaio inossidabile 304L per le parti a contatto con GNL, acciaio al carbonio per le strutture di supporto e teflon per la tenuta dell'accoppiamento rotante.

La preparazione superficiale dell'acciaio al carbonio comporta l'applicazione di tre strati di vernice epossidica che ha proprietà anticorrosive.

I bracci di carico saranno sottoposti a prove e ispezioni in conformità a standard e requisiti, quali:

- certificazione dei materiali in accordo allo standard EN 10204-3.1, "Prodotti metallici – Tipi di documenti di controllo";
- prova idraulica in pressione con pressione pari a 1.5 volte quella di progetto e in accordo alla Direttiva PED (D.L.vo 93 del 25/02/2000, "Attuazione della Direttiva 97/23/CE in Materia di Attrezzature a Pressione");
- prova di tenuta;
- verifica delle tubazioni: raggi X del 100% delle saldature circolari;
- verifica degli occhielli di sollevamento: materiali testati mediante ultrasuoni e saldature verificate al 100% con liquidi penetranti;
- verifica delle connessioni alle tubazioni di processo: test alle particelle magnetiche delle connessioni saldate e test del 10% delle saldature sulle strutture collegate alle tubazioni;
- ispezione di terza parte.

I bracci di carico sono dotati anche di meccanismo di bloccaggio meccanico e idraulico, interruttori di prossimità montati su ciascun braccio per sistema di allarme ridondato, accoppiamento idraulico rapido di diametro 10" -150# (rating) in acciaio SS304L e spurgo con azoto degli accoppiamenti rotanti per prevenire la formazione di ghiaccio.

I bracci di carico saranno completi di un sistema idraulico comune per la connessione o disconnessione rapida, la movimentazione dei bracci stessi, il monitoraggio della posizione di ciascun braccio e di un sistema di sganciamento di emergenza (ERS) dotato di valvole PERC (*Powered Emergency Release Coupling*) di sgancio rapido, composto da:

- un accoppiamento di sgancio rapido di emergenza;
- due valvole a sfera, posizionate una immediatamente prima e una immediatamente dopo l'accoppiamento di sgancio rapido, con priorità di chiusura prima del disaccoppiamento.

Le due valvole saranno meccanicamente interbloccate per garantire la chiusura simultanea.

Il sistema sarà comandato sia automaticamente (attraverso i segnali di superamento dell'angolo massimo di lavoro) sia manualmente:

- attraverso dei pulsanti nella stazione di controllo di banchina e in zone sicure in area di banchina;
- durante l'assenza di fonte di alimentazione attraverso l'azione diretta sulle leve di comando del solenoide di sganciamento.

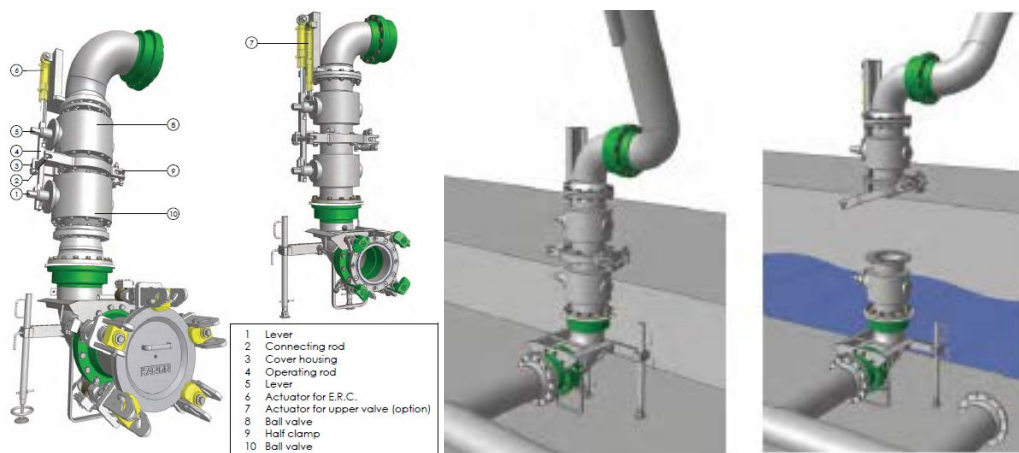


Figura 4: Sistema di Sgancio Rapido di Emergenza "PERC"

Trasferimento del GNL ai Serbatoi di Stoccaggio

Le operazioni di scarico potranno essere effettuate dopo che la nave è stata adeguatamente:

- attraccata;
- collegata a terra mediante l'apposita connessione;
- connessa al sistema di comunicazione nave gasiera - deposito mediante cavo dedicato.

Una volta assicurato l'ormeggio della nave e stabilite le connessioni sopra riportate potranno iniziare le procedure di scarico del GNL con la connessione dei bracci di carico e le prove di tenuta.

La connessione del braccio di carico GNL e ritorno BOG prevede che sia alimentata elettricamente l'unità idraulica dei bracci di carico e attivate le pompe relative, posizionato il sistema di supporto meccanico (mechanical jack) dei bracci, aperte le valvole PERC, effettuato il flussaggio dei bracci con azoto, ed effettuato un test di tenuta con azoto delle connessioni del braccio di carico e del braccio di ritorno del BOG; si procederà quindi al raffreddamento dei bracci di scarico utilizzando GNL.

Il GNL dai serbatoi della nave sarà pompato verso 7 (sette) serbatoi criogenici in pressione a terra (T-200; T-201; T-202; T-203; T-204; T-205; T-206) mediante le pompe della nave. Le operazioni di effettivo scarico e trasferimento avranno una durata massima di 12 ore.

Inizialmente, le linee di trasferimento della nave e i bracci di carico saranno raffreddate con il GNL stesso. Dopo circa 30 minuti, quando la temperatura sarà vicina a quella del GNL nei serbatoi, la portata di GNL sarà incrementata sino al valore desiderato, mentre il BOG inizierà a fluire verso la metaniera attraverso la linea di ritorno vapore per differenza di pressione tra i serbatoi criogenici a terra e i serbatoi della nave.

I bracci di carico saranno in grado di lavorare in entrambe le direzioni di flusso, ossia per lo scarico delle gasiere, assicurando una capacità di trasferimento massima fino a 1000 m³/ora, e per il carico delle bettoline, con una portata massima dell'ordine dei 250 m³/ora.

Durante le operazioni di rifornimento delle bettoline la linea di scarico sarà, infatti, utilizzata in controflusso per mezzo dell'azionamento delle pompe dell'impianto e l'attivazione di un sistema di valvole.

In fase di scarico, il GNL sarà inviato allo stoccaggio a terra tramite una linea da 12" che confluirà in un collettore da 16" attraverso il quale il GNL può accedere ai serbatoi criogenici. Normalmente tutti i serbatoi saranno riempiti contemporaneamente allo scopo di migliorare la miscelazione del GNL all'interno di ciascuno di essi.

Il flusso di GNL verso il collettore ai serbatoi è controllato attraverso una valvola di regolazione posizionata sulla linea di trasferimento del GNL.

Il flusso in ingresso a ciascun serbatoio potrà essere gestito attraverso la regolazione di una coppia di valvole pneumatiche, rispettivamente collegate alla linea di caricamento dall'alto e dal basso, e operate direttamente dall'operatore in sala controllo.

Durante lo scarico della metaniera un separatore di liquido con annesso desurriscaldatore, ubicato sul molo, dividerà gli eventuali liquidi trascinati dal BOG dai serbatoi di stoccaggio alla metaniera. Nel caso in cui la temperatura del gas di ritorno dovesse risultare superiore al set previsto, una valvola permetterà l'invio al desurriscaldatore di un flusso regolato di GNL proveniente dalla linea di trasferimento. Tramite l'iniezione di GNL, il gas di ritorno è riportato a valori compatibili con i requisiti di temperatura richiesti dalla metaniera collegata.

Al raggiungimento del minimo livello nei serbatoi della metaniera o del livello previsto nei serbatoi a terra, l'operazione terminerà mediante stop graduale delle pompe di scarico GNL della nave, quindi si prevede che:

- si chiudano le valvole di intercettazione GNL;
- si effettui lo spurgo con azoto dei bracci di carico e si dreni il GNL dai bracci di carico, parte nei tank della nave e parte al collettore di raccolta, verso il separatore liquido sul molo, con l'azoto immesso nella parte alta del braccio, e si effettui l'inertizzazione;
- si chiudano le valvole PERC ai bracci di carico;

- si controlli la pressione dell'azoto sul lato dalla valvole verso i bracci di carico e si disconnettono i bracci di carico, il cavo di connessione comunicazioni nave - deposito e il cavo di messa a terra.

Il separatore di banchina (K.O. Drum) è dimensionato per contenere l'intero volume di un braccio più la massima quantità di GNL separato dal flusso del desurriscaldatore.

Allo scopo di mantenere le linee a temperatura prossima a quella di lavoro tra una fase di scarico nave e quella successiva, si provvederà alla circolazione di un flusso ridotto di GNL tra la banchina e i serbatoi di stoccaggio, tramite due pompe di ricircolo (P-211A/B). Questa operazione è anche necessaria per evitare che, nella fase iniziale di scarico si generi una quantità eccessiva di BOG.

Al termine delle operazioni di scarico sarà ripristinata la circolazione del GNL nella linea di trasferimento dalla nave per la rimozione continua del calore in ingresso alla linea stessa e il mantenimento della temperatura a livello criogenico in attesa della nave successiva.

La re-introduzione della portata di ricircolo potrà essere effettuata dal basso o dall'alto mediante spray, ciò allo scopo di poter controllare il livello di pressione presente nei serbatoi utilizzando la capacità termica disponibile del GNL per ricondensare una parte di BOG, tale pratica permette la gestione dei livelli di pressione per periodi limitati di tempo trasferendo parte del calore latente del BOG al GNL sotto forma di calore sensibile.

Tutti i drenaggi, gli scarichi delle TSV (*Thermal Safety Valve*) e gli sfiati delle apparecchiature e linee di banchina sono raccolti nel separatore di banchina, che è connesso attraverso la linea di ritorno del vapore al collettore del BOG e al sistema di torcia tramite PSV (*Pressure Safety Valve*).

Il liquido contenuto nel separatore potrà essere:

- spazzato mediante la pressurizzazione con azoto ed inviato alla linea di scarico per essere trasferito ai serbatoi di stoccaggio;
- vaporizzato mediante accensione del vaporizzatore elettrico per essere inviato al collettore del BOG.

1.B.1.3.3.2 Serbatoi di Stoccaggio del GNL

Il GNL è stoccato in No. 7 serbatoi in pressione cilindrici orizzontali, di capacità utile di circa 1430 m³ ciascuno.

I serbatoi saranno installati fuori terra e saranno del tipo a doppio contenimento totale, ciascuno composto da un serbatoio esterno e uno interno entrambi in acciaio inossidabile criogenico.

La Tabella seguente riassume le principali caratteristiche strutturali dei serbatoi che verranno adottati:

Tabella 2: Dimensioni e Ingombro Serbatoi di Stoccaggio

Caratteristica	Unità di misura	Dati
Diametro interno	m	6.5
Diametro esterno	m	7.3
Lunghezza (cilindro interno)	m	45.0
Lunghezza totale (cilindro esterno)	m	53.0

Il serbatoio a contenimento totale garantisce, grazie alla presenza di due contenitori separati ed indipendenti, il totale contenimento di eventuali sversamenti di liquido dal primo serbatoio o serbatoio più interno verso l'esterno garantendo che non ci siano rilasci nell'ambiente esterno. Un'eventuale fuoriuscita di GNL dal serbatoio interno, non comprometterà l'integrità del serbatoio esterno grazie alla proprietà dell'acciaio utilizzato di resistere alle basse temperature alle quali è stoccato il GNL.

I serbatoi hanno una pressione di progetto di 8 barg + Full Vacuum, e una pressione operativa variabile tra 0 e 6 barg.

La dispersione termica massima giornaliera corrisponde ad una evaporazione dello 0.1% in volume del contenuto del serbatoio stesso convenzionalmente considerato pieno di gas naturale liquefatto.

I serbatoi sono realizzati in modo da limitare il flusso termico dall'esterno attraverso un isolamento termico realizzato mediante l'uso congiunto di materiale isolante (perlite espansa) e condizioni di vuoto tra i due serbatoi di contenimento.

Quando la realizzazione del serbatoio è eseguita in sito il riempimento delle cavità con perlite può essere eseguito gestendo il prodotto secondo le seguenti due modalità:

- trasportando il materiale già pronto in sito mediante l'utilizzo di autobotti;
- utilizzando sistemi di preparazione del prodotto finito direttamente nel luogo di installazione dei serbatoi.

Tipicamente la seconda modalità risulta la più frequentemente utilizzata. La perlite grezza viene trasportata e preparata direttamente nel sito di installazione dei serbatoi attraverso l'utilizzo di unità mobili. In Allegato 1.B.1.3.3.2 al presente documento si riporta un approfondimento sulla gestione e l'installazione della perlite nelle intercapedini dei serbatoi di stoccaggio.

Tutte le connessioni e i bocchelli per la strumentazione per ragioni di sicurezza saranno ubicati sulla sommità. I serbatoi saranno equipaggiati con un sistema che permetterà la corretta distribuzione del liquido in ingresso per le operazioni di riempimento dall'alto e dal basso.

I serbatoi sono completi di tutta la strumentazione necessaria a monitorarne in continuo il livello nonché il profilo di temperatura e di densità lungo l'altezza del serbatoio, al fine di evitare possibili eventi di basculamento del GNL al suo interno (roll-over).

Nonostante il serbatoio e tutte le tubazioni criogeniche siano adeguatamente isolate gli stoccaggi GNL subiscono comunque un certo riscaldamento dovuto essenzialmente a:

- ambiente esterno;
- calore in ingresso dalle linee di scarico nave;
- calore generato dalle pompe di trasferimento GNL;
- eventuale ingresso dovuto alla circolazione GNL di raffreddamento.

Il vapore generato a seguito di tale riscaldamento, unitamente al vapore movimentato per effetto della variazione di livello del liquido nei serbatoi, viene convogliato tramite un collettore di diametro pari a 10", comune ad tutti i serbatoi, al sistema di gestione del BOG, alla linea di ritorno vapore alla nave e al sistema di torcia in caso di emergenza.

Ogni serbatoio criogenico sarà completo di sistemi di protezione atti a prevenire:

- sovrariempimento;
- sovrappressione.

La protezione da sovrariempimento sarà effettuata attraverso il monitoraggio del livello per tutta l'altezza di ciascun serbatoio, mediante strumentazione multipla e adeguatamente ridondata, che agisce separatamente sugli elementi di controllo, quali valvole e pompe, ed è connesso al sistema di arresto di emergenza che determina la fermata del sistema di scarico nave.

I livelli di pressione all'interno dei serbatoi sono normalmente gestiti attraverso:

- il consumo di BOG necessario ad alimentare i generatori elettrici d'impianto;
- la reliquefazione attraverso le unità Stirling a ciclo inverso;
- opportune procedure di gestione delle operazioni trasferimento e di raffreddamento.

La protezione dalla sovrappressione è garantita dall'apertura della valvola che invia l'eccesso di gas prodotto al sistema di torcia.

Nei casi in cui si verifichi un incremento della pressione dovuto a cause non legate al normale funzionamento, l'integrità dei serbatoi sarà garantita da un set di valvole di sicurezza (PSV).

Sia la linea di depressurizzazione che gli scarichi delle PSV saranno collettate verso il sistema di torcia. In caso di segnale di alta pressione proveniente da ciascun serbatoio si avrà la chiusura automatica delle valvole poste sulle linee di caricamento dal basso e dall'alto.

In caso di rottura del contenimento interno di uno dei serbatoi di GNL installati in impianto, è stata prevista una procedura preliminare per il ripristino del serbatoio danneggiato, in condizioni di sicurezza del Deposito. La procedura è riportata in Allegato 1.B.1.3.3.2.

Innanzitutto, si precisa che il verificarsi di uno sversamento dal serbatoio interno comporterà l'alterazione delle condizioni esistenti nell'intercapedine tra i due serbatoi di cui l'operatore sarà immediatamente allertato attraverso i segnali di allarme provenienti da seguenti gruppi di strumenti installati su ciascun serbatoio:

- trasmettitori di temperatura di pelle del serbatoio esterno opportunamente distribuiti sulla superficie e ridondata;

- bassa pressione differenziale tra il serbatoio interno e l'intercapedine, che normalmente è sottovuoto;
- trasmettitore con allarme per alta e bassa pressione.

1.B.1.3.3.3 Sistema di Distribuzione del GNL

Carico alle Bettoline

Il carico del GNL alle bettoline avverrà tramite il funzionamento di due pompe di rilancio dell'impianto.

Le pompe di rilancio aspireranno dal collettore comune del GNL da 16" posto in uscita dai serbatoi e, durante la marcia normale, inviano il GNL alla bettolina attraverso il braccio di carico da 10", utilizzando la stessa linea di scarico della metaniera ma in controflusso o, in casi di emergenza, tramite il braccio "ibrido".

Le pompe saranno di tipo verticale "canned", multistadio e a motore sommerso. In condizioni di marcia normale le 2 pompe saranno entrambe operative, dimensionate in configurazione 2x50% sulla massima capacità di carico delle bettoline ossia 250 m³/ora.

Lo svolgimento delle operazioni di caricazione delle bettoline comporterà un tempo operativo compreso tra le 8 e le 12 ore.

Carico delle Autocisterne

Saranno previste No. 4 baie di carico GNL per le autocisterne, ciascuna costituita principalmente da:

- No. 1 pompa di carico autocisterna;
- un sistema di regolazione della portata di carico GNL e gestione BOG autocisterna;
- un sistema di misura del BOG;
- tubazioni flessibili per l'aggancio alle autocisterne dotati di sistema di sblocco di emergenza ("Emergency Release Coupling"), denominate anche manichette di carico;
- pesa fiscale da camion al fine di poter contabilizzare la quantità di GNL in uscita dal deposito.

Le pompe di carico GNL che aspirano dal collettore comune del GNL posto in uscita dai serbatoi di stoccaggio, sono di tipo verticale "canned", multistadio e a motore sommerso. Le No. 4 pompe, tra loro in parallelo, sono dimensionate per garantire la massima capacità di carico delle autocisterne, ossia 240 m³/ora (portata nominale di ciascuna pompa 60 m³/ora).

Lo svolgimento delle operazioni di caricazione comporterà i seguenti tempi operativi, per una durata massima complessiva di 1.2 ore (*cool down* escluso):

- identificazione, posizionamento e collegamento a terra dell'automezzo (5');
- collegamento delle manichette di trasferimento ed esecuzione delle procedure di sicurezza e verifica delle operazioni (5'-10');
- fase di carico, comprendente rampa di avvio, fase a regime e rampa di fine carico (45'-50');
- manovre di chiusura valvole, drenaggio e inertizzazione manichette e successiva disconnessione (10'-15');
- rilascio pensilina di carico.

Le manichette utilizzate per il trasferimento di GNL tra impianto di stoccaggio e autocisterne saranno realizzate, verificate e ispezionate in ottemperanza agli standard:

- UNI EN 1474-2:2009 “Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas – Design and Testing of Marine Transfer Systems - Part 2: Design and Testing of Transfer Hoses”;
- EN 13766 “Thermoplastic Multilayer (non-vulcanized) Hoses and Hose Assemblies for the Transfer of Liquid Petroleum Gas and Liquefied Natural Gas Specification”.

Le manichette flessibili saranno composte da una tubazione flessibile, i connettori e le terminazioni. Le estremità del connettore permetteranno l’installazione di un accoppiamento di connessione/disconnessione rapido e del sistema di disconnessione di emergenza ERC.

Per il trasferimento di GNL su autocisterne, sono comunemente utilizzate due tipologie di manichette, in acciaio inossidabile corrugato oppure realizzate in strati di tessuto polimerico e avvolgimenti di filo in acciaio inossidabile per l’integrità.

Nel seguito si riportano le principali caratteristiche delle due tipologie, si evidenzia che la definizione di dettaglio della tipologia di manichetta utilizzata sarà definita in fase di progettazione successiva.

La prima tipologia, in acciaio inossidabile corrugato, viene utilizzata per diametri non superiori a 16”. Questo tipo di manichetta, come rappresentato nella figura sottostante, è costituito da molti strati è costituita da:

- uno strato interno in acciaio inossidabile corrugato che ne assicura la tenuta e la resistenza alla pressione interna;
- un’ armatura esterna con funzione di supporto assiale e isolamento termico;
- uno strato esterno a spirale per assicurare il posizionamento dello strato sottostante e tale da garantire un ulteriore isolamento termico;
- uno o più strati isolanti per prevenire il riscaldamento del fluido in transito ed limitare la formazione di ghiaccio sulla superficie esterna;
- uno strato intermedio ed esterno di protezione dai trafiletti in grado di consentire l’immediata rivelazione nel caso di perdita.

Gli accoppiamenti di terminazione hanno due funzioni principali:

- assicurare l’integrità di ciascuno strato nel suo punto deposito;
- permettere il collegamento con le tubazioni e elementi di accoppiamento.

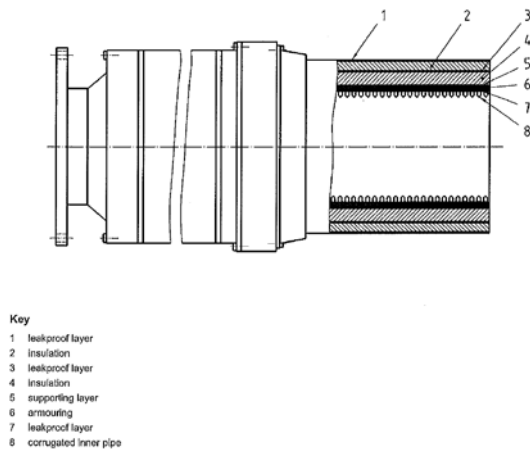


Figura 5: Tipica Terminazione per Manichette Corrugate

La seconda tipologia, in composito, è ad oggi ampiamente utilizzata per il trasferimento di liquidi criogenici anche per applicazioni off-shore, nel campo del trasferimento tra nave e nave, nave e impianto a terra, impianto a terra e autobotte o cisterna ferroviaria, autobotte a impianto a terra.

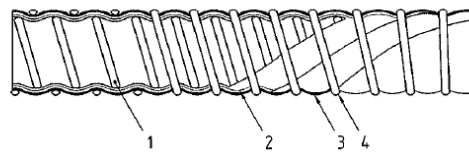
La costruzione della manichetta flessibile in composito consiste nella sovrapposizione multipla di strati alternati di tessuto in poliestere e film polimerici posizionati tra un doppio avvolgimento di filo in acciaio inox. Il materiale costituente il film di rivestimento delle manichette in composito è caratterizzato da un' elevata resistenza a fatica.

L'avvolgimento esterno conferisce alla manichetta la capacità di resistere a pressioni fino a cinque volte la massima pressione operativa. L'avvolgimento interno ha la funzione di permettere il mantenimento della forma circolare ed evitare che il tessuto costituente il tubo possa collassare internamente. Entrambi gli avvolgimenti definiscono la geometria della manichetta e assicurano la sigillatura dei vari strati che compongono la manichetta stessa. Le caratteristiche dei due avvolgimenti conferiscono al tubo la combinazione ottimale tra resistenza e flessibilità.

Il numero e la disposizione degli strati è definito compatibilmente con la specifica applicazione e dimensione della manichetta. I materiali utilizzati per la realizzazione dei film e dei tessuti sono selezionati in modo da garantire la completa compatibilità con il prodotto trasportato e le condizioni di temperatura e pressione di design.

Gli strati in film polimerico assicurano la tenuta ermetica al fluido trasportato mentre gli strati in tessuto conferiscono robustezza meccanica al tubo. Il tessuto in poliestere utilizzato ricade nella BS3121 in qualità di materiale ignifugo.

La figura sottostante rappresenta schematicamente la struttura a strati della manichetta in composito.



Key
1 inner wire
2 film
3 fabric
4 outer wire

Figura 6: Struttura della Manichetta Flessibile in Composito

Indipendentemente dalla tipologia di manichetta utilizzata, le terminazioni dovranno assicurare le seguenti funzioni:

- il collegamento meccanico di tutti gli strati che compongono la manichetta al fine di assicurare la capacità di resistere a sforzi di trazione, di torsione e dovuti alla pressione interna;
- assicurare la perfetta tenuta evitando perdite del fluido trasportato;
- assicurare la tenuta contro l'ingresso di umidità o acqua dall'ambiente circostante.

Le terminazioni dovranno essere in accordo ai criteri di resistenza a fatica applicabili.

Le manichette sono dotate di un sistema di connessione rapida permette l'esecuzione delle procedure di connessione e disconnessione evitando la fuoriuscita di prodotto attraverso un'opportuna configurazione delle tenute e dell'otturatore. L'ugello viene aperto e chiuso durante la connessione agendo su un meccanismo a doppia leva. Per incrementare il livello di sicurezza sia il raccordo sia il connettore devono essere dotati di valvola di blocco per prevenire la perdita di GNL nel caso di separazione forzata.



Figura 7: Raccordo di Connessione e Disconnessione Rapida

Il raccordo di connessione/disconnessione rapida è dotato di sistema di sgancio di sicurezza (Break Away) che ha la funzione di ridurre il rischio di fuoriuscita di GNL attraverso l'arresto del flusso in caso di situazioni di emergenza. Questi sistemi sono utilizzati per evitare disconnessioni accidentali dei raccordi rapidi in caso di sollecitazione eccessiva sulla manichetta, dovuta ad esempio alla partenza del veicolo quando la manichetta è ancora collegata, e proteggere così anche le apparecchiature preposte al carico, oltre a eliminare i rilasci indesiderati di prodotto.

Tali sistemi sono progettati per disconnettersi al raggiungimento di una sollecitazione massima stabilita e contemporaneamente attivare due valvole automatiche che intercettino il flusso su ciascuna delle estremità del connettore.

Tipicamente due sistemi di sgancio di sicurezza saranno installati agli estremi delle manichette di trasferimento, in corrispondenza di un punto fisso di connessione con l'impianto erogatore e nel punto di collegamento con il vettore da rifornire. Di seguito è descritto il principio di funzionamento dei sistemi di disconnessione di emergenza.

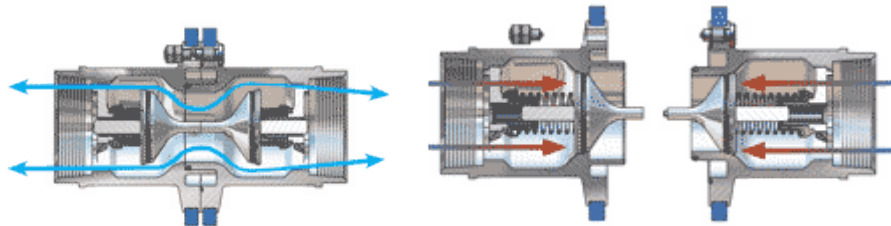


Figura 8: Prima e Dopo la Disconnessione Rapida di Emergenza

Il sistema di sgancio rapido consta di due metà, ciascuna composta da una valvola di interruzione del flusso. La separazione delle due metà permette la rapida chiusura delle due valvole riducendo la quantità di prodotto veicolato che può eventualmente venire a contatto con il personale, le apparecchiature e/o l'ambiente circostante a seguito di una disconnessione di emergenza.

Attualmente diversi produttori hanno ottenuto l'omologazione delle loro manichette flessibili, realizzate in accordo agli standard EN 13766 e EN 1474-2, con diametri fino a 12", da diverse società di certificazione quali Bureau Veritas, Loyd's Register e Det Norske Veritas.

Si elencano nel seguito impianti in cui vengono adoperate le manichette flessibili per il carico di GNL nelle autocisterne:

- impianto di rigassificazione di Zeebrugge – Belgio;
- impianto di rigassificazione di Montoir De Bretagne – Francia;
- impianto di rigassificazione di Fos Tonkin – Francia;
- impianto di liquefazione Stavanger (Skargas) – Norvegia;
- impianto di Lysekil (Skargas) – Svezia;
- impianto di Everett GAS terminal (GDF Suez) – USA.

1.B.1.3.3.3 Sistema di Gestione del BOG

Durante le operazioni di scarico della nave metaniera, il livello di GNL nei serbatoi di stoccaggio cresce causando la riduzione del volume disponibile per i vapori. Contemporaneamente il livello di GNL nei serbatoi della metaniera diminuisce, comportando un aumento del volume disponibile per il vapore e la riduzione di pressione nei serbatoi della nave. Per prevenire la possibilità di eccessiva riduzione della pressione, una parte dei vapori disponibili nei serbatoi a terra viene fatta fluire verso la nave, per semplice differenza di pressione, attraverso la linea di ritorno vapore da 8" e il relativo braccio di ritorno del vapore. Un desurriscaldatore è inserito sulla linea di ritorno vapore per garantire che la temperatura del vapore in ingresso alla nave, principalmente all'inizio delle operazioni

di scarico, non superi i livelli di accettabilità previsti (circa -130°C) evitando l'introduzione di quantità eccessive di calore all'interno dei serbatoi della nave. Il liquido in eccesso sarà estratto dalla corrente di vapore nel separatore di banchina, che accoglierà anche i drenaggi delle linee e delle apparecchiature della medesima area.

Il Boil Off Gas (BOG) in eccesso che si genera in impianto è gestito attraverso:

- il re-invio di una parte dei vapori generati nei serbatoi di stoccaggio ai serbatoi della metaniera;
- il sistema di alimentazione dei generatori elettrici di impianto (MCI);
- il sistema di re-liquefazione del BOG composto di Unità Stirling a ciclo inverso;
- opportune procedure di accumulo del vapore attraverso fluttuazioni della pressione di impianto e di cicli di raffreddamento mediante spray.

Sono previsti No. 3 Motori a Combustione Interna (MCI) alimentati dal BOG di potenza elettrica pari a 450 kWe, ciascuno dimensionato per produrre il 50% della generazione elettrica nominale di impianto. Tra questi, No. 2 opereranno contemporaneamente durante i periodi di massimo carico, il terzo è tenuto a disposizione come riserva. I Motori a Combustione Interna hanno un rendimento minimo atteso del 40% e sono destinati alla produzione di energia elettrica per i soli bisogni del deposito costiero.

Il sistema di re-liquefazione è realizzato attraverso l'adozione di No. 10 unità Stirling a ciclo inverso capaci di operare all'interno dell'intervallo di fluttuazione delle pressioni previste per il deposito. Essi permetteranno il recupero di parte del BOG generato in impianto, accumulando il GNL prodotto all'interno di un serbatoio criogenico con capacità pari a 3 m³ e successivamente reinviandolo nella linea di ingresso ai serbatoi di stoccaggio con l'utilizzo di pompe comandate attraverso misurazione di livello.

Tabella 3: Dati Tecnici del Motore Stirling

Caratteristica	Unità di Misura	Dati
Pressione di lavoro	barA	1 ÷ 7
Consumo Elettrico	kW	35.6 ÷ 29.7 ⁽¹⁾
Tensione	V	400
Frequenza	Hz	50
Massima Pressione del Gas	barg	20 ⁽¹⁾

(1) Dato da confermare a cura del fornitore

Tabella 4: Dimensioni e Ingombro del Motore Stirling

Caratteristica	Unità di Misura	Dati
Lunghezza	mm	1900 ⁽¹⁾
Larghezza	mm	750 ⁽¹⁾
Altezza	mm	2000 ⁽¹⁾

(1) Dato da confermare a cura del fornitore

Durante il funzionamento nominale del deposito, in assenza di operazioni di scarico/carico nave e/o autocisterne, nei casi in cui la quantità di BOG generata sia inferiore alla capacità di trattamento dei sistemi installati, potrà essere prevista l'esclusione selettiva di un numero qualsiasi di unità Stirling per adeguare le quantità di BOG rimosso alle reali necessità operative di impianto, garantendo in ogni caso l'alimentazione dei sistemi di generazione elettrica. La capacità di liquefazione totale del BOG varia tra i 437 e i 650 kg/ora.

Con riferimento alla gestione del BOG, sono previste le seguenti configurazioni di funzionamento principali:

- scarico metaniera;
- carico bettolina;
- carico autocisterne;
- assenza di operazioni di carico e scarico.

Scarico Metaniera

Tale scenario prevede il trasferimento del GNL tra la nave metaniera e i serbatoi di impianto con portata massima di trasferimento GNL pari a 1000 m³/ora. La pressione nei serbatoi del deposito sarà mantenuta a valori leggermente maggiori rispetto a quella nei serbatoi della gasiera per permettere il trasferimento di vapore verso la metaniera per semplice differenza di pressione e limitare la generazione di BOG all'interno dei serbatoi di impianto.

In questa fase sarà possibile procedere al contemporaneo svolgimento delle operazioni di carico autocisterne, mentre non saranno possibili le operazioni di carico bettolina e di ricircolo delle linee di trasferimento.

Il BOG prodotto sarà gestito rispettando il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- invio del vapore alla nave metaniera;
- alimentazione delle unità di re-liquefazione;
- esecuzione di procedure di raffreddamento e/o variazione di pressione di lavoro.

Carico Bettolina

Il carico delle bettoline viene eseguito utilizzando la medesima linea del BOG, utilizzata per lo scarico metaniera, e parte della linea del GNL da 12".

Il sistema è alimentato da due pompe con capacità complessiva pari a 250 m³/ora, il flusso di trasferimento è regolato attraverso una valvola la cui portata di lavoro è impostata

dall'operatore in sala controllo a seconda delle caratteristiche della bettolina in fase di carico e delle condizioni nelle quali avviene il trasferimento.

Anche in questa fase è possibile procedere al contemporaneo carico delle autocisterne mentre non sarà possibile procedere al ricircolo delle linee di trasferimento.

La gestione del BOG avverrà secondo il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- mantenimento della pressione massima definita per la bettolina in fase di carico;
- alimentazione delle unità di re-liquefazione;
- esecuzione di procedure di raffreddamento e/o variazione di pressione di lavoro.

Carico Autocisterne

Il carico delle autocisterne avverrà attraverso No.4 pensiline di carico indipendenti, ciascuna alimentata dalla rispettiva linea e pompa associata. Il BOG eventualmente prodotto durante il carico sarà inviato verso i serbatoi di impianto mediante No. 4 linee dedicate.

Il flusso di ciascuna pensilina di trasferimento sarà regolato attraverso una valvola per il riempimento e una per il raffreddamento, le cui portate di lavoro saranno impostate dall'operatore, sul quadro locale, a seconda delle caratteristiche dell'autocisterne in fase di carico e delle condizioni nelle quali avviene il trasferimento.

Nell'eventualità di sovrariempimento delle autocisterne è prevista, per una sola delle pensiline di carico l'adozione di una linea di scarico che re-invi il prodotto in eccesso verso l'aspirazione alla pompa dedicata per poi trasferirlo all'interno dei serbatoi di impianto mediante la linea di ricircolo della stessa pompa.

In questa fase è possibile procedere al contemporaneo scarico di una metaniera, al carico di una bettolina o procedere al ricircolo delle linee di trasferimento.

La gestione del BOG avverrà secondo il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- mantenimento della pressione massima definita per le autocisterne in fase di carico;
- alimentazione delle unità di re-liquefazione;
- esecuzione di procedure di raffreddamento e/o variazione delle pressioni di lavoro.

Assenza di Operazioni di Carico o Scarico

Durante i periodi di riposo notturno o comunque in assenza di operazioni di scarico metaniere, carico autocisterne o carico bettoline, il deposito opererà in configurazione di mantenimento delle condizioni criogeniche attraverso il funzionamento delle pompe di ricircolo che provvedono alla circolazione di un flusso ridotto di GNL (circa 50 m³/ora) verso:

- linee di trasferimento GNL alla banchina;
- linee e pompe di carico GNL alle pensiline;
- pompe di caricamento bettoline.

La gestione del BOG avverrà secondo il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;

- alimentazione delle unità di re-liquefazione e/o gestione dei livelli di pressione.

1.B.1.3.3.4 Sistema di Contabilizzazione

Ciascuna operazione di carico e scarico dovrà essere monitorata e contabilizzata ai fini fiscali.

In particolare sarà previsto il campionamento e l'analisi di:

- GNL contenuto all'interno dei serbatoi di impianto;
- BOG contenuto all'interno della linea di trasferimento verso metaniera/da bettolina;
- BOG contenuto all'interno di ciascuna linea di ritorno dalle pensiline di carico.

La misura delle quantità scambiate sarà monitorata attraverso:

- segnali di livello provenienti dai serbatoi delle metaniere e delle bettoline;
- segnali di peso provenienti dai sistemi di pesa presenti in ciascuna pensilina di carico autocisterne;
- segnali di misura del volume di BOG transitato nella linea di ritorno vapore lato nave e nelle linee di ritorno vapore lato terra.

1.B.1.3.3.5 Sistema Torcia

Il deposito, durante il funzionamento normale, permetterà la gestione del BOG prodotto, secondo la filosofia del “*no flaring*”, attraverso:

- la generazione elettrica di impianto, mediante i motori a combustione interna;
- la re-liquefazione mediante Unità Stirling a ciclo inverso;
- l'accumulo nei Serbatoi di Stoccaggio;
- l'adozione di procedure di raffreddamento.

Il sistema raccolta rilasci collettato a torcia è previsto per raccogliere e smaltire in sicurezza gli scarichi provenienti dalle linee di spurgo, dalle valvole limitatrici di pressione e dalle valvole di protezione termica.

Il rilascio di gas attraverso la torcia è atteso esclusivamente durante condizioni di funzionamento anomale e di emergenza, o per la preparazione a interventi di manutenzione.

Tutte le linee di vent, di drenaggio, le valvole di sicurezza e di protezione termica sono direttamente o indirettamente connesse al sistema principale di gestione scarico all'atmosfera.

Il sistema sarà composto da:

- una torcia e un knock out drum (KO Drum) per la raccolta dell'eventuale frazione liquida presente;
- un collettore che raccoglie gli scarichi provenienti dalle apparecchiature del deposito;
- un sistema di drenaggio per la raccolta dei drenaggi provenienti dall'impianto e dalle valvole di protezione termica.

Il sistema è progettato per raccogliere gli scarichi che per caratteristiche di frequenza, quantità e natura possono essere distinti tra controllati e di emergenza.

Sono identificati quali scarichi controllati tutti quegli episodi di emissione in torcia collegati ad operazioni di manutenzione sulle apparecchiature e sulle linee del Deposito.

Gli scarichi generati da condizioni operative anomale vengono definiti come di emergenza e includono generalmente i seguenti casi:

- scarichi provenienti dalle valvole limitatrici di pressione (PSV) e di protezione termica (TSV);
- eccesso di BOG in caso di alta pressione nei serbatoi del GNL;
- depressurizzazione di emergenza dei sistemi in pressione, per la messa in sicurezza del Deposito.

Il sistema torcia consentirà lo smaltimento in sicurezza degli scarichi occasionali discontinui di gas sia allo stato liquido che gassoso. Il sistema è concepito seguendo i criteri di seguito elencati:

- le valvole di sicurezza e gli spurghi delle linee contenenti gas scaricano nel collettore di torcia;
- le valvole di sicurezza delle linee e delle apparecchiature contenenti liquido scaricano nel collettore di torcia;
- tutti i drenaggi e le TSV scaricano nel collettore di raccolta drenaggi;
- i drenaggi, le valvole di sicurezza e le TSV dell'area di banchina scaricano all'interno del separatore di banchina.

La torcia è stata dimensionata sul maggiore dei rilasci correlati ad uno dei possibili eventi tra:

- rilascio normale più lo scarico delle valvole di sicurezza di uno dei serbatoi GNL;
- rilascio normale più lo scarico delle valvole di sicurezza in caso di incendio esterno di uno dei serbatoi;
- rilascio per depressurizzazione di emergenza di tre serbatoi, ovvero quello eventualmente coinvolto da un incendio esterno e i due serbatoi limitrofi.

La torcia è stata verificata a fronte dei livelli di irraggiamento termico attesi al suolo facendo riferimento allo standard EN 1473:2007 e alla dispersione del gas in caso di mancata ignizione allo scopo di verificare la formazione di potenziali nubi infiammabili.

In Allegato 1.B.1.3.3.5 sono riportati il rapporto di dimensionamento della torcia e la sua verifica.

Per quanto riguarda la dispersione del gas, il rapporto di dimensionamento della torcia conclude che in tutti i casi (per le soglie di concentrazione considerate) la nube di vapori infiammabili si mantiene sempre ad altezze superiori rispetto al punto di emissione (35 m). Le concentrazioni infiammabili non raggiungono nessuna struttura o area d'impianto, l'altezza massima degli equipment in impianto è 8.5 m, corrispondente all'altezza dei serbatoi di stoccaggio.

Per quanto riguarda l'irraggiamento termico atteso al suolo, la torcia è tale da non esporre a irraggiamenti pericolosi né il personale che transita in tutto l'impianto, comprese le strade di impianto limitrofe all'area sterile, né alcun serbatoio o attrezzatura di processo. Gli irraggiamenti massimi consentiti nelle aree esterne all'impianto sono anch'essi tali da non comportare pericoli per la popolazione.

Si evidenzia che il dimensionamento della torcia sarà verificato anche in fase di progettazione successiva.

Il collettore di scarico in torcia sarà collegato, attraverso una valvola di regolazione, al collettore del BOG, alla linea di ritorno del vapore e ai serbatoi GNL. Tale valvola sarà normalmente chiusa in fase di normale operatività dell'impianto, e aprirà in caso di incremento eccessivo della pressione del vapore nel collettore, permettendo quindi il rilascio del gas in torcia.

Il collettore raccoglie gli scarichi delle linee e delle valvole di sicurezza e le invia al separatore (*knock-out drum*) dove la fase gassosa viene separata da quella liquida eventualmente presente prima dello scarico in torcia.

Il liquido presente all'interno del separatore viene vaporizzato mediante un riscaldatore elettrico alloggiato nel fondo del separatore e inviato in torcia per la combustione.

Normalmente la fiamma pilota del sistema fiaccola sarà mantenuta spenta in modo da ridurre le emissioni di CO₂. Un flusso continuo di azoto garantirà l'inertizzazione dei collettori e del sistema torcia, e un livello di pressione positivo eviterà l'ingresso di aria al loro interno. Nei casi in cui si manifesti uno scarico improvviso di gas naturale, un sistema elettronico provvederà all'accensione del bruciatore di torcia non appena sia rilevata la presenza di gas infiammabili. Il gas di alimentazione della fiamma pilota sarà fornito da uno *skid* di bombole contenenti propano.

I principali casi straordinari di emissione attraverso la torcia sono limitati al *black-out* elettrico prolungato nel tempo. In tali casi, non avendo flusso di GNL ai sistemi di liquefazione, è possibile solo un accumulo del BOG sino al raggiungimento della massima pressione operativa consentita, prima che divenga necessario rimuoverlo dall'impianto tramite la torcia.

In caso di mancato funzionamento del sistema di accensione, la torcia opererà come camino freddo per la dispersione dei gas in atmosfera.

Lo studio di verifica del dimensionamento della torcia (Edison S.p.A., 2015r) ha evidenziato che, per tutte le soglie di concentrazione considerate, la nube di vapori infiammabili si mantiene sempre ad altezze superiori rispetto al punto di emissione (altezza della torcia, 35 m).

Le concentrazioni infiammabili non raggiungono nessuna struttura o area d'impianto. L'altezza massima degli equipment in impianto è 8.5 m, corrispondente all'altezza dei serbatoi di stoccaggio.

1.B.1.3.3.6 Sistemi Ausiliari

I sistemi ausiliari dell'impianto sono:

- il sistema a aria compressa;
- il sistema di inertizzazione e flussaggi con azoto;
- il sistema acqua servizi;
- l'impianto di distribuzione acqua sanitaria;
- il sistema di stoccaggio e distribuzione gasolio;
- il sistema di ventilazione e condizionamento aria.

1.B.1.3.3.6.1 Sistema a Aria Compressa

L'aria strumenti e servizi sarà prodotta da No. 2 compressori di cui uno in funzione e l'altro in stand-by, in grado di operare anche simultaneamente in caso di incremento di richiesta della portata dell'aria compressa. Ciascun compressore sarà progettato per la produzione di 850 Nm³/ora a 9 barg e sarà dotato di filtro in aspirazione e di una batteria di scambio per il raffreddamento dell'aria. L'aria prodotta sarà inviata ad un serbatoio di accumulo e successivamente destinata in parte agli utilizzi di impianto come aria servizi e in parte agli essiccatori e al relativo serbatoio di accumulo, come aria strumenti per il comando degli organi pneumatici e per l'alimentazione dell'unità di produzione azoto.

I compressori si avvieranno automaticamente alla minima pressione di set della rete di distribuzione e si fermeranno automaticamente al raggiungimento della massima pressione prevista per l'alimentazione del circuito. Durante il normale funzionamento del sistema, entrambi i compressori saranno avviati alternativamente.

L'essiccamento dell'aria sarà realizzato da due unità in parallelo e in grado di produrre aria con punto di rugiada di - 40 °C alla pressione atmosferica. La capacità di ciascun essiccatore sarà pari a 700 Nm³/ora.

Gli essiccatori saranno progettati per la rigenerazione automatica. Durante la rigenerazione di un'unità, l'altra sarà in funzione. La rigenerazione avverrà alla pressione atmosferica mediante il flussaggio con aria secca.

Sono previsti No. 2 serbatoi di accumulo rispettivamente per l'aria servizi e per l'aria strumenti. I serbatoi saranno del tipo verticale e realizzati in acciaio al carbonio.

Entrambi i serbatoi aria strumenti e aria servizi saranno dimensionati per garantire un'autonomia di 10 minuti alle condizioni di funzionamento nominale tra la pressione di 9 e 7 barg.

Il circuito di distribuzione fornirà aria alle principali utenze di seguito indicate:

- package di produzione azoto;
- edificio officina e manutenzione;
- sistema antincendio;
- diesel di emergenza;
- serbatoi di stoccaggio GNL;
- sistema torcia;
- banchina;
- unità di controllo idraulica dei bracci di carico;
- carico bettoline e ricircolo per raffreddamento;
- baie di carico GNL alle autocisterne;
- sistema di gestione del BOG.

1.B.1.3.3.6.2 Sistema di Inertizzazione e Flussaggi con Azoto

L'azoto gassoso sarà utilizzato per l'inertizzazione, il flussaggio delle tubazioni, dei bracci di carico, del *knock out drum* di banchina e della torcia, la verifica delle tenute e per la rilevazione della presenza di idrocarburi.

Il deposito sarà dotato di un sistema di produzione di azoto gassoso, al 99% di purezza, mediante due unità in parallelo di filtri a membrana, che operano utilizzando il principio di permeabilità selettiva del setto di membrana.

Il sistema verrà alimentato dall'aria strumenti, proveniente dall'unità di produzione di impianto, filtrata e riscaldata prima di transitare attraverso le membrane.

Le membrane separeranno l'ossigeno, che sarà estratto, mentre il flusso di azoto sarà analizzato per monitorare il grado di purezza.

Il sistema sarà composto da:

- filtri a coalescenza;
- assorbitori di idrocarburi;
- pre- riscaldatori aria;
- sistema a membrane;
- analizzatori di ossigeno;
- analizzatori di umidità;
- serbatoio di accumulo comune da 10 m³.

Durante il suo funzionamento l'impianto di produzione azoto necessiterà di un consumo d'aria pari a circa 550 Nm³/ora.

L'azoto gassoso sarà distribuito alle seguenti utenze:

- bracci di carico;
- manichette;
- collettore di torcia e ko drum;
- ko drum di banchina;
- prevenzione del vuoto nei serbatoi GNL;
- pompe GNL;
- tenute;
- manichette di servizio.

In fase di progettazione esecutiva potrà essere considerato l'utilizzo di tecnologie differenti per la produzione di azoto, quali lo stoccaggio in forma liquida e la successiva vaporizzazione; conseguentemente la produzione di aria compressa discussa al precedente paragrafo potrà essere ridimensionata.

1.B.1.3.3.6.3 Sistema Acqua Servizi

Un sistema di accumulo e distribuzione ad anello chiuso di acqua industriale sarà installato all'interno dell'impianto per alimentare:

- le stazioni di lavaggio e flussaggio di manutenzione;

- irrigazione delle aree verdi.

L'alimentazione avverrà dalla rete di distribuzione che alimenterà direttamente un serbatoio di accumulo in acciaio al carbonio rivestito internamente. L'alimentazione al serbatoio sarà controllato automaticamente in modo che possa essere mantenuto sempre al massimo livello operativo.

La capacità del serbatoio sarà pari a 40 m³. La distribuzione sarà garantita da due pompe di circolazione per la distribuzione alle utenze con pressione di progetto pari a 5 barg e una portata nominale di 3 m³/ora.

1.B.1.3.3.6.4 Sistema Acqua Sanitaria

Il sistema di alimentazione e distribuzione acqua potabile prevede l'installazione di un serbatoio da 15 m³ direttamente alimentato dalla rete di distribuzione dell'acqua potabile consortile e dimensionato per garantire un'autonomia di 7 giorni. La distribuzione alimenterà due pompe di circolazione per la distribuzione alle utenze con pressione di progetto pari a 5 barg e una portata nominale di 4 m³/ora. Una pompa di circolazione sarà sempre in funzione per permettere il minimo ricircolo dell'anello di distribuzione. In caso di richiesta dalla rete entrambe le pompe potranno operare in parallelo.

1.B.1.3.3.6.5 Sistema di Stoccaggio e Distribuzione Gasolio

Il sistema di alimentazione del combustibile diesel sarà progettato per alimentare le apparecchiature di emergenza mosse da motori a gasolio come il generatore di emergenza e la motopompa principale dell'impianto antincendio.

Il sistema prevedrà l'installazione di:

- un serbatoio in acciaio al carbonio di capacità 3 m³ in grado di garantire un'autonomia del generatore di emergenza di almeno 48 ore. Il generatore di emergenza dovrà erogare una potenza di 600 kW alla tensione di 400 V e permettere il funzionamento sicuro dell'impianto alimentando l'elettropompa antincendio e le unità di monitoraggio e controllo del deposito;
- un serbatoio in acciaio al carbonio di capacità 4 m³ in grado di garantire un'autonomia della pompa diesel antincendio di almeno 48 ore.

Il combustibile diesel sarà trasferito nei serbatoi attraverso autocisterne. I serbatoi saranno completi di indicatori e allarmi di alto e basso livello e alloggiati all'interno di idonei bacini di contenimento.

1.B.1.3.3.6.6 Sistema di Ventilazione e Condizionamento Aria

Il sistema di termoventilazione provvederà a ventilare la sala quadri elettrici e i locali del deposito assicurando i ricambi necessari al mantenimento di temperature ambiente compatibili con la permanenza del personale di esercizio.

Il sistema di condizionamento tramite *fan coil*, dimensionato per mantenere determinate condizioni di temperatura (25°C in condizioni estive, 20°C in condizioni invernali), servirà la sala controllo, gli uffici e i servizi.

1.B.1.3.3.7 Sistema Elettrostrumentale

1.B.1.3.3.7.1 Sistema di Controllo Distribuito

Compito del Sistema di Controllo Distribuito (*Distributed Control System* – DCS) è permettere, attraverso la stazione operatore, il controllo completo del processo, la registrazione di dati, la gestione degli allarmi, interfacciamento con il sistema di arresto di emergenza (descritto nel successivo Paragrafo 1.B.1.3.3.7.2), con i sistemi *packages* aventi un proprio *Programmable Logic Controller* (PLC) di controllo, gestire ed elaborare dati attraverso l'attuazione delle logiche funzionali quali calcoli, algoritmi e sequenze operative, che permettano di esercire l'impianto da sala controllo.

Il sistema DCS sarà costituito da:

- strumenti dedicati alle funzioni di comando controllo e supervisione dell'impianto (stazioni e/o terminali operatore, stampanti, ecc.);
- strumenti dedicati all'acquisizione, elaborazione e smistamento dei dati (interfacce seriali dedicate, apparecchiature di sincronizzazione, interfacce di rete, ecc.);
- armadi periferici equipaggiati con i controllori programmabili, dotati di apparati I/O (input/output) per il collegamento con il campo, adibiti alla gestione delle logiche di processo.

La postazione dell'operatore sarà collocata sia nella sala controllo principale che nei pressi della banchina, al fine di controllare direttamente operazioni come quelle effettuate ai bracci di carico. In particolare, nella sala tecnica in banchina sarà ridonato un pannello ESD remoto, indipendente e collegato con il pannello ESD principale in sala controllo, dove faranno capo tutti i sistemi di sicurezza dei bracci di carico, della nave, del molo e del sistema di monitoraggio ambientale. I quadri relativi a questi sistemi saranno allocati anch'essi nella sala tecnica banchina.

1.B.1.3.3.7.2 Alimentazione e Distribuzione Elettrica

Il sistema di distribuzione prevede un punto di consegna a 15 kV nella cabina Enel ubicata nella zona di confine tra l'area di impianto e la strada.

Dalla cabina di consegna si passa alla cabina di interfaccia con quadro MT e un trasformatore da 630 kVA.

L'impianto è, inoltre, come già riportato, dotato di tre generatori trifase a 400 V da 450 kW con MCI (totale 1350 kW) che utilizza il BOG generato dall'evaporazione del GNL che si registra durante le fasi di stoccaggio e trasferimento.

Nelle normali condizioni di esercizio si prevede che gli autoconsumi elettrici dell'impianto siano alimentati da due dei generatori con MCI, mentre il terzo resta a disposizione come backup. La connessione al distributore è mantenuta attiva con il funzionamento in parallelo ai generatori in modo tale da trarre lo "scambio nullo" che rappresenta la scelta progettuale di default.

L'impianto è caratterizzato dalle seguenti possibili modalità di funzionamento.

- assetto normale: l'impianto è connesso alla rete Enel ed opera a scambio prossimo allo zero, essendo i carichi dell'impianto alimentati dai MCI in servizio;

- assetto in isola: in caso di indisponibilità della rete Enel, l'impianto può passare al funzionamento "in isola", aprendo l'interruttore di interfaccia a 15 kV. In questo assetto i MCI regolano la produzione di potenza attiva e reattiva per soddisfare ad ogni istante le esigenze dei carichi dell'impianto. Al ritorno della disponibilità della rete Enel, l'isola si sincronizza ed il sistema rientra in assetto normale;
 - assetto di emergenza: in caso di indisponibilità della rete Enel e di MCI fuori servizio, viene attivato il generatore diesel di emergenza EDG che alimenta i soli carichi di sicurezza. Questi includono:
 - sistema antincendio;
 - alimentazione *Uninterruptible Power Supply* (UPS);
 - quadri servizi generali edifici.
- Al ritorno dell'alimentazione Enel o alla messa in servizio di almeno un MCI il sistema ritorna in assetto a) o b) senza la necessità di interrompere l'alimentazione alle utenze di emergenza.
- alimentazione da rete Enel con MCI non disponibili (a causa ad esempio di BOG non sufficiente a coprire anche la loro alimentazione): l'impianto è alimentato dalla sola rete Enel e il carico varia in funzione delle prestazioni richieste (scarico nave, carico autobotti, ecc.).

In Allegato 1.B.1.3.4.7.2 al presente documento è riportato lo Schema Elettrico Unifilare.

1.B.1.3.4 Capacità Produttiva dell'Impianto

La quantità annua movimentata è pari a circa 520000 m³.

Il progetto prevedrà la predisposizione delle aree e dei punti di connessione ai sistemi necessari per il trasferimento del prodotto rispettivamente su:

- autocisterne;
- bettolina.

Per il caricamento delle bettoline sarà prevista la possibilità di inversione del flusso (reverse flow) della linea GNL. Si prevede di distribuire via mare circa il 20% del GNL depositato al deposito.

Si prevede di distribuire fino al 100% della quantità di GNL approvvigionata via gomma.

1.B.1.3.5 Informazioni Relative alle Sostanze Riportate all'Allegato 1 "Sostanze Pericolose" del D.L.vo 105/15

1.B.1.3.5.1 Dati ed Informazioni Relative alla Sostanza Movimentata

Tra le sostanze riportate in Allegato 1 del D.L.vo 105/15, quelle presenti nell'impianto sono Gas Naturale (Liquefatto e in fase gas) e Gasolio.

In Allegato 1.B.1.3.6.1 al presente Rapporto è riportata la "Scheda di Sicurezza" del Metano. Vengono inoltre riportate allo stesso allegato, due schede di sicurezza di possibili fornitori di gasolio in Italia, a titolo di riferimento. Una volta realizzato l'impianto, in fase di approvvigionamento sostanze saranno disponibili le schede di sicurezza specifiche.

Il GNL è una miscela di metano e piccole quantità di altri idrocarburi leggeri che può variare entro limiti definiti, a seconda della provenienza del gas.

Sono assunte le seguenti composizioni di riferimento del GNL che verrà approvvigionato al deposito e distribuito: leggero (minimo peso molecolare) e pesante (massimo peso molecolare). La tabella seguente riporta le caratteristiche e la composizione per i due casi.

Tabella 5: Composizioni Molari del GNL, Potere Calorifico Inferiore e Densità del Liquido

Componente	Unità di Misura	GNL Leggero	GNL Pesante
Metano	% vol	90.90	82.58
Etano	% vol	6.43	12.62
Propano	% vol	1.66	3.56
i-Butano	% vol	0.74	0.65
Azoto	% vol	0.27	0.59
Ossigeno	% vol	0	0
Acqua	% vol	0	0
Peso molecolare	kg/kmol	17.75	19.16
PCI	MJ/kg	49.29	48.72
Densità liquido ⁽¹⁾	kg/m ³	456.9	483.26
Temperatura	°C	-161.6	-162.1

(1) alle condizioni di pressione atmosferica standard 1.01 barA

I valori riportati sono stati utilizzati per valutare le portate massiche di gas prodotto nell'intero intervallo di composizione tra GNL leggero e pesante, e coprire l'intervallo del contenuto di azoto, del potere calorifico e della densità.

Il componente principale del GNL è il metano (CH₄), del quale, insieme al gasolio, si riporta nella tabella sottostante, la classificazione secondo il regolamento 1272/2008/CE.

Tabella 6: Classificazione delle Sostanze Secondo Regolamento 1272/2008/CE e Schede di Sicurezza Disponibili

Numero della Sostanza	Dati di Identificazione Internazionale	Numero CE	Numero CAS	Classificazione		Note
				Codici di Classe e di categoria di pericolo	Codici di indicazioni di pericolo	
601-001-00-4	Metano	200-812-7	74-82-8	Flammable Gas Class 1	H220	(1)
				Press. Gas	--	
649-009-00-7	Gasolio	265-058-3	64741-57-7	Carc. 1B	H350	
				Liquido e vapori infiammabili	H226	
				Può essere letale in caso di ingestione e di penetrazione delle vie respiratorie	H304	
				Provoca irritazione cutanea	H315	
				Nocivo se inalato	H332	
				Può provocare danni agli organi in caso di esposizione prolungata e ripetuta	H373	
				Tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata	H411	

(1) Al momento dell'immissione sul mercato i gas vanno classificati «Gas sotto pressione» in uno dei gruppi pertinenti gas compresso, gas liquefatto, gas liquefatto refrigerato o gas dissolto. Il gruppo dipende dallo stato fisico in cui il gas è confezionato e pertanto va attribuito caso per caso.

1.B.1.3.5.2 Fasi delle Attività in cui Intervengono le Sostanze Pericolose

Il gas naturale viene movimentato e stoccato allo stato liquido. I vapori di gas naturale verranno in parte liquefatti e reinviati allo stoccaggio e in parte utilizzati in motori a combustione interna per la produzione di energia elettrica.

Il gasolio viene utilizzato per l'alimentazione del generatore di emergenza e della motopompa antincendio.

1.B.1.3.5.3 Quantità Effettiva Massima Prevista

La quantità effettiva massima presente delle sostanze rientranti nell'Allegato 1 del D.L.vo 105/15 è riportata nella tabella seguente:

Tabella 7: Elenco Sostanze Pericolose di cui all'Allegato 1 del D.L.vo 105/15

Sostanze Specificate nella Parte 2 dell'Allegato 1 del D.L.vo 105/15							
Classificazione della Sostanza Pericolosa	Nome e CAS Sostanza Pericolosa	Categoria di Sostanza Pericolosa	Quantità limite per l'Applicazione di (ton):		Quantità Prevista (t):		
			Requisiti di soglia inferiore	Requisiti di soglia superiore	Stoccaggio	Tubazioni e Apparecchiature	Totale
18. Gas Liquefatti Infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL) e Gas Naturale	--		50	200			
	GNL	H220			4830	100	4930
31. Prodotti Petroliferi e combustibili alternativi			2500	25000			
	Gasolio 64741-57-7	H350			6.5	--	6.5

Le quantità di GNL è stata stimata considerando la densità pari a 483 kg/m^3 , relativa al GNL pesante indicato in Tabella 5 al Paragrafo 1.B.1.3.5.1.

La quantità di Gasolio è stata calcolata considerando la densità pari a 870 kg/m^3 , valore considerato elevato a favore di sicurezza.

1.B.1.3.5.4 Comportamento Chimico e/o Fisico nelle Condizioni Normali

In condizioni operative normali il GNL e il Gas Naturale non presentano fenomeni di instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali.

Il GNL, essendo gas liquefatto, durante la movimentazione e lo stoccaggio tende ad evaporare, portandosi allo stato gassoso.

Il progetto dell'impianto considera tale caratteristica e prevede sistemi di recupero del gas evaporato e sistemi di protezione da eventuali sovrappressioni dimensionati adeguatamente.

1.B.1.3.5.5 Sostanze che Possono Originarsi a Causa di Anomalie di Esercizio

Nel Deposito non sono effettuati processi chimici ma unicamente operazioni di scarico da nave gasiera, stoccaggio del GNL liquido e carico di autocisterne e bettoline con lo stesso GNL per la distribuzione della sostanza.

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.

In caso di anomalia di processo il GNL e il Gas Naturale non possono dare origine, per modificazione o trasformazione propria, a sostanze diverse da quelle normalmente presenti in impianto.

1.B.1.2.5.6 Sostanze Incompatibili

Il gas naturale reagisce violentemente con sostanze ossidanti ed è incompatibile con alogeni, sostanze ossidanti e combustibili.

Nel deposito è presente gasolio che potenzialmente è incompatibile con il GNL. Tali sostanze non vengono a contatto tra loro, sia nelle normali condizioni operative sia nelle situazioni anomale ragionevolmente ipotizzabili, in quanto i sistemi che trattano gas naturale e gasolio sono indipendenti tra loro. Il gasolio è utilizzato in sistemi che garantiscono il funzionamento del deposito in condizioni di emergenza (black out elettrico, alimentazione motopompa antincendio in caso di black out elettrico).

1.B.1.4 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE

1.B.1.4.1 Applicazione della Metodologia ad Indici al Caso in Esame

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 sul D.P.C.M. 31/03/1989.

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).

La suddivisione in unità è stata condotta conformemente a quanto previsto al punto 2.1 dell'Allegato II al D.P.C.M. 31/03/1989.

In particolare, si definisce unità una parte fisica dell'impianto che si distingue dalle altre in base all'operazione unitaria condotta (ad esempio stoccaggio, evaporazione ecc.), in base alla natura delle sostanze presenti o alle condizioni operative.

Per la definizione dei parametri si è proceduto ad una valutazione del valore da inserire sia nel calcolo del fattore di penalità che nel calcolo del fattore compensativo, in base alle informazioni relative al progetto dell'impianto.

L'impianto è quindi composto dalle seguenti unità logiche:

- Unità 1: Bracci di Carico/Scarico GNL, Banchina;
- Unità 2: Condotta di Trasferimento dalla Banchina ai Serbatoi di Stoccaggio GNL;

- Unità 3: Serbatoio di Stoccaggio GNL;
- Unità 4: Pompa di Carico Bettoline e Condotta di Trasferimento GNL alla Banchina;
- Unità 5: Sistema di re-liquefazione;
- Unità 6: Motori a Combustione Interna;
- Unità 7: Torcia;
- Unità 8: Pompa e Pensilina di Carico Autocisterne.

Gli indici che risultano dall'analisi dell'Unità 3, che tratta singolarmente un serbatoio di stoccaggio, sono applicabili per tutti i 7 (sette) serbatoi di stoccaggio presenti in impianto.

Gli indici che risultano dall'analisi dell'Unità 8, che tratta singolarmente una pompa di carico autocisterne e relativa condotta e pensilina che serve, sono applicabili per tutte le 4 (quattro) pompe di carico e relative pensiline.

Le Unità 5 e 6 sono state analizzate con i dati disponibili allo stato attuale del progetto, essendo esse costituite da package a riguardo dei quali le informazioni sono parziali.

Nel seguito si riporta la tabella conclusiva che riassume le risultanze dell'applicazione del Metodo ad Indici per le unità sopra identificate.

I cinque indici riportati nella tabella riassuntiva sono relativi a:

- indice di incendio **F**: determinato in base all'entità di sostanze infiammabili presenti nell'unità, al loro potenziale di rilascio d'energia e all'area sulla quale insiste l'unità;
- indice di esplosione confinata **C**: fornisce una misura del potenziale di esplosione all'interno dell'unità;
- indice di esplosione in aria **A**: determinato in base alla quantità di sostanza presente e il suo calore di combustione, la verosimiglianza di un rilascio, il tasso e la quota del rilascio stesso, nonché infine le caratteristiche di miscelazione del gas;
- indice di rischio generale **G**: ottenuto con una combinazione degli indici sopra descritti e del carico di incendio F;
- indice di rischio tossico **T**: determinato in base alle caratteristiche chimico-fisiche, tossicologiche, ecotossicologiche, di bioconcentrazione, di pluralità esposizione diretta, di diffusione ambientale e di persistenza.

Tabella 8: Riepilogo Indici di Rischio Compensati

UNITÀ	INDICI COMPENSATI									
	F'		C'		A'		G'		T'	
Unità 1: Bracci di Carico/Scarico GNL, Banchina	3,07	basso	0,29	lieve	4,68	lieve	77,63	basso	0,10	lieve
Unità 2: Condotta di trasferimento da banchina ai serbatoi di stoccaggio GNL	0,03	lieve	0,25	lieve	0,61	lieve	1,98	lieve	0,10	lieve
Unità 3: Serbatoio di Stoccaggio GNL	0,50	lieve	0,22	lieve	1,65	lieve	10,43	lieve	0,10	lieve
Unità 4: Pompa di Carico Bettoline e Condotta di Trasferimento alla Banchina	2,23	basso	0,25	lieve	2,55	lieve	35,50	basso	0,10	lieve
Unità 5: Sistema di Re-liquefazione	0,01	lieve	0,31	lieve	0,08	lieve	0,84	lieve	0,10	lieve
Unità 6: Motori a Combustione Interna	0,001	lieve	0,18	lieve	0,02	lieve	0,29	lieve	0,10	lieve
Unità 7: Torcia	0,001	lieve	0,16	lieve	0,37	lieve	0,56	lieve	0,10	lieve
Unità 8: Pompa e Pensilina di Carico Autocisterne	0,52	lieve	0,47	lieve	0,80	lieve	39,89	basso	0,10	lieve

I cinque indici riportati nella tabella riassuntiva sono relativi a:

- indice di incendio **F**: determinato in base all'entità di sostanze infiammabili presenti nell'unità, al loro potenziale di rilascio d'energia e all'area sulla quale insiste l'unità;
- indice di esplosione confinata **C**: fornisce una misura del potenziale di esplosione all'interno dell'unità;
- indice di esplosione in aria **A**: determinato in base alla quantità di sostanza presente e il suo calore di combustione, la verosimiglianza di un rilascio, il tasso e la quota del rilascio stesso, nonché infine le caratteristiche di miscelazione del gas;
- indice di rischio generale **G**: ottenuto con una combinazione degli indici sopra descritti e del carico di incendio F;
- indice di rischio tossico **T**: determinato in base alle caratteristiche chimico-fisiche, tossicologiche, ecotossicologiche, di bioconcentrazione, di pluralità esposizione diretta, di diffusione ambientale e di persistenza.

Dall'analisi degli indici di rischio generale compensato non emergono unità con indice Moderato o più alto. Tutte le Unità presentano indice di rischio generale compensato Lieve o, al più, Basso.

1.C.1 SICUREZZA DELLO STABILIMENTO

1.C.1.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

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 nell'impianto è gas naturale allo stato liquefatto, e quindi a bassa temperatura, ed allo stato gassoso a varie pressioni.

Per quanto riguarda la sicurezza, possibili problemi sono connessi ad eventuali rilasci da tubazioni o apparecchiature che possono comportare l'accadimento di diversi fenomeni, come di seguito descritti.

Nel caso di rilascio di gas naturale allo stato liquido ($T = -160^{\circ}\text{C}$, $P = P_{\text{atm}}$), potrebbero verificarsi le seguenti situazioni (P. Cleaver et al., 2006):

- formazione di pozze e, a seguito di ignizione, conseguenti Pool Fire;
- vaporizzazione del prodotto alla sezione di sbocco e conseguente formazione di Jet Fire in caso di ignizione;
- dispersione del gas evaporato da pozza con formazione di nube infiammabile (Flash Fire).

Nel caso di rilasci di prodotto già in stato gassoso si potranno verificare:

- Jet Fire;
- dispersione del gas con formazione di nube infiammabile (Flash Fire).

1.C.1.1.2 Esperienza Storica

È importante sottolineare che il settore industriale del GNL presenta ottimi precedenti in tutto il mondo per quanto riguarda la sicurezza. Ciò è dimostrato dal fatto che, sin dai suoi inizi, risalenti a più di 40 anni fa, più di 55.000 trasporti di GNL sono stati portati a destinazione con successo senza il verificarsi di un grave incidente che abbia provocato lo sversamento del carico (CEE, 2012). Inoltre, non si sono verificati incidenti che abbiano provocato il cedimento di un serbatoio di GNL costruito con materiali adeguati o che siano originati da cedimenti strutturali dei serbatoi.

Gli incidenti verificatisi sono stati analizzati allo scopo di trarne indicazioni e prendere provvedimenti mirati alla eliminazione delle cause o alla riduzione della probabilità di accadimento di eventi analoghi.

Si precisa che l'opera oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è un Deposito di GNL, che non prevede la rigassificazione, ma solamente la distribuzione alla rete locale e non via mare, tramite bettoline, e via gomma, tramite autocisterne. I dati storici riportati si riferiscono anche a impianti che non si limitano alla movimentazione della sostanza ma prevedono (o prevedevano, nel caso siano stati dismessi) anche la rigassificazione di GNL o la liquefazione di gas naturale. L'analisi rappresenta quindi una raccolta che riguarda un insieme di casi più ampio, rispetto a quello che si avrebbe limitando la ricerca ai soli depositi di GNL.

Sono state svolte ricerche anche sulle seguenti banche dati on-line:

- eMARS Major Accident Reporting System – Joint Research Center – European Commission, <https://emars.jrc.ec.europa.eu/>;
- California energy commission, <http://www.energy.ca.gov>;
- Timor-Leste Institute for Development Monitoring and Analysis <http://www.laohamutuk.org>;
- U.S. Chemical Safety Board, <http://www.csb.gov>;
- Pipeline and Hazardous Material Safety Administration PHMSA, <http://www.phmsa.dot.gov> ;
- Health and Safety Executive HSE, <http://www.hse.gov.uk>.

Si fa notare, come riportato nel Major Accident Reporting System della Commissione Europea, che vi è normalmente un notevole ritardo da quando un incidente si verifica a quando il relativo rapporto è pubblicato nella banche dati specialistiche. Il tempo di ritardo tipico può essere generalmente di 12-30 mesi, ma a volte può essere anche più lungo. Questo periodo è dovuto al tempo necessario al rilascio della relazione ufficiale di indagine, in attesa della risoluzione definitiva delle questioni giuridiche e tecniche.

Al fine di verificare se siano occorsi eventi incidentali recenti sono state quindi condotte anche delle ricerche su siti giornalistici e di informazione locali. Le informazioni da questi siti, non essendo in genere riportate da personale esperto in materia, spesso non sono sufficienti per consentire approfondimenti e per trarre delle “lezioni” e delle indicazioni tecniche utili dall’evento in questione.

Dalla ricerca effettuata, non sono stati trovati eventi incidentali occorsi durante le fasi di carico di GNL in autobotti o ferro cisterne. Alcuni incidenti che hanno coinvolto il trasporto di GNL tramite autobotti sono relativi ad incidenti stradali e non sono pertanto riconducibili ad incidenti di impianto o di processo verificatisi all’interno di terminali.

Non sono stati trovati ulteriori eventi incidentali applicabili alla tipologia di impianto in analisi nelle banche dati consultate. Alcuni incidenti occorsi nell’ambito dell’industria di GNL sono relativi ad impianti di liquefazione del gas naturale. Si evidenzia che gli impianti di liquefazione presentano caratteristiche impiantistiche e di processo molto differenti e molto più complesse rispetto all’impianto oggetto del presente documento.

Un incidente in un terminale di rigassificazione GNL è occorso a fine Marzo del 2014 nell’impianto GNL Northwest a Plymouth (USA), in una sezione dell’impianto che trattava gas naturale in fase gassosa. Tale incidente non è ancora riportato nelle banche dati incidentali ed il rilascio pare essere stato causato dalla esplosione con frammentazione di un recipiente di processo in una zona prossima ai serbatoi di stoccaggio, con proiezione di frammenti del recipiente che hanno danneggiato la parete esterna (in acciaio) del serbatoio di stoccaggio GNL (a singolo contenimento) . A seguito di questo danneggiamento vi è stata una fuoriuscita di GNL che è rimasto contenuto nel bacino di raccolta dal quale si è disperso evaporando senza né incendiarsi né esplodere. Precauzionalmente, la fuoriuscita di GNL ha comunque consigliato la evacuazione di una zona attorno all’impianto.

Si fa notare che i serbatoi nel terminale Northwest non sono paragonabili a quelli proposti per il deposito in oggetto, essendo di tipo superati/vecchio (l’impianto in questione è stato realizzato nel 1975) e a singolo contenimento.

Il Deposito oggetto del presente rapporto NOF prevede invece serbatoi a doppio contenimento. In caso di danneggiamento del serbatoio esterno, il prodotto resterebbe contenuto all'interno del serbatoio primario. Non si avrebbe quindi un immediato rilascio di GNL e il personale in impianto potrebbe effettuare le necessarie attività di messa in sicurezza e ripristino del sistema.

Si riporta nel seguito l'analisi storica, tratta da banche dati internazionali, relativa agli incidenti/quasi incidenti avvenuti in impianti simili o che, trattando GNL, possono presentare problematiche analoghe.

Analisi degli Incidenti in Terminali e in Impianti di Livellamento dei Picchi

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1944	Cleveland (USA)	Flash-fire – Esplosione Peak shaving	Cedimento serbatoio di stoccaggio GNL con rilascio di prodotto nelle strade e nelle fognature. Seguì un innesto immediato della miscela aria-vapori GNL formatasi nella rete fognaria che provocò un'esplosione. L'incidente fu causato da una scelta non corretta del materiale utilizzato (acciaio 3.5% Ni) e dall'assenza di un secondo contenimento. Un altro serbatoio sferico cedette dopo 20 minuti. MORTI/FERITI: 128 / 200-400
1965	Canvey Island (UK)	Incendio Terminale rigassificazione (Movimentazione prodotto)	Durante la manutenzione ad una valvola su una linea in uscita da un serbatoio si verificò una perdita di GNL. L'Incendio fu spento in 15 minuti. MORTI/FERITI : -/1
1965		Rilascio Trasferimento prodotto da nave (Methane Princess)	Rilascio dal braccio di scarico GNL che era stato sconnesso prima del completo drenaggio del liquido. Si verificarono fessurazioni sul ponte della nave. MORTI/FERITI: -/-
1968	UK	Nessun rilascio Stoccaggio	Nel tentativo di rimuovere un "vapour lock" su una tubazione di GNL, posta sopra un serbatoio da 12000 m ³ , una piccola quantità di prodotto finì sul tetto provocando una cricca. Non si verificò fuoriuscita all'esterno, grazie alla polmonazione con azoto. MORTI/FERITI: -/-

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1968	USA	Esplosione confinata Stoccaggio	L'incidente si verificò prima che l'impianto fosse messo in esercizio e coinvolse un serbatoio all'interno del quale stavano lavorando alcuni operai. Erano state lasciate aperte le valvole d'intercettazione delle tubazioni, il gas penetrò all'interno del serbatoio. Gli operai non si accorsero dell'ingresso del gas (non odorizzato). L'ignizione del gas (causato probabilmente dall'accensione di una sigaretta) provocò l'esplosione all'interno del serbatoio.
1971	Panigaglia (SP) (Italia)	Rilascio gas (da Roll-over) Terminale Rigassificazione (riempimento serbatoio)	18 ore dopo la discarica (da nave) di GNL in uno dei serbatoi di stoccaggio, si verificò un roll-over che causò un aumento di pressione fino a 1.42 volte la pressione di progetto. I vapori di GNL furono rilasciati in atm. per oltre 3 ore, attraverso la valvola di sicurezza ed il vent, senza subire alcun innesco. Il GNL scaricato era stato tenuto nella nave per ca. 1 mese prima di essere trasferito nel serbatoio, la vaporizzazione che subì in questo periodo produsse una miscela più densa e calda rispetto a quella attesa. La sovrappressione interna al serbatoio fu contenuta e quindi non si ebbero danneggiamenti strutturali. MORTI/FERITI: -/-
1973	Staten Island New York (USA)	Incendio Peak shaving	Incendio provocato dalla accensione di sacche residue di GNL trattenute dal coibente (poliuretano) durante la riparazione del serbatoio cilindrico in cemento da 2200 m ³ . Queste sacche si innescarono e generarono una sovrappressione sufficiente del tetto che cadde all'interno del serbatoio. MORTI/FERITI: 40/-
1973	Canvey Island (UK)	Rilascio liquido (RPT) Terminale rigassificazione	La rottura di uno strumento di vetro provocò il rilascio di una piccola quantità di GNL. Il GNL si riversò in un canale di raccolta delle perdite pieno di acqua piovana subendo una rapidissima vaporizzazione (RPT) che provocò una serie di onde di pressione, avvertite dai residenti in zona. MORTI/FERITI: -/-

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1974		Rilascio Trasferimento prodotto su nave (Massachusetts)	La mancanza di energia elettrica e la chiusura automatica della valvola sulla linea liquida principale provocarono un colpo d'ariete seguito dalla perdita di GNL. Si verificarono fessurizzazioni sul ponte della nave. MORTI/FERITI: -/-
1977	Arzew (Algeria)	Rilascio Riparazione serbatoio	Rottura, per bassa temperatura, di una valvola in alluminio durante la sua sostituzione; la causa probabile fu la scelta di un materiale (lega) non idoneo. Venne rilasciato GNL senza alcun innesco. La perdita umana è imputabile a congelamento. MORTI/FERITI: 1/-
1978	USA	Esplosione Terminale Phillips Petroleum	Esplosione ed incendio di GNL in sezione di impianto. La linea che alimentava il rilascio venne intercettata con seguente estinzione dell'incendio. MORTI/FERITI: N/N
1978	DAS Island (UAE)	Rilascio Serbatoio Stoccaggio	Una perdita di GNL dal fondo di un serbatoio causò il congelamento del terreno circostante. Il motivo è imputabile al fatto che il serbatoio non era stato progettato per temperature così basse. MORTI/FERITI: N/N
1979	Cove Point, Maryland	Esplosione Terminale rigassificazione	A seguito della perdita da una pompa di GNL ad alta pressione da una guarnizione, il GNL vaporizzato penetrò – attraverso un condotto cavi sotterraneo – in una sottostazione elettrica priva di rilevatori di gas. L'azionamento dell'interruttore di arresto della pompa che perdeva, provocò una scintilla con conseguente innesco della miscela. MORTI/FERITI: 1/1
1979	Cove Point, Maryland (USA)	Rilascio Trasferimento prodotto da nave (Mostefa Ben Boulaid)	Una nave metaniera da 125.000 m ³ rilasciò GNL sul pontile durante lo scarico al terminale di Cove Point. Si verificarono fessurazioni nella parte superiore del serbatoi e sul ponte della nave. MORTI/FERITI: -/-

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1989	Skikda (Algeria)	Rilascio Trasferimento prodotto su nave da impianto di liquefazione (Tellier)	Una nave metaniera di capacità pari a 40000 m ³ , rompe gli ormeggi a causa del maltempo. I bracci di carico non erano attrezzati con sistemi di shut-down e sgancio rapido e ciò causò la rottura dei bracci e delle tubazioni. La perdita di GNL coinvolse il ponte della nave procurando alcune fessurazioni, senza però intaccare i serbatoi. MORTI/FERITI: -/-
1993	Indonesia	Rilascio Impianto GNL	Durante la realizzazione di modifiche ad un impianto fu rilasciato GNL da una linea, questo penetrò nella rete interrata e subì una rapida vaporizzazione che pressurizzò e danneggiò gravemente tutto il sistema. MORTI/FERITI: -/-
2014	USA (Plymouth)	Rilascio GNL	Incidente verificatosi in una sezione dell'impianto che trattava gas naturale in fase gassosa. Il rilascio pare essere stato causato dalla esplosione con frammentazione di un recipiente di processo in una zona prossima ai serbatoi di stoccaggio, con proiezione di frammenti del recipiente che hanno danneggiato la parete esterna (in acciaio) di un serbatoio di stoccaggio GNL a singolo contenimento. A seguito di questo danneggiamento vi è stata una fuoriuscita di GNL che è rimasto contenuto nel bacino di raccolta dal quale si è disperso evaporando senza né incendiarsi né esplodere. Precauzionalmente, la fuoriuscita di GNL ha comunque consigliato la evacuazione di una zona attorno all'impianto. MORTI/FERITI: -/-

N = non noto.

Dall'analisi risulta che tra tutti gli incidenti avvenuti in impianti che processano/depositano GNL:

- 2 sono registrati come incidenti con rilasci di piccole quantità;
- 4 hanno dato origine, come conseguenza del rilascio di GNL, ad una esplosione (in ambiente confinato) seguita generalmente da fenomeni di incendio;
- 4 sono dovuti a rilasci durante le operazioni di trasferimento GNL da/a nave attraccata alla banchina, che hanno provocato danni riparabili senza alcun innesco;
- 5 sono avvenuti in terminali di rigassificazione GNL;
- 2 sono avvenuti in impianti peak-shaving.

La maggior parte degli incidenti riscontrati sono avvenuti in impianti che, data la tecnologia dell'epoca, non disponevano dei sistemi di contenimento e delle misure di protezione adottate negli impianti moderni e che saranno presenti nell'impianto di Oristano, che avrebbero evitato il rilascio o comunque mitigato le sue conseguenze (ad es. dispositivi di sgancio rapido dei bracci di scarico, sistemi di controllo del caricamento di GNL nel serbatoio, adozione di materiali adeguati al servizio criogenico, serbatoi a contenimento totale con doppia parete etc.).

Dall'analisi storica si evince quindi che gli incidenti verificatisi in stoccaggi GNL sono stati provocati da cause successivamente eliminate dalle migliorie introdotte nella progettazione dei sistemi.

Nel seguito si analizzano alcuni degli scenari sopra riportati allo scopo di dare evidenza della definizione delle misure di miglioramento intraprese nel settore del GNL allo scopo di evitare eventi incidentali.

Incidente di Cleveland 1944 Ohio USA

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 128 persone. Le indagini sull'incidente giunsero alla conclusione che il disastro era stato provocato dalla fragilità dell'acciaio con il 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.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

A seguito dell'incidente soprariportato è stato definito che i serbatoi di stoccaggio siano realizzati con materiale adeguato, in particolare l'acciaio al 9% di nickel che ha dimostrato di

essere il materiale più sicuro in questo senso. Quindi si è definito negli attuali standard di progettazione che i serbatoi di stoccaggio GNL siano dotati di un doppio sistema di contenimento del GNL realizzato mediante l'installazione di serbatoi a doppia parete o mediante un bacino di contenimento esterno al serbatoio.

Occorre notare che successivamente all'incidente soprariportato non ci sono stati nel mondo eventi simili che abbiano interessato serbatoi di stoccaggio realizzati in acciaio al 9% di nickel. I serbatoi di stoccaggio del deposito di Oristano saranno del tipo a doppio contenimento ed il serbatoio interno sarà realizzato con acciaio criogenico adeguato.

Incidente di Panigaglia, 1971, La Spezia, Italia

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

L'evento si è verificato nel 1971 in un serbatoio di stoccaggio GNL, installato in un impianto sito a La Spezia, in Italia. Il tipo di incidente è stato un rilascio di gas di cui non si è verificata l'ignizione, il serbatoio era in condizioni di normale funzionamento, l'evento non ha prodotto conseguenze.

In questo incidente dopo un'operazione di carico di un serbatoio di GNL era rimasto una zona di stratificazione, a diversa densità nel serbatoio. Successivamente lo strato inferiore si è riscaldato fino a raggiungere la densità dello strato superiore. I moti convettivi all'interno del serbatoio all'interno del serbatoio comportarono la rottura in breve tempo dello strato stratificato, con un rapido incremento dello sviluppo di vapori di gas all'interno del serbatoio. Questo tipo di incidente si chiama "rollover" o "basculamento". Quando si verificò l'incidente i motivi e le conseguenze di un evento di rollover erano poco note e conosciute. Nel caso in esame non ci fu un escalation dell'evento incidentale ed il serbatoio stesso non fu danneggiato dalla sovrappressione interna risultante. Ad ogni modo era noto che potenzialmente il rollover poteva provocare gravi incidenti.

La progettazione della strumentazione dei serbatoi comprende ora anche 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.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

In seguito all'incidente sopra descritto l'industria del GNL ha commissionato lavori di ricerca sul fenomeno del rollover ed ha pubblicato i risultati degli studi allo scopo di incrementare la conoscenza del fenomeno. Attualmente la strumentazione prevista per i serbatoi di stoccaggio GNL include anche i densimetri allo scopo garantire la rilevazione della formazione di stratificazioni all'interno dei serbatoi, permettendo il controllo della miscelazione allo scopo di evitare che la stratificazione raggiunga dei livelli pericolosi.

Si evidenzia che in base alla norma UNI EN 1473 i serbatoi di stoccaggio GNL devono essere dotati dei seguenti dispositivi anti-rollover o anti-basculamento:

- dispositivi di riempimento del serbatoio adeguati che consentano di introdurre il GNL sul fondo o nella parte alta del serbatoio in funzione della densità del GNL inviato;
- sistema di ricircolazione;
- controllo del tasso di evaporazione;
- misurazione della temperatura e della densità del GNL su tutta l'altezza possibile del liquido.

In aggiunta agli accorgimenti tecnici ed operativi definiti allo scopo di evitare il fenomeno di roll-over il sistema di scarico pressione dei serbatoi è dimensionato verificando un possibile caso di "roll-over" allo scopo di evitare che la struttura del serbatoio sia danneggiata nel caso in cui tale evento si verifichi, malgrado le protezioni previste atte ad evitarlo. Il dimensionamento del sistema vent dei serbatoi di stoccaggio GNL è effettuato in accordo alla UNI EN 1473.

Incidente di Staten, 1973, USA

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:	40 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 bonificato (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 40 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.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

L'incidente soprariportato ha insegnato che occorre adottare materiali isolanti adeguati e che occorre sempre considerare che vapori di GNL possono rimanere intrappolati all'interno dell'isolante stesso. Le procedure di controllo e manutenzione elaborate al fine di procedere ad operazioni di riparazioni e/o di dismissione dei serbatoi di stoccaggio GNL sono redatte allo scopo di prevenire questo tipo di incidente.

Incidente di Das Island, 1978, Emirati Arabi

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

L'evento si è verificato nel 1978 a Das Island negli Emirati Arabi. Il tipo di incidente è stato un rilascio di gas di cui non si è verificata l'ignizione, il serbatoio era in condizioni di normale funzionamento, l'evento non ha prodotto conseguenze.

Il rilascio ha interessato le tubazioni di uscita dal fondo del serbatoio di stoccaggio. Purtroppo le informazioni su questo incidente sono molto limitate.

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.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongiurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

L'uso di bocchelli di uscita dal fondo dei serbatoi di stoccaggio GNL è ora vietato sia nelle norme standard degli Stati Uniti d'America, che in Europa. I serbatoi di stoccaggio GNL del Deposito non avranno bocchelli in uscita dal fondo del serbatoio, tutte le tubazioni sia GNL che di servizio avranno i bocchelli di accesso al serbatoio localizzati sul tetto.

Incidente di Cove Point, 1979, USA

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

L'evento si è verificato nel 1979 a Cove Point in USA. Il tipo di incidente è stato un rilascio di GNL la vaporizzazione dello stesso e la successiva ignizione dei vapori. Causa dell'evento è stato un rilascio di GNL e il non adeguato serraggio di una guarnizione di tenuta dei cavi elettrici di una pompa GNL.

Il GNL liquido rilasciato dalla pompa vaporizzò e passò attraverso un cavidotto elettrico sotterraneo entrando in una sottostazione elettrica. Due uomini stavano entrando nella sottostazione elettrica allo scopo di fermare le pompe. La miscela di gas si incendiò a seguito dei contatti elettrici di un interruttore, provocando un'esplosione confinata. Uno degli operatori morì ed il secondo rimase ferito gravemente.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongiurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

Le indagini effettuate dopo l'incidente, hanno appurato che il terminale era stato progettato in accordo agli standard vigente all'epoca. Ciò ha comportato l'introduzione di cambiamenti nei tre maggiori standard di progetto e cambiamenti in relazione alle apparecchiature ed ai sistemi installati a valle delle tenute delle pompe. Il Deposito di Oristano è progettato secondo standard aggiornati e sarà dotato sia di impianti di rilevazione dei rilasci freddi che di impianti di rilevazione miscele infiammabili. Gli impianti elettrici saranno inoltre installati in accordo alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione ed incendio (Edison S.p.A., 2015ah).

Incidente di Plymouth, 2014, USA

Anno:	Marzo 2014.
Tipo di incidente:	Esplosione di un serbatoio di processo con danneggiamento serbatoio di stoccaggio GNL.
Tipo di attività:	Normale funzionamento di impianto.
Impianti coinvolti:	Serbatoio di processo e di stoccaggio GNL.
Modalità operative:	Rigassificazione.
Sostanza fuoriuscita:	GNL.
Conseguenze:	nessuna vittima o feriti.

Incidente verificatosi in una sezione di un impianto di rigassificazione GNL che trattava gas naturale in fase gassosa. Il rilascio pare essere stato causato dalla esplosione con frammentazione di un recipiente di processo in una zona prossima ai serbatoi di stoccaggio, con proiezione di frammenti del recipiente che hanno danneggiato la parete esterna (in acciaio) di un serbatoio di stoccaggio GNL. A seguito di questo danneggiamento vi è stata una fuoriuscita di GNL che è rimasto contenuto nel bacino di raccolta dal quale si è disperso evaporando senza né incendiarsi né esplodere. Precauzionalmente, la fuoriuscita di GNL ha comunque consigliato la evacuazione di una zona attorno all'impianto.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongiurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

L'incidente soprariportato ha riguardato un impianto realizzato nel 1975, e quindi di concezione in parte superata. Nello specifico si evidenzia che nel progetto del Deposito di Oristano il serbatoio di stoccaggio GNL è realizzato a contenimento totale secondo la norma UNI EN 1473, a differenza del serbatoio a singolo contenimento con parete in acciaio dell'impianto di Plymouth.

I serbatoi a doppio contenimento totale come quello previsto dal progetto sono più resistenti ai carichi esterni quali impatti di proiettili, esplosioni esterne e carico termico da un eventuale incendio limitrofo grazie alla protezione data dalla parete esterna.

Analisi degli Incidenti sul Trasporto GNL Mediante Navi

Nella seguente tabella si riassumono incidenti avvenuti a navi metaniere.

Tabella 9: Incidenti Relativi a Navi Metaniere

Data	Tipo	Nome della Nave	Causa dell'incidente	Luogo	Danni	Rilascio
1965	Worms	Jules Verne	Sovrariempimento	Carico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1965	Conch	Methane Princess	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1971	Esso	Esso Brega	Sovrapressione	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1974	Nk	Massachusetts (barge)	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1974	Conch	Methane Progress	Contatto con il fondo	Porto	-	No
1977	TZ Mk. I	LNG Delta	Perdita da valvola	Mare aperto	-	Sì
1977	Moss	LNG Aquarius	Sovrariempimento	Carico	-	Sì
1979	Moss	Pollenger	Perdita da valvola	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1979	GTNO 85	El Paso Paul Keyser	Arenamento	Mare aperto	Danni allo scafo e ai serbatoi senza rilascio di GNL	No
1980	Moss	LNG Libra	Guasto meccanico	Mare aperto	Rottura albero	No
1980	Moss	LNG Taurus	Arenamento	Porto	Danno allo scafo	No
1985	TZ Mk. I	Gadinea	Guasto meccanico	Porto	-	No
1985	GTNO 82	Isabella	Rottura valvola	Scarico	Frattura sul ponte	Sì
1990	GTNO 85	Bachir Chihani	Fatica	Mare aperto	Frattura nella struttura	No
1996	GTNO 96	LNG Porto Venere	Disfunzione sistemi antincendio	Mare aperto	-	No
2002	Moss	Norman Lady	Collisione	Mare aperto	Danno lieve allo scafo	No
2003	Moss	Century	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2003	Moss	Hoegh Galleon	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2004	GTNO 88	Tenaga Lima	Danno in poppa	Mare aperto	Riparazioni	No
2004	TZ Mk. III	British Trader	Incendio elettrico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Esso	Lieta	Guasto meccanico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Moss	LNG Edo	Vibrazioni trasmissione	Mare aperto	Sostituzione	No
2006	GTNO 96	Catalunya Spirit	Danneggiamento dell'isolamento	Mare aperto	Riparazione significativa	No

Dati ricavati da letteratura tecnica.

La tabella precedente mostra che i rilasci occorsi sono stati di piccola entità e che, nella maggior parte dei casi, gli incidenti sono stati causati da perdite da valvole o tubazioni sulla nave. L'ultimo incidente con rilascio che risulti da banche dati utilizzate per questa tipologia di analisi è accaduto nel 1985.

La tabella mostra che gli eventi più significativi sono legati a cause comuni alla navigazione marittima (arenamenti, collisioni). Le caratteristiche delle navi metaniere (in particolare la presenza di doppio scafo) ha fatto sì che questi incidenti non abbiano mai provocato fuoriuscite di prodotto.

Nel seguito viene presentata una analisi di maggiore dettaglio degli incidenti più significativi accaduti nel trasporto via nave di GNL.

Giugno 1979 – El Paso Paul Keyser

Una metaniera con serbatoi a membrana da 125000 m³, con un carico di 100.000 m³, si è arenata a velocità elevata (15-16 nodi) sulla costa spagnola a Est di Gibilterra.

L'urto ha causato danni gravi, in particolare lo scafo esterno è stato piegato rientrando di alcuni metri per tutta la lunghezza della nave, il che ha provocato delle falle e l'affondamento della poppa. Nonostante la gravità dei danni, il secondo scafo e l'isolamento dei serbatoi hanno subito una deformazione ma non si sono fratturati, mantenendo la integrità del contenimento.

Cinque giorni dopo l'incidente, con alta marea, la nave è stata rimessa in galleggiamento svuotando la zavorra e immettendo aria in pressione nei serbatoi di zavorra ed è stata rimorchiata in un sito di ancoraggio, dove il carico è stato trasferito ad un'altra metaniera, dimostrando la validità e l'efficacia della procedura di svuotamento da nave a nave in condizioni di emergenza. La nave è stata quindi sottoposta a riparazioni temporanee a Lisbona ed infine ha navigato con i propri mezzi a Dunkerque per le riparazioni definitive.

Ottobre 1980 – LNG Libra

Durante un viaggio dall'Indonesia verso il Giappone la metaniera Libra con serbatoi a membrana da 125000 m³ ha subito la rottura dell'albero di propulsione.

La nave è stata rimorchiata ed ancorata nel golfo di Davao (Filippine) dove il carico di GNL è stato trasferito ad un'altra metaniera con una operazione durata 32 ore. La nave è stata successivamente rimorchiata in porto per le riparazioni.

Sebbene l'incidente non abbia danneggiato le strutture della nave, l'incidente è significativo per il pericolo rappresentato dalla deriva della metaniera senza propulsione che ha richiesto il trasferimento del carico il più rapidamente possibile.

Anche in questo caso la procedura di trasferimento del carico in emergenza si è mostrata efficace.

Dicembre 1980 – LNG Taurus

La metaniera Taurus (metaniera con serbatoi Moss da 125000 m³) all'arrivo al porto di Tobata in Giappone ha incontrato mare molto agitato, subendo danni severi alla stiva ed un principio di ingresso d'acqua.

La nave è stata posta di nuovo in galleggiamento dopo quattro giorni mediante pompaggio e pressurizzazione dei serbatoi di zavorra danneggiati.

Malgrado l'impatto, il doppio scafo e i serbatoi GNL sono rimasti intatti. Dopo una verifica delle condizioni dello scafo la nave ha proseguito verso il Terminale dove ha scaricato il prodotto normalmente. I danni sono stati successivamente riparati nel porto di Nagasaki.

2002 – Norman Lady

La metaniera Norman Lady (metaniera con serbatoi Moss da 125000 m³) durante l'attraversamento dello Stretto di Gibilterra è entrata in collisione con il sottomarino USS Oklahoma City, che navigava a bassa profondità e bassa velocità. A seguito dell'urto lo

scafo della metaniera ha subito danni lievi per un'estensione di circa 1,5 metri, senza alcun danno ai serbatoi e senza rilascio di prodotto.

Conclusioni

I dati storici più recenti riportati dalla letteratura tecnica internazionale, evidenziano che su più di 55.000 viaggi effettuati sino al 2004 da navi gasiere non si è verificato nessun incidente con rilascio di GNL dai serbatoi delle gasiere (Pitblado, 2004).

Quanto riportato nel documento sopra citato è supportato anche dal rapporto “LNG Safety and Security” pubblicato dal Center for Energy and Economics, (CEE, 2012) che riporta che al 2011 l'industria globale GNL comprendeva 25 impianti di liquefazione, 91 terminali di ricezione (o di rigassificazione) 360 navi che comportavano il trasporto di 220 milioni di tonnellate di GNL ogni anno. Il trasporto del GNL è stato sicuro per più di 40 anni durante i quali le navi gasiere hanno percorso più di 200 milioni di chilometri senza che ci fossero sostanziali incidenti in porto o in mare. Le navi di GNL transitano in aree ad elevato traffico, a titolo esemplificativo il rapporto evidenzia che nel 2000 una nave GNL entrava nella baia di Tokio ogni 20 ore, mentre nel porto di Boston entrava una nave di GNL ogni settimana.

Quanto sopra deriva da precise motivazioni tecniche che fanno sì che anche in caso di collisione, urto o arenamento il rilascio di GNL dai serbatoi della nave gasiera sia estremamente improbabile.

Tutte le navi gasiere sono infatti realizzate in doppio scafo, con uno spazio tra il doppio scafo esterno e la parete del serbatoio che contiene il GNL variabile da 2 a 4 metri. L'effetto di un eventuale impatto di una nave gasiera è stato analizzato in campo internazionale mediante simulazioni strutturali di impatti nelle condizioni più gravose, ovvero per impatti a 90° nei quali cioè la nave impattante urta il fianco della gasiera perpendicolarmente. Un descrizione delle analisi svolte (riportata in Sandia, 2004; Pitblado, 2004) mostra che impatti anche con navi di grandi dimensioni con velocità inferiori a circa sei nodi non causano danni ai serbatoi interni (Sandia, 2004) e che impatti con altra nave gasiera a velocità di 6.6 nodi o con una petroliera da 300.000 DWT a pieno carico a 1,7 nodi non causano danni al serbatoio interno (Pitblado, 2004).

Impatti perpendicolari ad elevate velocità con navi di grandi dimensioni in ambito portuale sono evidentemente una occorrenza non credibile e ciò spiega perché non si registrano incidenti con rilasci da serbatoi di nave in terminali di rigassificazione.

1.C.1.2 REAZIONI INCONTROLLATE

Al deposito non saranno effettuate operazioni unitarie quali distillazioni, assorbimenti, estrazioni liquido/liquido o altro e non saranno presenti reattori chimici.

Non è quindi 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

Il clima della Sardegna viene generalmente classificato come “*Mediterraneo Interno*”, caratterizzato da inverni miti e relativamente piovosi ed estati secche e calde. Da un punto di vista più generale, il Mediterraneo può essere considerato come una fascia di transizione tra

le zone tropicali, dove le stagioni sono definite in accordo alla quantità di pioggia, e le zone temperate, dove le stagioni sono caratterizzate dalle variazioni di temperatura. Di conseguenza si ha a che fare con grandi variazioni interstagionali di precipitazione accompagnate da variazioni di temperatura, senza che però le une le altre raggiungano i valori estremi tipici delle due aree climatiche (Edsion S.p.A., 2015b).

Di seguito si riportano misure reperite dalla stazione meteorologica di Capo Frasca, che si trova a circa 20 km, in linea d'aria, dalla località dove sorgerà l'impianto; questa stazione, che appartiene ad Aeronautica Militare è ubicata alle coordinate 39° 44' 23.59" N, 8° 27' 34.15" E, a 92 metri sul livello del mare; tra tutte le stazioni meteorologiche operative regionali, risulta essere la più vicina alla Zona nella quale sarà ubicato il Terminale e la più idonea a fornire misure rappresentative visto il suo posizionamento in prossimità del mare e a bassa quota.

Si riportano i dati misurati dalla stazione meteo sopra menzionata relativi al periodo 1971 – 2000 tratti dall' Atlante Climatico dell' Aeronautica Militare:

- temperature medie mensili;
- altezze di precipitazione medie mensili.

**Tabella 10: Stazione Meteoclimatica Capo Frasca,
Temperature Medie Mensili (Periodo 1971 - 2000), (Aeronautica Militare,
Atlante Climatico: "<http://clima.meteoam.it/atlanteClimatico.php>")**

Mese	Temperatura Media [°C]	Temperatura Massima [°C]	Temperatura Minima [°C]
Gennaio	10.4	13.2	7.6
Febbraio	10.3	13.2	7.5
Marzo	11.7	14.7	8.6
Aprile	13.5	16.7	10.3
Maggio	17.2	20.8	13.7
Giugno	20.9	24.5	17.3
Luglio	24.0	27.8	20.1
Agosto	24.9	28.8	21.1
Settembre	22.3	26.0	18.7
Ottobre	18.6	21.9	15.3
Novembre	14.3	17.3	11.3
Dicembre	11.6	14.4	8.8

Dall'analisi dei dati sulle temperature medie mensili, si osserva che il mese più freddo è quello di Febbraio con un valore medio di 10.4 °C, un minimo di 7.5 °C e un massimo di 13.2 °C. Il mese più caldo è Agosto con una media di 24.9 °C, un minimo di 21.1 °C e un

massimo di 28.8 °C. L'escursione termica media fra i valori medi delle massime e quelli delle minime oscilla fra i 5.6 °C di Dicembre e di Gennaio e i 7.7 °C di Agosto.

Tabella 11: Stazione Meteorologica Capo Frasca, Precipitazioni Totali Medie Mensili (Periodo 1971 - 2000), (Aeronautica Militare, Atlante Climatico “<http://clima.meteoam.it/atlanteClimatico.php>”)

	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
mm	50.0	60.5	44.4	51.4	32.8	16.7	4.4	7.3	34.2	69.7	92.5	65.0

Per quanto riguarda il regime pluviometrico i valori medi mensili evidenziano che il mese più piovoso è Novembre con una media di 92,5 mm. Il mese più siccitoso è Luglio con un valore di circa 4.4 mm di media.

La tabella seguente, che riporta dati dalla Stazione Meteorologica A.M. 540 presso Oristano (Lat. 39,53 – Long. 8,35 – Alt. 19 m), che si trova a circa 7 chilometri dal Porto di Oristano mostra che, in tutte le stagioni dell'anno, vi è una prevalenza della classi di stabilità D e F con una frequenza annuale rispettivamente del 40,2% e 30,8% (periodo di osservazione da Gennaio 1951 a Dicembre 1961).

Tabella 12: Distribuzione delle Frequenze Stagionali e Annuali (‰)

Stagioni	Classi di Stabilità							
	A	B	C	D	E	F+G	Nebbia	TOTALE
DIC-GEN-FEB	0.74	10.95	7.12	113.03	32.93	80.71	1.81	247.30
MAR-APR-MAG	4.64	11.56	18.75	116.32	29.16	67.13	2.08	249.65
GIU-LUG-AGO	4.84	26.88	38.37	89.85	28.43	66.12	1.68	256.17
SETT-OTT-NOV	3.43	14.04	12.77	82.86	38.44	94.82	0.54	246.89
TOTALE	13.64	63.44	77.01	402.06	128.96	308.78	6.12	1000.00

Per lo studio delle caratteristiche anemologiche dell'area di studio, i dati di base, ricostruiti dal noto istituto ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasting) di Reading, Inghilterra, si riferiscono ai dati di vento del database mondiale ECMWF ERA-Interim, estratti nel Punto ERA_ORI (39.75°N, 8.25°E) al largo di Oristano.

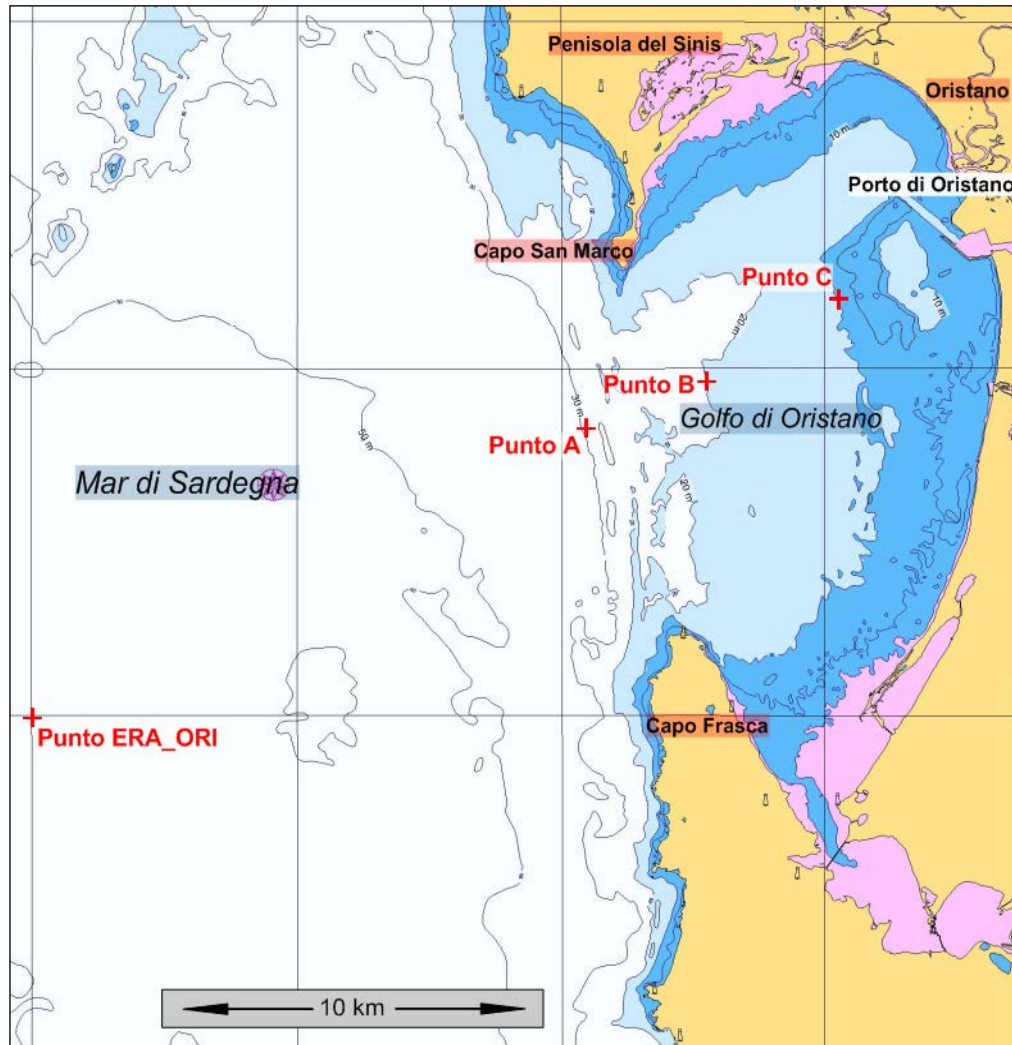


Figura 9: Area di Studio, Caratteristiche Batimetriche e Ubicazione dei Dati di Base

La distribuzione annuale dell'intensità del vento per direzione di provenienza, riferita ai dati di base del database ECMWF - ERA – Interim, è mostrata graficamente nella Figura 10 (rosa del vento).

Il regime medio annuale del vento è caratterizzato da una netta prevalenza dei settori direzionali 300 e 330°N (con il 39% degli eventi) e secondariamente del settore 120°N (11% degli eventi). Il resto degli eventi è distribuito piuttosto equamente tra le altre direzioni.

Per quanto riguarda le intensità, gli eventi con velocità inferiore a 8 m/s sono circa il 70% del totale, quelli inferiori a 20 m/s sono circa il 99%; valori superiori a 20 m/s sono presenti in circa lo 0.1% degli eventi, mentre i valori massimi sono di 26 m/s, provenienti da 60°N.

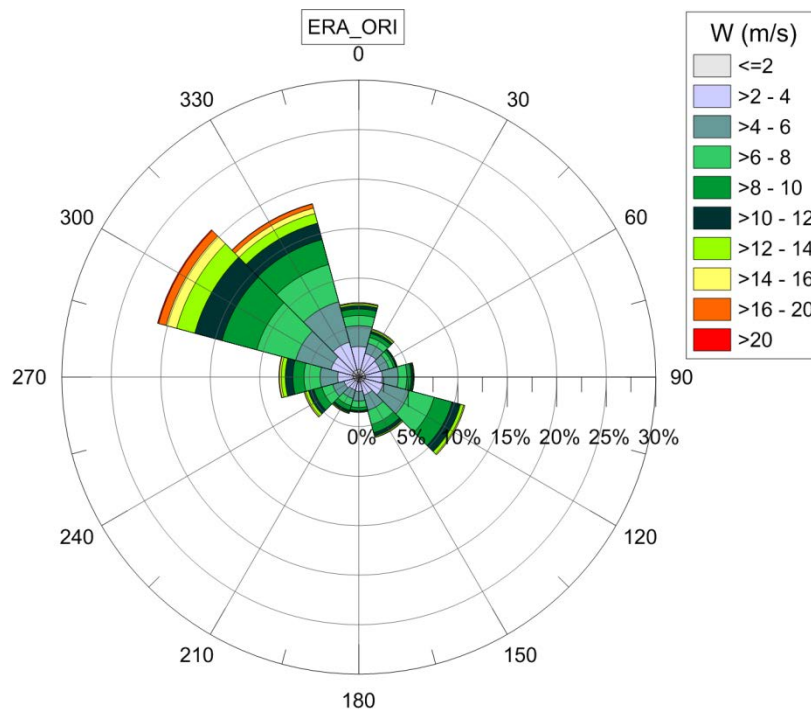


Figura 10: Punto ERA_ORI – (1985 – 2014) Rosa Annuale del Vento

1.C.1.3.2 Caratteristiche Specifiche Ambiente Marittimo

Nell'ambito del presente progetto, Edison ha effettuato uno studio finalizzato alla definizione delle condizioni meteomarine tipiche ed estreme in prossimità del terminale nel Porto di Santa Giusta di Oristano (Edison S.p.A., 2015b).

Nel seguito si sintetizzano le informazioni principali.

Morfologia dei Fondali

Il Golfo di Oristano si affaccia al Mar di Sardegna che si estende fino all'arcipelago spagnolo delle Baleari raggiungendo la profondità massima di 3,068 m a 150 km a nord est dell'isola di Minorca. Ha una forma grossomodo ovale ed è delimitato a Nord da Capo San Marco, nella Penisola del Sinis e a Sud da Capo Frasca, due grandi piattaforme basaltiche. Il Golfo è caratterizzato da una costa prevalentemente bassa e sabbiosa, con l'eccezione dei due promontori rocciosi, che chiudono il Golfo a Nord.

I fondali antistanti l'imboccatura del golfo sono caratterizzati da profondità di circa 30 m e da un piano batimetrico orientato NNO-SSE.

All'interno del Golfo i fondali presentano le caratteristiche tipiche delle insenature, con le isobate che, a costa, seguono l'andamento della linea di riva, mentre man mano che aumentano le profondità tendono ad allinearsi con le isobate presenti all'esterno del Golfo. Procedendo da sud verso nord, questo caratteristico andamento dei fondali si interrompe nei pressi del Porto di Oristano: in questa zona si ha la presenza di un grande canale orientato NE-SO, caratterizzato da fondali che passano gradualmente da 20 a 10 m di profondità circa, realizzato al fine di facilitare l'accesso delle navi al Porto.

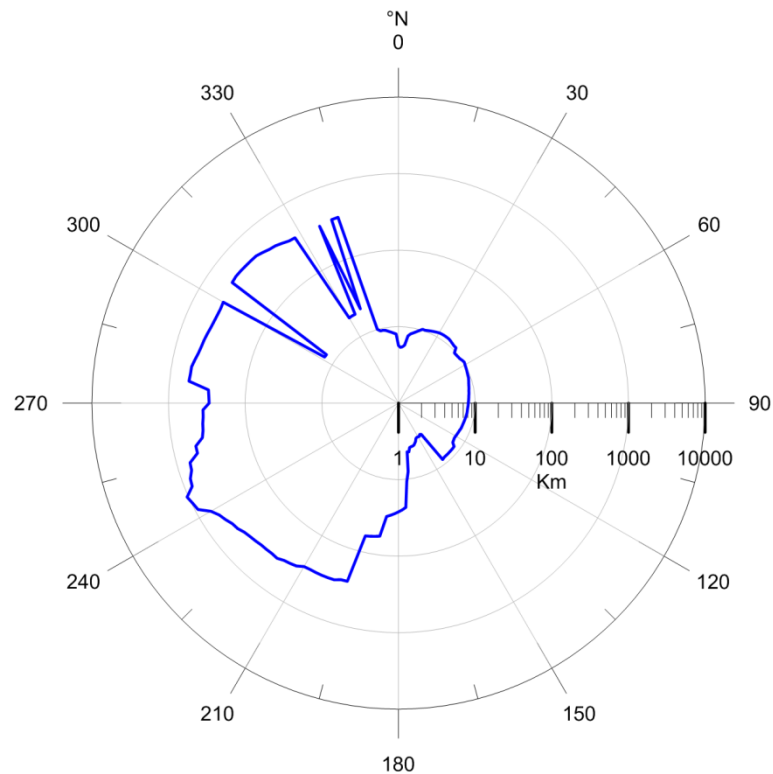


Figura 11: Fetch Associati all'Area di Studio

Caratteristiche Moto Ondoso

Si riporta nel seguito il clima del moto ondoso e i valori estremi al largo e a costa. Si ricorda che i dati di base si riferiscono ai dati di vento del database ECMWF ERA-Interim estratti nel Punto ERA_ORI al largo di Oristano, validati e corretti.

La distribuzione annuale dell'altezza d'onda al largo in funzione delle direzioni di provenienza è mostrata graficamente in Figura 12 (rosa delle onde).

Dall'osservazione della figura appare subito evidente la marcata direzionalità del clima ondoso, caratterizzata dai settori 300 e 330°N che rappresentano circa il 50% degli eventi totali. Per quanto riguarda le altezze, circa l'80% delle onde risulta inferiore a 2 m, circa il 17% risulta compreso tra 2 e 4 m, circa il 2% risulta compreso tra 4 e 5 m e solo l'1% è caratterizzato da altezze superiori a 5 m. Si noti che le onde più alte, comprese tra 7 e 9 m, provengono dai settori direzionali 270-330°N.

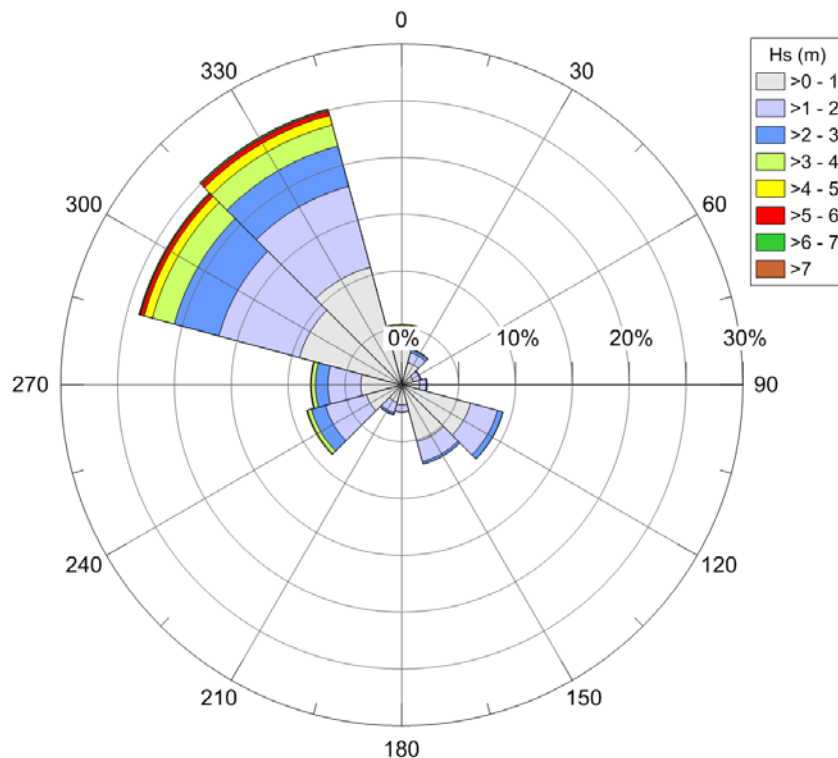


Figura 12: Rosa Annuale delle Onde al Largo – Punto ERA_ORI

Ulteriori dettagli e informazioni in merito alle caratteristiche meteomarine del sito e alle procedure seguite per la validazione dei dati di vento e del moto ondoso e in merito alla metodologia di stima dei valori estremi si rimanda al documento “Studio Meteomarino Preliminare” (Edison S.p.A., 2015b).

1.C.1.3.3 Perturbazioni Geofisiche

Relativamente alla classificazione sismica, l’Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri No. 3519 del 28 Aprile 2006 ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire a quattro zone sismiche in cui è stata divisa l’Italia.

Tabella 13: Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia

Zona Sismica	Descrizione	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (ag)	Accelerazione orizzontale massima convenzionale di ancoraggio dello spettro di risposta elastico (ag)
1	E' la zona più pericolosa. Possono verificarsi fortissimi terremoti	ag > 0.25	0.35
2	In questa zona possono verificarsi forti terremoti	0.15 < ag ≤ 0.25	0.25
3	In questa zona possono verificarsi forti terremoti ma rari	0.05 < ag ≤ 0.15	0.15
4	E' la zona meno pericolosa. I terremoti sono rari.	ag ≤ 0.05	0.05

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri No. 3519 del 28 Aprile 2006 ha classificato la Regione Sardegna come zona sismica 4. Tale classificazione era stata già recepita ad emissione della OPCM 3274 del 20 Marzo 2003, dalla Regione Sardegna con Delibera Giunta Regionale 15/31 del 30 Marzo 2004.

A tale proposito si evidenzia che facendo riferimento alla “Guida Tecnica Linee di Indirizzo per la Riduzione della Vulnerabilità Sismica dell’Impiantistica Antincendio” emessa dal Ministero dell’Interno nel Dicembre 2011, la classe di pericolosità del sito è classificata bassa.

Nell’ambito del presente progetto, Edison ha effettuato uno studio finalizzato alla definizione delle caratterizzazione geotecnica e sismica dell’area interessata dal deposito di GNL (Edison S.p.A., 2015ae).

La caratterizzazione sismica del sito è stata eseguita ai sensi del D.M. 14 Gennaio 2008, Norme Tecniche per le Costruzioni e la progettazione del sito svolta congruentemente.

Con riferimento alla normativa nazionale DM 14/01/2008, al fine della valutare l’azione sismica di riferimento allo stato limite di danno (SLD) e stato limite di salvaguardia (SLV), viene considerata una vita nominale della costruzione (VN) pari a 50 anni, un coefficiente d’uso pari a 1 ed un periodo di riferimento (Vr) pari a 50 anni. Sono identificati per i singoli stati limite i seguenti periodi di ritorno:

- stato limite di danno: periodo di ritorno pari a 50 anni;
- stato limite di salvaguardia: periodo di ritorno pari a 475 anni.

Il territorio italiano risulta suddiviso in un reticolo avente maglia quadrata nei cui vertici sono forniti i parametri per la definizione degli spettri di risposta per vari tempi di ritorno dell’azione sismica. Il territorio della Regione Sardegna non è incluso in questo reticolo e l’azione sismica non può pertanto essere ricavata con riferimento a un particolare punto del reticolo, ma viene fornita con un valore uniforme su tutta la Regione. Sulla base di quanto

riportato in Stucchi et al. (2007), la Sardegna è una Regione a bassa sismicità con un valore di accelerazione di picco su suolo rigido, per un periodo di ritorno di 475 anni, pari a 0.05 g.

1.C.1.3.4 Perturbazioni Cerauniche

Lo studio della protezione del deposito contro le fulminazioni è stato effettuato facendo riferimento alla nuova applicazione online del CEI, denominata CEI ProDiSTM, che consente l'accesso ai dati di densità di fulmini al suolo (NG) per il territorio italiano (Edison S.p.A, 2015ag).

Il calcolo ha evidenziato che le strutture che costituiscono gli impianti del deposito presentano basso rischio. La realizzazione di un sistema di protezione dai fulmini non è quindi richiesta.

1.C.1.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI

1.C.1.4.1 Sequenze Incidentali

L'analisi per l'individuazione delle ipotesi incidentali è stata effettuata utilizzando le metodologie indicate al Capitolo 2 dell'Allegato I del D.P.C.M. 31.03.89.

Metodi per l'Identificazione degli Eventi Incidentali

Gli eventi incidentali sono stati individuati mediante:

- Analisi di Operabilità (Studio HAZOP) per l'identificazione degli eventi incidentali legati a deviazioni di processo;
- Analisi delle "Rotture Casuali" (random ruptures) per l'identificazione degli eventi riconducibili a perdite di contenimento.

Ciascun evento incidentale (sia esso derivante da una deviazione di processo oppure da una rottura casuale) è stato poi analizzato in dettaglio identificando gli scenari specifici ad esso collegati attraverso specifiche analisi con Alberi degli Eventi.

Eventi Incidentali Derivanti da Deviazioni di Processo - Analisi HAZOP

L'impianto è stato sottoposto ad analisi HAZOP, effettuata per il progetto in fase preliminare i giorni 29 e 30 Aprile 2015. Il Rapporto di HAZOP riporta le schede dell'analisi effettuata (Edison S.p.A., 2015ad).

Le raccomandazioni emerse durante le sessioni di HAZOP a carico della progettazione sono state implementate e i diagrammi di processo sono stati modificati congruentemente.

A valle di ciò, le deviazioni di processo potenzialmente a rischio di tramutarsi in un incidente rilevante ("Top Event") sono ritenute adeguatamente controllate da sistemi di prevenzione e/o mitigazione.

In sede di Rapporto di Sicurezza Definitivo, sulla base degli schemi di processo di dettaglio, sarà condotta una analisi con Alberi dei Guasti sulle deviazioni di processo che documenterà la ridotta probabilità di accadimento di tali eventi di processo.

Le raccomandazioni emerse che non sono ancora chiuse sono relative a azioni da effettuarsi nelle fasi successive di progettazione. Tali azioni riguardano ad esempio la stesura di procedure operative specifiche per lo svolgimento di alcune operazioni.

Eventi Incidentali Derivanti da "Rotture Random"

Gli eventi definiti "Rotture Random" sono determinati da fenomeni casuali quali usura, corrosione anomala, difetti di montaggio, etc. Essi non sono direttamente riconducibili ad anomalie di processo e possono pertanto verificarsi a prescindere dalla configurazione impiantistica esistente.

L'analisi di tali casi, unitamente con gli eventi risultanti dalle deviazioni di processo, consente di ottenere uno spettro completo degli eventi incidentali possibili, che sono in ultima analisi riconducibili al rilascio delle sostanze pericolose presenti nell'impianto.

Operativamente per l'analisi delle rotture casuali si è proceduto a:

- identificare le sostanze pericolose presenti nell'impianto ed i relativi stoccaggi con le specifiche condizioni di processo e individuare per ciascuna sostanza le apparecchiature accessorie e le linee di processo interessate;
- per ciascuna sostanza significativa definire uno o più di un caso di rottura random; qualora le stesse sostanze fossero presenti in linee aventi caratteristiche molto differenti (diametro e/o condizioni operative), si sono definite più rotture random per meglio rappresentare i diversi possibili casi di rilascio;
- per ciascun evento incidentale selezionato, sono state analizzate le peculiarità di rilascio, individuando le possibili sezioni intercettabili ed analizzando criticamente le conseguenze.

Il criterio di identificazione degli eventi incidentali seguito nel presente lavoro e dettagliato in precedenza prevede quindi la individuazione dei casi più significativi in termini di pericolosità della sostanza e criticità delle condizioni di processo, ipotizzando per ciascuno di essi una ipotesi di rilascio.

Tale metodologia comporta la valutazione di un numero elevato di possibili scenari incidentali, molto superiori ai pochi scenari che sarebbero individuati da una analisi finalizzata alla individuazione del solo caso più pericoloso (legato alle condizioni di processo più critiche e alla sola sostanza più pericolosa tra quelle presenti in impianto). Tale valutazione più approfondita permette però di fornire una valutazione quanto più possibile rappresentativa delle effettive sorgenti di rischio nel deposito consentendo una ottimale individuazione delle eventuali effettive necessità di miglioramento della sicurezza.

Metodi per la Conduzione delle Analisi degli Eventi Incidentali

Nel seguito si riporta la metodologia utilizzata nella valutazione delle frequenze di occorrenza di un evento incidentale.

Valutazione delle Frequenze di Occorrenza dei Rilasci (Eventi Base)

La valutazione delle frequenze di occorrenza relative a perdite di contenimento ("rotture random") di apparecchiature/tubazioni è stata effettuata mediante la metodologia, utilizzata in numerosi Rapporti di Sicurezza, che si basa su dati di guasto per tubazioni e componenti e sulla valutazione del numero di componenti presenti e della lunghezza di tubazione.

In particolare sono stati utilizzati i dati storici di guasto presentati nelle Linee Guida API RP 581 (API, 2000). I valori dei ratei di guasto base per ogni componente di interesse e per le tubazioni, definiti in base alle dimensioni dei fori di rottura e del diametro della tubazione stessa, sono riportati nelle seguenti tabelle:

Tabella 14: Probabilità di Rottura Tubazioni - API RP 581 (ed. 2000)

Diametro Tubazione (pollici)	Frequenza di Rottura (eventi/metro/anno)			
	1/4"	1"	4"	FB
3/4	3,28 E-05	--	--	9,84 E-07
1	1,64 E-05	--	--	1,64 E-06
2	9,84 E-06	--	--	1,97 E-06
4	2,95 E-06	1,97 E-06	--	2,30 E-07
6	1,31 E-06	1,31 E-06	--	2,62 E-07
8	9,84 E-07	9,84 E-07	2,62 E-07	6,56 E-08
10	6,56 E-07	9,84 E-07	2,62 E-07	6,56 E-08
12	3,28 E-07	9,84 E-07	9,84 E-08	6,56 E-08
16	3,28 E-07	6,56 E-07	6,56 E-08	6,56 E-08
>16	1,97 E-07	6,56 E-07	6,56 E-08	3,28 E-08

Tabella 15: Probabilità di Rottura di Apparecchiature - API RP581 (ed. 2000)

Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
	1/4"	1"	4"	FB
Pompe Centrifughe:				
- Single Seal	6,0 E-02	5,0 E-04	1,0 E-04	0,0 E+00
- Double Seal	6,0 E-03	5,0 E-04	1,0 E-04	0,0 E+00
Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
Compressori:				
- Centrifughi	0,0 E+00	1,0 E-03	1,0 E-04	0,0 E+00
- Alternativi	0,0 E+00	6,0 E-03	6,0 E-04	0,0 E+00
Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
Vessel / Colonne:				
Vessel	4,0 E-05	1,0 E-04	1,0 E-05	6,0 E-06
Colonna di Processo	8,0 E-05	2,0 E-04	2,0 E-05	6,0 E-06
Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
Serbatoi atmosferici				
	4,0 E-05	1,0 E-04	1,0 E-05	2,0 E-05

Gli scenari di rilascio sono analizzati considerando diametri equivalenti di rottura pari a 1" e a 4".

Rilasci di diametro superiore non sono considerati possibili date le caratteristiche delle tubazioni e delle apparecchiature di impianto che sono realizzate con materiale criogenico, che non infragilisce in caso di rilascio e contatto della sua superficie esterna con il prodotto freddo, e sono dotate di coibentazione che costituisce un'ulteriore protezione delle tubazioni. Ciò è confermato dal criterio dato nel D.M. 15/5/1996 "Criteri di Analisi e Valutazione dei

Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.)” che prevede che per Unità classificate “A” (come praticamente tutte le Unità di processo del Deposito) può essere ritenuta marginale la rottura per diametri equivalenti superiori a 2”, se le tubazioni sono protette da urto, se non si svolgono operazioni di sollevamento carichi se non con tubazioni intercettate, siano adottate misure per evitare le basse temperature. Nel caso del Deposito queste condizioni sono rispettate e anzi, come nel caso della bassa temperatura, l’evento di infragilimento è impossibile grazie alla adozione di materiali criogenici appositi.

Relativamente alla valutazione delle frequenze di occorrenza per i rilasci equivalenti ad un pollice, la stima della frequenza viene fatta sommando le frequenze di rottura per diametri di ¼ di pollice e di un pollice date nello standard API RP 581 mentre per i equivalenti a 4 pollici, la stima della frequenza viene fatta sommando le frequenze di rottura per diametri di 4 pollici e a ghigliottina (Full Bore).

Stimata la frequenza di occorrenza dell’evento base di rilascio occorre individuare gli scenari incidentali risultanti e calcolarne la frequenza di accadimento.

Valutazione della Frequenza di Occorrenza degli Scenari Incidentali – Alberi degli Eventi

Gli scenari incidentali sono gli scenari “finali” che si sviluppano a seguito di un rilascio, in funzione delle caratteristiche dell’evento iniziatore (tipo di rilascio, tipo di sostanza rilasciata, ecc.) e di parametri esterni (ignizione, condizioni meteorologiche, ecc.).

La frequenza di uno scenario incidentale è data dalla frequenza di occorrenza dell’evento iniziatore moltiplicata per la probabilità degli eventi che portano allo specifico scenario accidentale. Questa analisi è effettuata applicando la tecnica dell’Albero degli Eventi, che mostra graficamente le possibili conseguenze che derivano da un evento iniziatore.

Un tipico Albero degli Eventi, rappresentativo di eventi iniziatori che coinvolgono un rilascio gassoso o liquido, è riportato nella seguente figura.

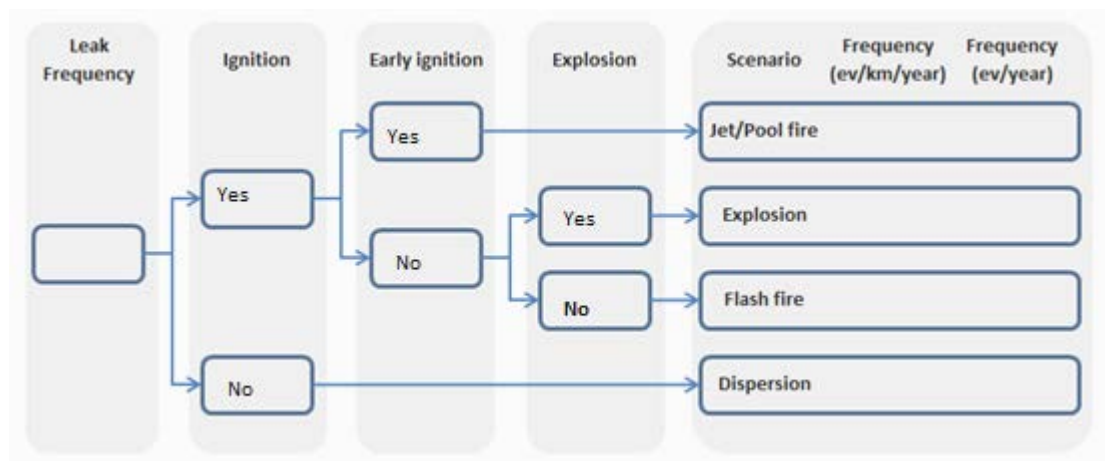


Figura 13: Albero degli Eventi per Rilascio Continuo di Liquido o Gas

Le frequenze degli specifici scenari pericolosi (Jet/Pool Fire, Flash Fire/Esplosione e Dispersione) vengono calcolate per mezzo degli Alberi degli Eventi, adottando valori di

probabilità di innesco forniti dalla letteratura internazionale (IP-UKOOA, 2006), a partire dalle frequenze di rilascio della sostanza.

Un Albero degli Eventi è una rappresentazione logica di tutti gli eventi che possono accadere in un sistema in funzione dello svolgersi di una sequenza incidentale. Il punto di partenza è l'evento indesiderato accidentale (in questo caso, la perdita di contenimento di sostanza pericolosa). Gli "alberi" mostrano le sequenze degli eventi: ogni possibile scenario è quantificato su base probabilistica. Ogni ramo dell'evento rappresenta una sequenza di incidenti separata (che è definita da un set di relazioni funzionali tra l'evento iniziale e quello successivo).

La probabilità totale di innesco è calcolata in accordo con l'equazione seguente (IP-UKOOA, 2006) usando le correlazioni più conservative basate sui dati Cox e Lees (Cox et al., 1990).

$$\begin{aligned} \dot{M} \leq 100 \text{ kg/s} & \Rightarrow P_{\text{ignition}} = 10^{0.64 \cdot \text{Log}_{10} \dot{M} - 1.81} \\ \dot{M} > 100 \text{ kg/s} & \Rightarrow P_{\text{ignition}} = 0.3 \end{aligned}$$

dove P_{ignition} è la probabilità di innesco globale e \dot{M} è la portata massica rilasciata in [kg/s].

In accordo con IP-UKOOA, data la probabilità di innesco globale, il 30% degli eventi sono considerati inneschi immediati e il 70% degli eventi sono considerati inneschi ritardati.

In caso di innesco immediato l'evento incidentale evolve originando un Jet fire o un Pool fire, in funzione della fase rilasciata e della frazione di liquido in grado di accumularsi sul terreno; il tempo tra l'inizio del rilascio e l'innesco non è sufficiente alla formazione di nubi infiammabili, per cui non si hanno fenomeni Esplosivi o Flash Fire.

In caso di innesco ritardato, la dispersione del getto di gas o l'evaporazione della pozza di materiale infiammabile creano una nube infiammabile in grado di originare un Flash Fire o una nube esplosiva. Nella modellazione dei rilasci, se la durata del rilascio è superiore a 10 minuti, si considera conservativamente che anche l'innesco ritardato avvenga comunque prima dell'esaurimento del rilascio; in tal caso, oltre al Flash Fire o all'esplosione si osserva in modo contemporaneo anche un Jet Fire o un Pool Fire.

Nel caso in cui la nube infiammabile raggiunga un'area congestionata, in accordo con (IP-UKOOA, 2006), la probabilità che l'innesco ritardato evolva in uno scenario di Esplosione è assunta pari al 20%.

Tuttavia, sulla base di quanto riportato dal D.M. del 20/10/1998 relativo a liquidi infiammabili e dal D.M. 15/5/1996 relativo a depositi GPL, applicato anche nel caso del GNL, è stata considerata possibile l'esplosione in ambiente parzialmente confinato, quale quello di impianto, solo quando la massa infiammabile sia superiore a 1,5 tonnellate.

Taglio delle Frequenze per gli Scenari Considerati Credibili

Tra gli scenari incidentali individuati, sono stati esclusi dalla analisi quelli ritenuti non credibili, ovvero quelli caratterizzati da una frequenza di accadimento inferiore a $1.00E-7$ eventi/anno.

La adozione di tale valore soglia è giustificata dal fatto che il D.M. 9 Maggio 2001, "Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia Di Pianificazione Urbanistica e Territoriale Per Le Zone Interessate Da Stabilimenti a Rischio Di Incidente Rilevante" prevede la valutazione

della compatibilità per scenari incidentali con frequenze inferiori a 1.00E-6 eventi/anno, il valore soglia proposto pertanto è congruente con il requisito di legge.

Inoltre, altri Paesi della comunità Europea adottano per la valutazione della compatibilità territoriale valori di rischio individuale pari a 1.00E-6 eventi/anno; la adozione del valore soglia proposto pertanto è ampiamente congruente anche con tali criteri.

La credibilità di un evento, nel caso in cui le conseguenze di uno scenario incidentale siano simili nelle condizioni meteorologiche considerate, viene valutata sulla frequenza di occorrenza dell'evento incidentale senza considerare le condizioni meteorologiche. Qualora le conseguenze di uno scenario siano sostanzialmente diverse in funzione delle condizioni meteorologiche (come può essere il caso per le dispersioni di gas), la credibilità è valutata sulla base della frequenza della condizione meteorologica specifica. Per tale motivo nella tabelle delle frequenze degli scenari incidentali vengono riportate sia le frequenze divise per le due condizioni meteo di riferimento che la frequenza complessiva somma delle due precedenti.

Individuazione delle Unità Critiche dello Stabilimento

Al Paragrafo 1.B.1.4.1 è riportata l'Applicazione della Metodologia a Indici al Caso in Esame, tenendo conto di quanto indicato nel D.P.C.M. 31/03/1989. Dall'analisi degli indici di rischio generale compensato è emerso che tutte le Unità hanno indici compensati di categoria "Lieve o, al più, "Basso". In Appendice A al presente documento si riportano inoltre le Schede del Metodo Indicizzato.

L'ubicazione dei punti critici connessi agli eventi incidentali considerati può essere ricavata dalla posizione delle apparecchiature e delle linee interessate dall'evento stesso, rappresentate nelle rappresentazioni grafiche degli scenari incidentali, riportate in Allegato 1.C.1.4.3.

1.C.1.4.1.1 Identificazione degli Incidenti Possibili

La definizione delle cause iniziatrici di eventi incidentali è stata effettuata sulla base dell'analisi storica effettuata per installazioni simili e sulla base di analisi HAZOP e di analisi delle Random Rupture distinta per la parte Deposito e per la parte di scarico delle navi gasiere e il carico di bettoline nell'ambito portuale.

Non sono stati considerati eventi incidentali nel sistema di scarico a torcia/vent, dal momento che esso è un sistema di sicurezza il cui utilizzo è previsto solo in casi di emergenza. Il dimensionamento della torcia (Edison S.p.A., 2015q) è stato verificato tenendo anche conto dell'eventuale scenario di non innesco in caso di scarico di emergenza (Edison S.p.A., 2015r).

Non sono stati considerati eventi di rilascio dai serbatoi di stoccaggio T-200 ÷ 206, in ragione del fatto che sono progettati con tecnologia a doppio contenimento atta a contenere eventuali rilasci dal serbatoio interno in quello esterno, evitando la fuoriuscita di GNL. L'utilizzo di questa tipologia di serbatoio consente di non avere rilasci di GNL da serbatoio, tali da causare conseguentemente la potenziale formazione di un incendio di pozza, pool fire, che possa irraggiare i serbatoi e comportare l'insorgenza di un effetto domino (potenzialmente configurabile in un BLEVE). Nonostante la non credibilità di un rilascio dai serbatoi, questi sono comunque stati dotati di bacini di raccolta sversamenti e di sistema di convogliamento in pozzetto localizzato a distanza di sicurezza come da planimetria

riportata in allegato. I serbatoi di stoccaggio GNL sono inoltre dotati di sistema di depressurizzazione in emergenza che collette lo scarico a torcia e di sistema di raffreddamento ad acqua ad attivazione automatica.

Si evidenzia inoltre, relativamente al fenomeno di BLEVE, che l'insorgenza dello stesso in impianti fissi che trattano GNL non è stata riscontrata, come da analisi storica riportata.

Sulla base di queste elaborazioni, si riassumono nella tabella seguente gli eventi incidentali identificati. Gli eventi identificati fanno riferimento a casi di rilascio per rottura casuale dal momento che le deviazioni di processo identificate dalla analisi HAZOP sono tutte adeguatamente protette da sistemi di prevenzione e/o mitigazione.

Tabella 16: Identificazione degli Incidenti da Rotture Casuali (Random)

Evento No.	Descrizione
Evento 1	Rilascio di GNL in fase di scarico di una nave gasiera: a) dalla condotta che dalla banchina alimenta il collettore, b) dal collettore fino all'ingresso dei serbatoi.
Evento 2	Rilascio di GNL dal collettore a valle dei serbatoi, fino alla pompa di carico autocisterne
Evento 3	Rilascio di GNL dalla condotta a valle delle pompe di alimentazione autocisterne all'attacco della manichetta
Evento 4	Rilascio di GNL dalla manichetta di carico autocisterne
Evento 5	Rilascio di Gas Naturale dalle Condotte del Sistema di Gestione del BOG
Evento 6	Rilascio di GNL dal Serbatoio di Accumulo V-515
Evento 7	Rilascio di GNL dalla Condotta di Carico Bettoline
Evento 8	Rilascio di GNL dal Braccio di Carico e dalla Condotta sulla Banchina di Scarico/Carico
Evento 9	Rilascio di Gas Naturale dalla Condotta di Ritorno Vapori (in fase di scarico o carico GNL)

L'impianto può operare nei seguenti modi operativi (Edison, 2015e):

1. Unloading Mode: carico autocisterne con 3 pensiline impegnate e contemporanea fase di inizio scarico di una metaniera;
2. Unloading Mode: carico autocisterne con 3 pensiline impegnate e contemporanea fase di fine scarico di una metaniera;
3. Loading Mode: carico bettolina e autocisterne con 3 pensiline impegnate;
4. Loading Mode: carico autocisterne, con 3 pensiline impegnate, nessuna nave metaniera collegata;
5. Holding Mode: nessuna operazione di scarico o di carico, operatività dei soli sistemi di ricircolo per il mantenimento delle temperature delle linee.

Tutti i modi operativi sono stati analizzati considerando le due composizioni di GNL di riferimento.

Per la simulazione degli eventi incidentali analizzati, si è preso in considerazione il Modo Operativo No. 2 di Unloading (fase di fine scarico di una nave gasiera e contemporaneo carico di 3 autocisterne), analizzato con la composizione del GNL pesante, denominato

“Caso 4” nel Documento “Bilanci di Materia e Energia” (Edison S.p.A., 2015e). La scelta del Modo Operativo è stata fatta considerando le condizioni più significative dal punto di vista dei potenziali impatti in caso di scenario incidentale.

La tabella sottostante riassume le condizioni operative del caso preso in esame.

Tabella 17: Condizioni Operative Caso 4 (Edison S.p.A., 2015e)

Modalità Operativa	Unloading	
Portata di trasferimento GNL dalla nave	m ³ /ora	1000
Portata di trasferimento GNL alle pensiline per carico autocisterne	m ³ /ora	180
Fase del trasferimento	fine	
Composizione GNL di riferimento	pesante	

In un solo evento, l'Evento 7, nel quale viene analizzato un rilascio incidentale dalla condotta di carico bettoline, il Modo Operativo preso in considerazione per la simulazione è il No. 3 (carico bettolina e autocisterne con 3 pensiline impegnate), analizzato con la composizione del GNL pesante, denominato “Caso 6” nel Documento “Bilanci di Materia e Energia” (Edison S.p.A., 2015e). Tale Modo Operativo è stato preso in considerazione poiché è quello che prevede appunto il carico di bettoline (bettolina in fase di carico e contemporaneo carico autocisterne).

La tabella sottostante riassume le condizioni operative del caso preso in esame.

Tabella 18: Condizioni Operative Caso 6 (Edison S.p.A., 2015e)

Modalità Operativa	Loading	
Portata di trasferimento GNL alla nave	m ³ /ora	250
Portata di trasferimento GNL alle pensiline per carico autocisterne	m ³ /ora	180
Fase del trasferimento	--	
Composizione GNL di riferimento	pesante	

Si elencano nella tabella sottostante le condizioni operative della sostanza coinvolta nei diversi eventi incidentali e le valvole di sicurezza che intercettano la sezione che prende parte ad ogni evento, isolandola dal resto dell'impianto in caso di rilascio accidentale.

Tabella 19: Condizioni Operative della Sostanza Coinvolta e Valvole di Intercettazione (Edison, 2015e)

Evento No.	Stato Fisico	Condizioni Operative		Portata Operativa [m ³ /ora]	Valvole di Intercettazione
		T [°C]	P [barA]		
1a	L	-145.90	4.00	1000.00	SDV-10115 al limite di banchina SDV-10117 all'ingresso del collettore
1b	L	-144.9	4.50	1000.00	SDV-10117 all'ingresso del collettore SDV-20001 all'ingresso del serbatoio
2	L	-144.80	4.50	180.00	SDV-20181 in testa ai serbatoi (per ogni serbatoio) Blocco delle Pompe (P-401/2/3)
3	L	-144.00	7.00	60.00	Blocco della Pompa (P-401/2/3) SDV-41005 all'attacco con la manichetta
4	L	-144.0	7.00	60.00	SDV-41005 lato impianto ERC (Emergency Release Couple) lato autocisterna
5	G	-139.70	4.50	825.00	Blocco interno package MCI Blocco interno package MST SDV-10065 lato serbatoi SDV-41008 lato pensiline di carico
6	L	-160.00	3.00	1.50	Blocco interno package MST Blocco delle Pompe di Rilancio P-515A/B
7	L	-141.70	4.00	250.00	SDV-10065 SDV-20175 (lato serbatoi) PCV-50135
8	L	-145.90	4.00	1000.00/250.00	PERC SDV-10115 (al limite di banchina)
9	G	-131.7	4.50	890	SDV-10007 al limite di banchina SDV-10065 all'ingresso del sistema gestione BOG

Nota: L = liquido; G = gas

1.C.1.4.1.2 Valutazione delle Frequenze Attese di Accadimento degli Incidenti e Individuazione degli Scenari Incidentali

Sulla base della metodologia riportata in Sezione 1.C.1.4.1, sono state analizzate le rotture di diametri equivalenti pari a 1 pollice e 4 pollici.

Di seguito si riporta l'elenco degli Eventi che sono stati analizzati e l'individuazione delle relative frequenze degli eventi iniziatori e dei conseguenti scenari.

1. Rilascio di GNL in fase di scarico di una nave gasiera dalla condotta di alimentazione ai serbatoi
2. Rilascio di GNL dal collettore a valle dei serbatoi, fino alla pompa di carico autocisterne

3. Rilascio di GNL dalla condotta a valle delle pompe di alimentazione autocisterne fino all'attacco della manichetta
4. Rilascio di GNL dalla manichetta di carico autocisterne
5. Rilascio di Gas Naturale dalle Condotte del Sistema di Gestione del BOG
6. Rilascio di GNL dal Serbatoio di Accumulo V-515
7. Rilascio di GNL dalla Condotta di Carico Bettoline
8. Rilascio di GNL dal Braccio di Carico e dalla Condotta sulla Banchina di Scarico/Carico
9. Rilascio di Gas Naturale dalla Condotta di Ritorno Vapori (in fase di scarico o carico GNL)

Si riportano nel di seguito alcune considerazioni riguardo alle modalità operative nelle quali opera l'impianto e alle loro durate. Tali considerazioni sono utilizzate nell'analisi di alcuni eventi incidentali.

Fasi di Scarico/Carico

Con l'installazione del Deposito di GNL nel Porto di Oristano si prevede di movimentare fino a 520000 m³/anno di GNL. Si considera inoltre la distribuzione via mare di circa il 20% di quanto approvigionato (104000 m³/anno).

La portata di scarico GNL è di 1000 m³/ora, quella di carico delle bettoline è di 250 m³/ora: sulla base di questi dati, si calcolano le durate di scarico/carico navi gasiere e bettoline, esclusi i tempi di ormeggio/disormeggio e di collegamento e scollegamento dei bracci a inizio e fine operazione.

Da quanto sopra, risulta ciò che è riassunto nella Tabella 20 che segue.

Tabella 20: Durata Operazioni di Scarico/Carico Navi

	Quantità di GNL [m ³ /anno]	Portata di Scarico/Carico [m ³ /ora]	Durata Operazioni di Scarico/Carico [ore/anno]
In approvigionamento al Deposito	520000	1000	520
In distribuzione via mare tramite bettolina (20% di quanto approvigionato)	104000	250	416

La durata delle operazioni alla banchina viene conservativamente aumentata ad un numero di **780 ore/anno** (520 ore x 1.5) per lo scarico di GNL da navi gasiere e di **624 ore/anno** (416 ore x 1.5) per il carico di GNL su bettoline. Si utilizza il fattore moltiplicativo 1.5 per tenere conto, a favore di sicurezza, della fluttuazione della portata durante l'operazione e dei transitori in fase di inizio e fine operazione di scarico/carico.

Nella tabella sottostante si riportano i calcoli relativi a queste tempistiche su base annua.

Tabella 21: Tempi di Scarico/Carico Navi

Durata Operazioni di Scarico/Carico [ore/anno]		Percentuale Corrispondente su Base Annuale (8760 ore/anno)
Scarico Navi Gasiere	780	circa 9%
Carico Bettoline	624	circa 7%
Totale	1404	circa 16%

Durante la fase di holding non sono presenti navi in attracco al deposito e sarà attivo il ricircolo di una portata limitata di GNL (50 m³/ora) per mantenere le linee a bassa temperatura.

Tempi di Carico Autocisterne

Scopo principale del Deposito Costiero di Oristano è quello di distribuire GNL via gomma tramite autocisterne.

Per questo, conservativamente si considera di distribuire via terra a mezzo autocisterne fino al 100% dei quantitativi annui approvvigionati al Terminale.

Il Deposito è progettato per operare contemporaneamente con 4 (quattro) pensiline di carico. La portata della linea comune di carico è di 240 m³/ora, ogni pensilina è alimentata da una linea che approvvigionerà una manichetta con portata 60 m³/ora.

Basandosi su questi dati, si riportano nel seguito i tempi previsti per il carico autocisterne.

Tabella 22: Durata Operazioni di Carico Autocisterne

Quantità di GNL per distribuzione tramite autocisterne [m ³ /anno]	Portata di Carico di una Manichetta [m ³ /ora]	Durata Operazioni di Scarico/Carico [ore/anno]
520000	60	8667

La durata delle operazioni di carico autocisterne viene conservativamente aumentata ad un numero di **13000 ore/anno** (8667 ore x 1.5) per tenere conto della fluttuazione della portata durante l'operazione e di transitori in fase di inizio e fine operazione.

Nella tabella sottostante si riportano i calcoli relativi a queste tempistiche su base annua.

Tabella 23: Durata Operazioni di Carico Autocisterne su Base Annuale

Durata Operazioni di Scarico/Carico [ore/anno]		Percentuale Corrispondente su Base Annuale (8760 ore/anno)
Ore totali di carico autocisterne	13000	148%

Poiché il Deposito è progettato per operare contemporaneamente con 4 (quattro) pensiline di carico, ognuna di esse dovrà quindi lavorare circa **3250 ore/anno**, che corrispondono al **37%** delle ore dell'anno.

Evento 1 – Rilascio di GNL in fase di scarico di una nave gasiera dalle condotte di alimentazione dei serbatoi

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di GNL da una rottura casuale dalla condotta che dalla banchina alimenta i serbatoi di stoccaggio in fase di scarico di una nave gasiera.

L'evento è diviso in due ulteriori "sotto eventi", per tenere conto:

- della presenza di una valvola di intercettazione di emergenza all'ingresso del collettore, che isola in caso di necessità la condotta di scarico dal collettore;
- delle condizioni operative che variano dallo scarico nave all'ingresso dei serbatoi (Edison S.p.A., 2015e).

Il caso di rilascio durante le operazioni di carico di una bettolina verrà trattato successivamente analizzando l'Evento 7.

Evento 1a – Rilascio di GNL dalla condotta che dalla banchina alimenta il collettore (in fase di scarico di una nave gasiera)

La tubazione coinvolta in questo evento incidentale è il tratto dal limite di banchina alla valvola SDV-10117 sul collettore, di diametro 12 pollici e lunghezza circa 140 m.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 come descritto al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basa sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Come precedentemente discusso, l'Evento 1 può accadere per un periodo pari al 9% delle ore annue, periodo in cui vi è l'effettiva presenza della nave gasiera alla banchina in fase di scarico. La frequenza dell'evento base è pari quindi al 9% della frequenza di accadimento calcolata con i dati base riferiti all'intero anno, come da tabella seguente:

Tabella 24: Evento 1a – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera in Fase di Scarico

ID No. 1a - Frequenza Evento Incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	5.51E-06
4	6.89E-07

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 25: Evento 1a – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	4.00	barA
Temperatura	-145.90	°C
Portata	1000.00	m ³ /ora

Tabella 26: Evento 1a – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 1a			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		5	76
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		34	5
Massa Infiammabile [kg]	2F	5	356
	5D	2	166

Tabella 27: Evento 1a – Frequenze Scenari Rottura 1"

ID No. 1a – 1"	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		2.04E-08	-- ⁽¹⁾	4.76E-08	2.69E-06
5D		2.04E-08	-- ⁽¹⁾	4.76E-08	2.69E-06
Totale		4.08E-08	-- ⁽¹⁾	9.52E-08	5.37E-06

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 28: Evento 1a – Frequenze Scenari Rottura 4"

ID No. 1a – 4"	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		7.42E-09	-- ⁽¹⁾	1.73E-08	3.20E-07
5D		7.42E-09	-- ⁽¹⁾	1.73E-08	3.20E-07
Totale		1.48E-08	-- ⁽¹⁾	3.46E-08	6.40E-07

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Nel caso dello scenario di Flash Fire (diametro di rottura 1 pollice), poiché la somma della frequenza di accadimento nelle due condizioni meteorologiche considerate è al limite della

soglia di credibilità, si ritiene opportuno valutarlo come credibile. Tale scenario è il solo credibile per questo evento incidentale.

Le distanze di danno di tale scenario sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2. per le due condizioni meteorologiche. La frequenza di accadimento associata all'evento si considera pari alla somma delle frequenze nelle due condizioni meteorologiche distinte, 1.00E-07 eventi/anno.

Evento 1b – Rilascio di GNL dal collettore fino all'ingresso dei serbatoi (in fase di scarico di una nave gasiera)

La sezione isolabile analizzata in questo evento coinvolge le seguenti tubazioni:

- collettore di distribuzione ai serbatoi da valvola SDV-10117, di diametro 16 pollici e lunghezza 76 m;
- tubazioni che dal collettore alimentano singolarmente i sette serbatoi, di diametro 6 pollici e lunghezza totale 88 m, valvole di intercettazione SDV-20001.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 come descritto al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Come precedentemente discusso, l'evento 1b può accadere per un periodo pari al 9% delle ore annue, periodo in cui vi è l'effettiva presenza della nave gasiera alla banchina in fase di scarico. La frequenza dell'evento base è pari quindi al 9% della frequenza di accadimento calcolata con i dati base riferiti all'intero anno, come da tabella seguente:

Tabella 29: Evento 1b – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera in Fase di Scarico

ID No. 1b - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	1.26E-05
4	1.34E-06

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 30: Evento 1b – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	4.50	barA
Temperatura	-144.9	°C
Portata	1000.00	m ³ /ora

Tabella 31: Evento 1b – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 1b			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		5	82
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		38	5
Massa Infiammabile [kg]	2F	5	376
	5D	2	173

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 32: Evento 1b – Frequenze Scenari Rottura 1"

ID No. 1b – 1"	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	4.67E-08	-- ⁽¹⁾	1.09E-07	6.14E-06
5D	4.67E-08	-- ⁽¹⁾	1.09E-07	6.14E-06
Totale	9.33E-08	-- ⁽¹⁾	2.18E-07	1.23E-05

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 33: Evento 1b – Frequenze Scenari Rottura 4"

ID No. 1b – 4"	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	1.49E-08	-- ⁽¹⁾	3.47E-08	6.20E-07
5D	1.49E-08	-- ⁽¹⁾	3.47E-08	6.20E-07
Totale	2.98E-08	-- ⁽¹⁾	6.94E-08	1.24E-06

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Gli scenari credibili per questo evento incidentale (ovvero con frequenza di occorrenza maggiore di $1.00E-07$ eventi/anno), sono gli scenari di Jet Fire/Pool Fire e Flash Fire per rottura di diametro equivalente pari a 1 pollice.

Le conseguenze degli scenari classificati come credibili sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Nel caso dello scenario di Jet Fire/Pool Fire per diametri di rottura equivalenti a 1 pollice, poiché la somma della frequenza di accadimento nelle due condizioni meteorologiche considerate è al limite della soglia di credibilità, si ritiene opportuno valutarlo come credibile. La frequenza di accadimento totale associata all'Evento si considera pari alla somma delle frequenze nelle due condizioni meteo distinte, quindi, approssimando per eccesso, pari a $1.00E-07$ eventi/anno. Al Paragrafo 1.C.1.4.3 si riporta la rappresentazione grafica degli scenari per le due condizioni meteorologiche considerate.

Evento 2 – Rilascio di GNL dal collettore a valle dei serbatoi, fino alla pompa di carico autocisterne

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di GNL da una rottura casuale della condotta che collega i serbatoi di stoccaggio alle pompe di carico autocisterne, durante il carico autocisterne.

La frequenza di accadimento degli eventi incidentali su questa tubazione viene valutata in relazione al tempo previsto per distribuire il 100% del GNL approvvigionato al deposito, come discusso precedentemente.

Le tubazioni coinvolte in questo evento incidentale sono elencate nel seguito:

- tubazioni in uscita dai serbatoi, di diametro 6 pollici e lunghezza totale 88 m;
- collettore di distribuzione alle pensiline, di diametro 16 pollici e lunghezza 56 m;
- tubazioni che dal collettore si collegano alle pompe di alimentazione delle pensiline, di diametro 4 pollici e lunghezza 30 m.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Come precedentemente discusso, l'evento 2 può accadere nel 37% delle ore annue, periodo in cui vi è l'effettivo utilizzo della linea di alimentazione dell'area per il carico delle autocisterne. La frequenza dell'evento base è pari quindi al 37% della frequenza di accadimento calcolata con i dati base riferiti all'intero anno, come da tabella seguente.

Tabella 34: Evento 2 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettivo Utilizzo Linea per Carico Autocisterne

ID No. 2 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	1.23E-04
4	1.12E-05

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 35: Evento 2 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	4.50	barA
Temperatura	-144.8	°C
Portata	240	m ³ /ora

Tabella 36: Evento 2 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 2			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		5	46
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		9	4
Massa Infiammabile [kg]	2F	5	155
	5D	2	78

Il software Phast (DNV, 2007) utilizzato per la simulazione degli eventi incidentali, restituisce una portata di rilascio per la rottura di diametro equivalente pari a 4 pollici ben superiore alla portata operativa della linea in analisi. La portata di rilascio è stata quindi ridotta ad un valore pari a 1.5 volte la portata operativa della linea (46 kg/s), ovvero la massima ragionevolmente raggiungibile dalle pompe che alimentano le pensiline di carico autocisterne.

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 37: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 2 – 1”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteorologica	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		4.55E-07	-- ⁽¹⁾	1.06E-06	6.00E-05
5D		4.55E-07	-- ⁽¹⁾	1.06E-06	6.00E-05
Totale		9.11E-07	-- ⁽¹⁾	2.13E-06	1.20E-04

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l’esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 38: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 2 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteorologica	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		9.91E-08	-- ⁽¹⁾	2.31E-07	5.27E-06
5D		9.91E-08	-- ⁽¹⁾	2.31E-07	5.27E-06
Totale		1.98E-07	-- ⁽¹⁾	4.62E-07	1.05E-05

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l’esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Gli scenari Jet Fire/Pool Fire e Flash Fire sono classificati come credibili per entrambi i diametri equivalenti di rottura. Le conseguenze degli scenari sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Evento 3 – Rilascio di GNL dalla condotta a valle delle pompe di alimentazione autocisterne fino all’attacco della manichetta

Viene nel seguito analizzato l’incidente di rilascio di GNL da una rottura casuale dalla condotta che collega la pompa di carico autocisterne alla relativa pensilina di carico.

La frequenza di accadimento degli eventi incidentali su questa tubazione viene valutata in relazione al tempo previsto per il carico autocisterne, che prevede la distribuzione del 100% del GNL approvvigionato al deposito, come discusso precedentemente.

La sezione isolabile analizzata in questo evento coinvolge le seguenti apparecchiature e tubazioni:

- pompa di carico autocisterne (P-401/402/403/404);
- tubazione che collega la pompa alla pensilina, di diametro 4 pollici e lunghezza 95 m.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell’evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell’evento di rottura considerato.

La linea in esame sarà operativa il 37% delle ore annue, la frequenza di occorrenza dell'Evento 3 sarà quindi al 37% della frequenza di accadimento calcolata con i dati base riferiti all'intero anno, ma la presenza di quattro linee (alimentate da quattro pompe) che operano contemporaneamente per il carico autocisterne, quadruplica le frequenze di accadimento dell'evento, arrivando a coprire il 148% delle ore annue. Si tratta di quattro sezioni isolabili separate.

Si conclude che, a valle delle considerazioni di cui sopra, la frequenza dell'Evento 3, è pari al 148% della frequenza calcolata con i dati base riferiti all'intero anno, ma le conseguenze dell'Evento, riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2 sono valutate solo per una sezione isolabile che comprende una pompa di carico e la tubazione da essa alimentata fino allo stacco della relativa manichetta di carico autocisterna.

Tabella 39: Evento 3 – Frequenze Base Evento Incidentale – Utilizzo di 4 Linee di Carico Autocisterne in Parallelo

ID No. 3 - Frequenza Evento Incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	1.47E-02
4	2.33E-04

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 40: Evento 3 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	7.00	barA
Temperatura	-144.00	°C
Portata	60	m ³ /ora

Tabella 41: Evento 3 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 3			
Diametro di Rottura ["]		1"	4" (a ghigliottina)
Portata di Rilascio [kg/s]		7	12
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		5	4
Massa Infiammabile [kg]	2F	8	15
	5D	4	9

Il programma Phast (DNV, 2007) utilizzato per la simulazione degli eventi incidentali, restituisce una portata di rilascio per la rottura di diametro equivalente pari a 4 pollici ben superiore alla portata operativa della linea in analisi. La portata di rilascio è stata quindi ridotta ad un valore pari a 1.5 volte la portata operativa della linea (12 kg/s), ovvero la massima ragionevolmente raggiungibile dalle pompe di carico autocisterne che alimentano le pensiline.

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 42: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 3 – 1”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	6.21E-05	-- ⁽¹⁾	1.45E-04	7.14E-03
5D	6.21E-05	-- ⁽¹⁾	1.45E-04	7.14E-03
Totale	1.24E-04	-- ⁽¹⁾	2.90E-04	1.43E-02

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 43: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 3 – 4”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	1.19E-06	-- ⁽¹⁾	2.78E-06	1.13E-04
5D	1.19E-06	-- ⁽¹⁾	2.78E-06	1.13E-04
Totale	2.38E-06	-- ⁽¹⁾	5.56E-06	2.26E-04

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Gli scenari Jet Fire/Pool Fire e Flash Fire sono classificati come credibili per i diametri equivalenti di rottura. Le conseguenze degli scenari sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Evento 4 – Rilascio di GNL dalla manichetta di carico autocisterne

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di GNL a causa della rottura a ghigliottina (o full bore, FB) di una delle manichette di carico delle autocisterne.

La frequenza di accadimento degli eventi incidentali su queste tubazioni viene valutata in relazione al tempo previsto per il carico autocisterne, che prevede la distribuzione del 100% del GNL approvvigionato al deposito, come discusso precedentemente.

La manichetta coinvolta in questo incidente ha un diametro di 3 pollici.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento al documento “Process Equipment Reliability Data” (AIChE, 1985) che riporta la frequenza di rottura di una manichetta pari a 9.90E-09 eventi/ora.

Come precedentemente discusso, le manichette operano il carico delle autocisterne 13000 ore/anno. La frequenza dell'Evento è pari quindi a 9.90E-09 eventi/ora X 13000 ore/anno (ore di utilizzo delle quattro manichette).

Le conseguenze dell'Evento, riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2 sono valutate solo per una sezione isolabile che consiste in una sola manichetta di carico autocisterna.

Tabella 44: Evento 4 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettivo Utilizzo Manichette per Carico Autocisterne

ID No. 4 - Frequenza evento incidentale
[ev./anno]
1.29E-04

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 45: Evento 4 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	7.00	barA
Temperatura	-144.00	°C
Portata	60	m ³ /ora

Tabella 46: Evento 4 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 4		
Diametro di Rottura ["]	3" (a ghigliottina)	
Portata di Rilascio [kg/s]	11	
Altezza del Rilascio [m]	1	
Durata rilascio [min]	3	
Massa Infiammabile [kg]	2F	15
	5D	9

Il programma Phast (DNV, 2007) utilizzato per la simulazione degli eventi incidentali, restituisce una portata di rilascio per la rottura di diametro equivalente pari a 3 pollici ben superiore alla portata operativa della linea in analisi. La portata di rilascio è stata quindi ridotta ad un valore pari a 1.5 volte la portata operativa della linea (11 kg/s), ovvero la massima ragionevolmente raggiungibile dalle pompe di carico autocisterne che alimentano le pensiline.

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 47: Evento 4 – Frequenze Scenari Rottura 3” – FB

ID No. 4 – 3” (FB)	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		6.51E-07	-- ⁽¹⁾	1.52E-06	6.23E-05
5D		6.51E-07	-- ⁽¹⁾	1.52E-06	6.23E-05
Totale		1.30E-06	-- ⁽¹⁾	3.04E-06	1.25E-04

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Gli scenari Jet Fire/Pool Fire e Flash Fire sono classificati come credibili per i diametri equivalenti di rottura. Le conseguenze degli scenari sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Evento 5 – Rilascio di Gas Naturale dalle condotte del sistema di gestione del BOG

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di GNL da una rottura casuale dalle condotte del Boil Off Gas.

La frequenza di accadimento degli eventi incidentali che possono scaturire dalle tubazioni del Sistema di Gestione del BOG, in servizio continuo, viene valutata su base annua.

Le tubazioni coinvolte in questo evento sono elencate nel seguito:

- collettore del BOG, di diametro 10 pollici e lunghezza circa 270 m;
- tubazioni per la raccolta del BOG in uscita dai serbatoi, di diametro 4 pollici e lunghezza totale 84 m;
- tubazioni per la raccolta del BOG in uscita dalle autocisterne, di diametro 4 pollici e lunghezza totale 35 m;
- tubazione di collegamento al Package MCI, di diametro 3 pollici e lunghezza circa 8 m;
- tubazione di collegamento al Package Stirling, di diametro 8 pollici e lunghezza circa 8 m.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Nel calcolo della frequenza di occorrenza, le frequenze di rottura del tratto di tubazione di diametro 3 pollici sono state associate a quelle di diametro 4 pollici.

Tabella 48: Evento 5 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 5 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	9.47E-04
4	1.47E-04

Il Gas Naturale si trova nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 49: Evento 5 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	4.50	barA
Temperatura	-139.00	°C
Portata	825	m ³ /ora

Tabella 50: Evento 5 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 5			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		0.50	8
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		10	3
Massa Infiammabile [kg]	2F	--	3
	5D	--	1

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 51: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 1"

ID No. 5 – 1"	Scenari Incidentali			
	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	1.46E-06	-- ⁽¹⁾	3,40E-06	4,69E-04
5D	1.46E-06	-- ⁽¹⁾	3,40E-06	4,69E-04
Totale	2.91E-06	-- ⁽¹⁾	6,80E-06	9,37E-04

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 52: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 5 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		1,33E-06	-- ⁽¹⁾	3,10E-06	6,91E-05
5D		1,33E-06	-- ⁽¹⁾	3,10E-06	6,91E-05
Totale		2,66E-06	-- ⁽¹⁾	6,20E-06	1,38E-04

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tutti gli scenari sono classificati come credibili. Le conseguenze degli scenari sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Evento 6 – Rilascio di GNL dal serbatoio di accumulo GNL V-515

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di GNL dal serbatoio di accumulo di GNL V-515 a valle del sistema di re-liquefazione.

Le tubazioni e le apparecchiature coinvolte in questo evento sono elencate nel seguito:

- tubazione, di diametro 2 pollici e lunghezza totale di circa 10 m;
- serbatoio V-515 di volume pari a 3 m³, con un fattore di riempimento pari a 0.2 che viene conservativamente considerato pari a 0.3.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Tabella 53: Evento 6 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 6 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	2.38E-04
4	3.57E-05

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 54: Evento 6 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	3.00	barA
Temperatura	-160.00	°C
Portata	1.50	m ³ /ora

La capacità di liquefazione totale del BOG varia tra i 437 e i 650 kg/ora; considerando la capacità massima di 650 kg/ora si considerano conservativamente circa 1.50 m³/ora di GNL che alimentano il serbatoio di accumulo, V-515.

Tabella 55: Evento 6 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 6			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		0.30	0.30
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		84	84
Massa Infiammabile [kg]	2F	--	--
	5D	--	--

Il programma Phast (DNV, 2007) utilizzato per la simulazione degli eventi incidentali, restituisce una portata di rilascio per entrambe le rotture (diametro equivalente pari a 1 o 4 pollici) ben superiore alla portata operativa della linea in analisi (1.50 m³/ora = 0.2 kg/s). La portata di rilascio è stata quindi ridotta ad un valore pari a 1.5 volte la portata operativa della linea (0.30 kg/s), ovvero la massima ragionevolmente raggiungibile dalla produzione del sistema di re-liquefazione.

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 56: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 6 – 1”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		3,57E-08	-- ⁽¹⁾	8,33E-08	1,19E-04
5D		3,57E-08	-- ⁽¹⁾	8,33E-08	1,19E-04
Totale		7,14E-08	-- ⁽¹⁾	1,67E-07	2,38E-04

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 57: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 6 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		5,36E-09	-- ⁽¹⁾	1,25E-08	1,78E-05
5D		5,36E-09	-- ⁽¹⁾	1,25E-08	1,78E-05
Totale		1,07E-08	-- ⁽¹⁾	2,50E-08	3,57E-05

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Nel caso dello scenario di Flash Fire per rotture di diametro equivalente 1 pollice, poiché la somma della frequenza di accadimento nelle due condizioni meteorologiche considerate è al limite della soglia di credibilità, si ritiene opportuno valutarlo come credibile.

Inoltre, le conseguenze di tale scenario non variano in maniera consistente a seconda della condizione meteorologica in cui si sviluppano, si riportano al Paragrafo 1.C.1.4.2. le distanze di danno più conservative. La frequenza di accadimento associata all'Evento si considera pari alla somma delle frequenze nelle due condizioni meteorologiche distinte, 1,67E-07 eventi/anno.

Le conseguenze sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Evento 7 – Rilascio di GNL dalla linea di carico bettoline

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di GNL dalla linea di carico bettoline.

La frequenza di accadimento degli eventi incidentali sulla linea di carico viene valutata in relazione al tempo previsto per la fase di carico (loading) delle bettoline.

Le apparecchiature e le tubazioni coinvolte in questo evento sono elencate nel seguito:

- No. 2 (due) pompe di carico bettoline P-301A/B;
- tubazione, di diametro 6 pollici e lunghezza totale 123 m.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione/apparecchiatura è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono

conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Come precedentemente discusso, l'Evento 7 è credibile il 7% delle ore annue, periodo in cui vi è l'effettiva presenza della bettolina in fase di carico. La frequenza di accadimento dell'evento incidentale, è pari quindi al 7% della frequenza base calcolata su base annua come da tabella seguente:

Tabella 58: Evento 7 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Bettolina in Fase di Carico

ID No. 7 - Frequenza Evento Incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	6.90E-04
4	1.13E-05

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 59: Evento 7 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	4.00	barA
Temperatura	-141.70	°C
Portata	250.00	m ³ /ora

Tabella 60: Evento 7 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 7			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		5	47
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		10	4
Massa Infiammabile [kg]	2F	4	125
	5D	2	68

Il programma Phast (DNV, 2007) utilizzato per la simulazione degli eventi incidentali, restituisce una portata di rilascio per entrambe la rottura di diametro 4 pollici ben superiore alla portata operativa della linea in analisi (250 m³/ora = 31.5 kg/s). La portata di rilascio è stata quindi ridotta ad un valore pari a 1.5 volte la portata operativa della linea (47 kg/s), ovvero la massima ragionevolmente raggiungibile dalle pompe di carico bettoline.

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Tabella 61: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 7 – 1”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		2,56E-06	-- ⁽¹⁾	5,96E-06	3,37E-04
5D		2,56E-06	-- ⁽¹⁾	5,96E-06	3,37E-04
Totale		5,11E-06	-- ⁽¹⁾	1,19E-05	6,73E-04

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 62: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 7 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		1,01E-07	-- ⁽¹⁾	2,35E-07	5,30E-06
5D		1,01E-07	-- ⁽¹⁾	2,35E-07	5,30E-06
Totale		2,02E-07	-- ⁽¹⁾	4,70E-07	1,06E-05

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Gli scenari Jet Fire/Pool Fire e Flash Fire sono classificati come credibili per entrambi i diametri equivalenti di rottura. Le conseguenze degli scenari sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Evento 8 – Rilascio di GNL dal braccio di carico e dalla condotta sulla banchina di scarico/carico

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di GNL in area banchina.

La frequenza di accadimento degli eventi incidentali su queste condotte viene valutata in relazione al tempo previsto per la fase di scarico (unloading) delle navi metaniere previste in arrivo al Deposito e per la fase di carico (loading) delle bettoline.

Le tubazioni coinvolte in questo evento sono elencate nel seguito:

- braccio di carico, di diametro 10 pollici e lunghezza totale 30 m;
- tubazione di diametro 12 pollici che dall'attacco col braccio di carico trasporta il GNL al limite di banchina.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Come precedentemente discusso, l'Evento 8 può accadere nel 16% delle ore annue, periodo in cui vi è l'effettiva presenza di una nave gasiera in fase di scarico o di una bettolina in fase di carico. La frequenza di accadimento dell'evento incidentale, è pari quindi al 16% della frequenza calcolata su base annua come da tabella seguente:

Tabella 63: Evento 8 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera o Bettolina in Fase di Scarico/Carico

ID No. 8 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	1.21E-05
4	2.10E-06

Il GNL si trova in fase liquida nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 64: Evento 8 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	4.00	barA
Temperatura	-145.90	°C
Portata	1000/250 ⁽¹⁾	m ³ /ora

(1) In fase di scarico nave gasiera il flusso è di 1000 m³/ora in direzione dei serbatoi di stoccaggio, in fase di carico bettoline il flusso è di 250 m³/ora dai serbatoi verso la banchina.

Tabella 65: Evento 8 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 8			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		5	76
Altezza del Rilascio [m]		6	6
Durata rilascio [min]		12	0.5
Massa Infiammabile [kg]	2F	4	350
	5D	2	169

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 66: Evento 8 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 8 – 1”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		4.48E-08	-- ⁽¹⁾	1.05E-07	5.90E-06
5D		4.48E-08	-- ⁽¹⁾	1.05E-07	5.90E-06
Totale		8.96E-08	-- ⁽¹⁾	2.09E-07	1.18E-05

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 67: Evento 8 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 8 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		2.26E-08	-- ⁽¹⁾	5.28E-08	9.75E-07
5D		2.26E-08	-- ⁽¹⁾	5.28E-08	9.75E-07
Totale		4.53E-08	-- ⁽¹⁾	1.06E-07	1.95E-06

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Gli scenari credibili per questo evento incidentale sono elencati nel seguito:

- per rottura di diametro equivalente 1 pollice:
 - jet fire o pool fire;
 - flash fire.
- per rottura di diametro equivalente 4 pollice:
 - flash fire.

Le conseguenze degli scenari classificati come credibili sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Per quanto concerne lo scenario Jet Fire (o Pool Fire) per rottura di diametro equivalente 1 pollice, poiché la sua frequenza totale (2F+5D) è molto vicina la limite di soglia (1.0E-07 eventi/anno), si ritiene corretto valutarne le conseguenze.

Nel caso dello scenario di flash fire per rotture di diametro equivalente 4 pollici, poiché le conseguenze di tale scenario non variano in maniera consistente a seconda della condizione meteorologica in cui si sviluppano, al Paragrafo 1.C.1.4.2. si riportano le distanze di danno più conservative. La frequenza di accadimento associata all'Evento si considera pari alla somma delle frequenze nelle due condizioni meteo distinte, 1.06E-07 eventi/anno.

Evento 9 – Rilascio di gas naturale dalla condotta di ritorno vapori (in fase di scarico o carico GNL)

Viene nel seguito analizzato l'incidente di rilascio di gas naturale dalla condotta di ritorno vapori durante la fase di scarico di una nave gasiera o durante la fase di carico di una bettolina (in senso opposto).

La frequenza di accadimento degli eventi incidentali su queste condotte viene valutata in relazione al tempo previsto per la fase di scarico (unloading) delle navi metaniere previste in arrivo al Terminale e per la fase di carico (loading) delle bettoline che è pari al 16% delle ore dell'anno.

Le tubazioni e apparecchiature coinvolte in questo evento sono elencate nel seguito:

- condotta di ritorno vapori, di diametro 8 pollici e lunghezza totale 120 m;
- KO drum di banchina V-101, di volume 4 m³ (diametro 1.3 m e lunghezza 3 m).

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1, e si basano sui dati riportati in Tabella 14. I risultati che vengono riportati tengono conto anche di coefficienti legati al numero di valvole e/o di rami sia per tubazioni che per serbatoi, oltre che della frequenza di accadimento dell'evento di rottura considerato.

Come precedentemente discusso, l'evento 9 può accadere nel 16% delle ore annue, periodo in cui vi è l'effettiva presenza di una nave gasiera in fase di scarico o di una bettolina in fase di carico. La frequenza di accadimento dell'evento incidentale, è pari quindi al 16% della frequenza calcolata su base annua, come da tabella sottostante:

Tabella 68: Evento 9 – Frequenze Base Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave Gasiera o Bettolina in Fase di Scarico/Carico

ID No. 9 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	3.50E-05
4	6.90E-06

Il gas naturale si trova in fase gas nelle condizioni operative descritte nel seguito:

Tabella 69: Evento 9 – Condizioni Operative

Condizioni Operative		Unità di Misura
Pressione	4.50	barA
Temperatura	-131.7	°C
Portata	890	m ³ /ora

Tabella 70: Evento 9 – Dati Rilascio e Massa Infiammabile Risultante

ID No. 9			
Diametro di Rottura ["]		1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]		0.50	8
Altezza del Rilascio [m]		1	1
Durata rilascio [min]		7	3
Massa Infiammabile [kg]	2F	--	3
	5D	--	1

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1.

Tabella 71: Evento 9 – Frequenze Scenari Rottura 1"

ID No. 9 – 1"	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		5,25E-08	-- ⁽¹⁾	1,23E-07	1,73E-05
5D		5,25E-08	-- ⁽¹⁾	1,23E-07	1,73E-05
Totale		1,05E-07	-- ⁽¹⁾	2,45E-07	3,47E-05

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Tabella 72: Evento 9 – Frequenze Scenari Rottura 4"

ID No. 9 – 4"	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		6,14E-08	-- ⁽¹⁾	1,43E-07	3,25E-06
5D		6,14E-08	-- ⁽¹⁾	1,43E-07	3,25E-06
Totale		1,23E-07	-- ⁽¹⁾	2,86E-07	6,50E-06

(1) Massa infiammabile inferiore al limite minimo di soglia di 1500 kg per l'esplosione come da D.M. 20/10/1998 e da D.M. 15/5/1996.

Gli scenari di Jet Fire (o Pool Fire) vengono conservativamente classificati come credibili sia nel caso di rotture di diametro 1 pollice che di diametro 4 pollici.

Anche gli scenari di Flash Fire sono classificati come credibili per entrambi i diametri equivalenti di rottura. Le conseguenze degli scenari sono riportate al Paragrafo 1.C.1.4.2.

Si precisa che, per quanto concerne gli scenari di Jet Fire (o Pool Fire) per rotture di diametro equivalente 1 e 4 pollici, poiché le conseguenze di tali scenari non variano in maniera consistente a seconda della condizione meteorologica in cui si sviluppano, al Paragrafo 1.C.1.4.2. si riportano le distanze di danno più conservative. La frequenza di accadimento associata all'Evento si considera pari alla somma delle frequenze nelle due condizioni meteo distinte (1.05E-07 eventi/anno per rotture 1" e 1.23E-07 eventi/anno per rotture 4").

1.C.1.4.2 Classificazione e Valutazione delle Conseguenze

1.C.1.4.2.2 Classificazione delle Conseguenze

I valori di riferimento per la valutazione degli effetti sono riportati nella seguente tabella, congruentemente con quanto richiesto dalla normativa vigente:

Tabella 73: Soglie di Danno - Valori di Riferimento

Soglie di Danno a Persone e Strutture		Livello di Danno				
		Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture Effetti Domino
Scenario Incidentale	Incendio (radiazione termica stazionaria)	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12.5 kW/m ² ⁽⁶⁾
	Flash-fire ⁽¹⁾ (radiazione termica istantanea)	LFL ⁽²⁾	0,5 LFL	---	---	---
	UVCE ⁽³⁾ (Sovrappressioni o-ne di picco)	0.3 bar (0.6 bar in spazi aperti)	0.14 bar	0.07 bar	0.03 bar	0.3 bar
	Rilascio tossico	LC50 30 min ⁽⁴⁾	---	IDLH ⁽⁵⁾	---	---
	Fireball/BLEVE	Raggio fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²	100 m da parco bombole 600 m da stoccaggio in sfere 800 m da stoccaggio in cilindri ⁽⁷⁾

NOTE

- (1) Flash-fire = Incendio di vapori infiammabili.
- (2) LFL = Limite inferiore di infiammabilità.
- (3) UVCE = Esplosione non confinata.
- (4) LC₅₀ = Concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti. Il valore di LC₅₀ utilizzato è quello relativo all'uomo per esposizione di 30 minuti.
- (5) IDLH = Concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute.
- (6) Valore valido per serbatoi standard. Per le altre apparecchiature viene assunto il valore di 37.5 kW/m².
- (7) Distanze minime a cui si attendono effetti domino in caso di Fireball o BLEVE (riferimento legislativo D.M. 15/05/1996).

Si evidenzia che nessuno degli scenari incidentali del presente rapporto comporta la dispersione di sostanze tossiche; non sono quindi da prendere in considerazione nella analisi rischi legati alla tossicità.

Criteri per la Valutazione degli Effetti Domino da Irraggiamento

Le radiazioni termiche prodotte da un incendio possono provocare danni alle strutture, variabili dal semplice scolorimento ed indebolimento strutturale fino alla distruzione dello stesso.

Nel caso di materiali non combustibili, la temperatura può aumentare fino a valori ai quali il materiale perde le sue caratteristiche di resistenza e consistenza. Se si tratta di elemento strutturale portante, è possibile che si verifichi il collasso della struttura, una volta superato un certo carico termico.

La stima degli effetti domino a seguito di irraggiamento è effettuata secondo i criteri riportati in Tabella A.1 all'Appendice A del D.L.vo 105/15, che per maggiore chiarezza è riportata di seguito.

La Tabella riporta la probabilità di effetto domino in funzione dell'effetto sorgente.

Tabella 74: Probabilità di Effetto Domino – Irraggiamento

Tabella A.1 - Probabilità di effetto domino per irraggiamento		
Effetto sorgente	Probabilità di effetto domino	Nota
Interessamento da jet fire con durata inferiore a 5 min	0	
Interessamento da jet fire con durata tra 5 e 10 min	0.5	
Interessamento da jet fire con durata superiore a 10 min	1	
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata inferiore a 10 min	0	(1)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata superiore a 10 min (per obiettivi tipo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	1	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata superiore a 10 min (per obiettivi tipo serbatoi e apparecchiature a pressione e tubazioni)	0.5	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	1	(2)
Irraggiamento inferiore a 12.5 kW/m ²	0	(1)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min	0	(1)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min	vedi nota	(3)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	vedi nota	(3)

NOTE:

- (1) Salvo i casi in cui si ipotizzabile una propagazione dell'incendio a causa di materiale strutturale o componentistico infiammabile (es. pennellature di materiale plastico) ovvero un danneggiamento componenti particolarmente vulnerabili (es. recipienti o tubazioni in vetroresina, serbatoi o tubazioni con rivestimenti plastici etc.)

- (2) Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione attivi (raffreddamento) automatici o manuali, aventi probabilità P di mancato intervento su domanda o di efficacia per tutta la durata dell'effetto sorgente, le probabilità di effetto domino ne dovranno tener conto. Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione passiva (fireproofing, interrimento, barriere tagliafiamme) le probabilità di effetto domino sono trascurabili per durata dell'effetto fisico pari o inferiore a quello eventuale di resistenza del sistema
- (3) Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di irraggiamento.

La valutazione dell'effetto domino dipende dalla durata del rilascio che coinvolge l'apparecchiatura a rischio.

La durata del rilascio corrisponde al tempo di intervento necessario per isolare la sezione sommato al tempo necessario perché la sezione intercettata e isolata si svuoti.

Il tempo di svuotamento della sezione intercettata è stato valutato considerando una diminuzione lineare della portata di rilascio nel tempo. Questa stima è conservativa in quanto si considera che la portata diminuisca del 50% dopo i primi secondi del rilascio e che quindi la durata del rilascio sia elevata. In realtà la portata si manterrà pressoché costante per tutta la durata del rilascio, a causa del raggiungimento entro le apparecchiature della pressione di saturazione del liquido. Una portata costante porterebbe allo svuotamento della sezione intercettata in minor tempo di quello considerato in questa analisi.

Il tempo di intervento per l'intercettazione, funzione dei dispositivi di protezione presenti ed in linea con quanto citato dal D.M. del 15/05/96, Ministero dell'Ambiente "Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di GPL" e dalla "Guida del Ministero dell'Interno alla Lettura, all'Analisi ed alla Valutazione dei Rapporti di Sicurezza", è stimato come segue:

Tabella 75: Valori Guida per la Stima del Tempo di Intervento nella Quantificazione delle Conseguenze di uno Scenario Incidentale

Dispositivi di Protezione	Tempo di Intervento
Presenza di sensori che attuano il blocco automatico delle valvole motorizzate	20-40 secondi
Presenza di valvole motorizzate ad azionamento manuale in locale (da più punti)	1-3 minuti
Presenza di valvole motorizzate ad azionamento manuale in remoto (da un solo punto)	3-5 minuti
Intervento manuale su valvole manuali	10-30 minuti

Per il Deposito in oggetto, in considerazione del tipo di impianto, della presenza di rilevatori di gas e freddo che attiveranno allarmi in sala controllo e non ultima della visibilità di un rilascio (che formerà una nube biancastra per effetto della condensazione della umidità atmosferica) è stato considerato conservativamente un tempo di tre minuti per la chiusura delle ESDV a partire dal momento del rilascio. La durata di tre minuti è in relazione all'evento di attivazione manuale in chiusura da parte di un operatore di impianto. In caso di azionamento automatizzato delle valvole ESD le tempistiche di chiusura potranno essere molto inferiori, come da tabella precedente.

Si precisa che, durante le ore notturne, nelle quali sarà presente il solo guardiano, il sistema automatico (ESD) garantisce la messa in sicurezza dell'impianto anche quando non presidiato.

Una situazione di emergenza sarà segnalata dal sistema automatico che, nel caso di blocchi o emergenze impiantistiche, chiamerà i cellulari dei reperibili dell'impianto, sia tramite combinatore telefonico con un messaggio preregistrato, sia tramite SMS (Short Message System). La funzione di reperibilità sarà assicurata sempre da almeno due operatori per il deposito.

Criteri per la Valutazione dello Scenario Esplosione

Sulla base della letteratura tecnica internazionale e secondo quanto suggerito al D.M. del 20/10/1998 relativo a liquidi infiammabili e dal D.M. 15/5/1996 relativo a depositi GPL, ma applicato anche nel caso del GNL, si considera possibile l'esplosione in ambiente parzialmente confinato, quale quello di impianto, quando la massa infiammabile è superiore a 1.5 tonnellate.

Criteri per la Valutazione degli Effetti Domino da Sovrappressione

Premesso che dall'analisi delle frequenze di occorrenza degli scenari incidentali, non risulta formazione di massa infiammabile superiore a 1500 kg per nessun evento, e sono quindi da escludere per frequenza scenari di esplosione, per completezza si riporta nel seguito la tabella a riferimento per il calcolo della probabilità di effetti domino da sovrappressione.

Tabella 76: Probabilità di Effetto Domino – Sovrappressione

Tabella A.2 - Probabilità di effetto domino per sovrappressione		
Effetto sorgente	Probabilità di effetto domino	Nota
Sovrappressione inferiore a 0.3 bar	0	
Sovrappressione superiore a 0.6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	1	(1)
Sovrappressione superiore a 1.0 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni)	1	(1)
Sovrappressione tra 0.3 e 0.6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	vedi nota	(2)
Sovrappressione tra 0.3 e 1.0 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni)	vedi nota	(2)

NOTE:

- (1) Per la distinzione tra apparecchiature atmosferiche e in pressione, si può fare riferimento alla pressione di progetto, che per apparecchiature in pressione deve essere superiore a 2 bar assoluti.
- (2) Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di sovrappressione.

1.C.1.4.2.1.1 Condizioni Atmosferiche Considerate

Le condizioni meteo utilizzate per le analisi, come prassi comune nei Rapporti di Sicurezza, sono le seguenti:

- velocità del vento: 2 m/s; classe di stabilità: F;
- velocità del vento: 5 m/s; classe di stabilità: D.

La tabella seguente, che riporta dati dalla Stazione Meteorologica A.M. 540 presso Oristano (Lat. 39.53 – Long. 8.35 – Alt. 19 m), che si trova a circa 7 chilometri dal Porto di Oristano mostra che, in tutte le stagioni dell'anno, vi è una prevalenza della classi di stabilità D e F

con una frequenza annuale rispettivamente del 40.2% e 30.8% (periodo di osservazione da Gennaio 1951 a Dicembre 1961).

Tabella 77: Distribuzione delle Frequenze Stagionali e Annuali ('/..)

Stagioni	Classi di Stabilità							
	A	B	C	D	E	F+G	Nebbia	TOTALE
DIC-GEN-FEB	0.74	10.95	7.12	113.03	32.93	80.71	1.81	247.30
MAR-APR-MAG	4.64	11.56	18.75	116.32	29.16	67.13	2.08	249.65
GIU-LUG-AGO	4.84	26.88	38.37	89.85	28.43	66.12	1.68	256.17
SETT-OTT-NOV	3.43	14.04	12.77	82.86	38.44	94.82	0.54	246.89
TOTALE	13.64	63.44	77.01	402.06	128.96	308.78	6.12	1000.00

Si assume quindi che la distribuzione delle frequenze annuali tra le due Classi di Stabilità sia pari al 50%. Questa assunzione è conservativa, perché attribuisce alle condizioni 2F (peggiorative per la dispersione dei gas) una frequenza maggiore di quella associata alla somma di tutti i casi di Classe E, F+G e nebbie (pari al 44.2% su base annua) e somma nella Classe D tutti i casi di Classe A, B e C, favorevoli per la dispersione del gas

Tali condizioni sono state integrate considerando:

- temperatura ambiente media pari a 16°C;
- umidità relativa pari a 80%.

Come dall'analisi dei dati riportati riportati al Paragrafo 1.C.1.3.1 Caratteristiche Climatiche Generali, si considera per il sito una Temperatura Media pari a 16°C.

A partire da questo dato, sono state sviluppate considerazioni sull'Umidità Relativa più frequente nel sito alla temperatura di 16°C per le Classi di Stabilità D e F+G tratte, come quelle sulle Classi di Stabilità, dall'analisi dati climatici disponibili relativi alla Stazione Meteorologica A.M. 540 presso Oristano.

Tabella 78: Distribuzione delle Frequenze Annuali di Umidità Relativa e Temperatura (‰) Classe di Stabilità D

Temperatura [°C]	Umidità Relativa							TOTALE
	00 - 40	41 - 50	51 - 60	61 - 70	71 - 80	81 - 90	91 - 100	
-9.9 - -5.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-4.9 - 0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.34	0.34
0.1 - 5.0	0.00	0.17	1.36	2.37	3.22	7.29	4.24	18.65
5.1 - 10.0	0.51	3.73	13.73	22.04	33.23	46.12	23.06	142.42
10.1 - 15.0	1.70	5.09	20.52	63.41	97.15	128.52	48.83	365.21
15.1 - 20.0	1.02	7.29	24.92	51.20	71.04	81.38	26.11	262.97
20.1 - 35.0	1.70	12.55	28.31	44.93	42.05	28.99	9.16	167.68
25.1 - 30.0	3.90	8.48	10.17	8.99	5.26	1.36	0.34	38.49
30.1 - 35.0	2.37	1.19	0.17	0.17	0.00	0.00	0.00	3.90
35.1 - 40.0	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.34
40.1 - 45.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTALE	11.53	38.49	99.19	193.12	251.95	293.66	112.07	1000.00

La distribuzione delle frequenze annuali di Umidità Relativa per la Classe di Stabilità D sopra riportata mostra che:

- le temperature più frequenti durante l'anno sono comprese tra i 15.1 e i 20.0°C: ciò conferma i dati meteorologici della Stazione di Capo Frasca che indicano che la temperatura media annua del sito è di 16°C;
- in questi intervalli di temperatura, i range di umidità relativa più frequenti sono 71 – 80°C e 81 – 90°C, che sono anche i valori più frequenti su base annua (la cui somma, 25.1% + 29.4%, è pari a 54.5% e quindi maggiore del 50% dei casi).

**Tabella 79: Distribuzione delle Frequenze Annuali di Umidità Relativa e Temperatura (‰.)
Classe di Stabilità F+G**

Temperatura [°C]	Umidità Relativa							TOTALE
	00 - 40	41 - 50	51 - 60	61 - 70	71 - 80	81 - 90	91 - 100	
-9.9 - -5.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-4.9 - 0.0	0.00	0.00	0.00	0.45	0.45	0.45	0.45	1.81
0.1 - 5.0	0.00	0.00	0.68	2.71	9.03	26.40	18.28	57.08
5.1 - 10.0	0.45	1.81	2.93	12.86	36.55	103.53	59.12	217.28
10.1 - 15.0	1.13	0.90	6.09	15.34	56.63	135.83	68.59	284.52
15.1 - 20.0	0.68	2.48	6.09	24.37	48.06	111.01	48.06	240.75
20.1 - 35.0	1.13	5.19	11.51	24.82	40.16	56.86	28.20	167.87
25.1 - 30.0	2.48	6.54	7.22	4.96	4.74	0.68	0.00	26.62
30.1 - 35.0	2.26	1.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06
35.1 - 40.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40.1 - 45.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTALE	8.12	18.73	34.52	85.51	195.62	434.79	222.70	1000.00

La distribuzione delle frequenze annuali di Umidità Relativa per la Classe di Stabilità F+G sopra riportata mostra che:

- le temperature più frequenti durante l'anno sono comprese tra i 15.1 e i 20.0°C: ciò conferma i dati meteorologici della Stazione di Capo Frasca che indicano che la temperatura media annua del sito è di 16°C;
- in questi intervalli di temperatura, i range di umidità relativa più frequenti sono 81 – 90°C e 91 – 100°C, che sono anche i valori più frequenti su base annua (la cui somma, 43.5% + 22.3%, è pari a 65.8% e quindi maggiore del 50% dei casi).

Sulla base delle considerazioni per ogni Classe di Stabilità analizzata, si conferma il dato relativo alla Temperatura Media Annua di 16°C.

Inoltre, a tale temperatura si associa un'Umidità Relativa dell'80%. Tale valore è il più frequente nel caso di Classe di Stabilità D, mentre non è del tutto rappresentativo della Classe di Stabilità F+G (anche se comunque applicabile).

Si mantiene comunque tale valore poiché lo si ritiene conservativo considerato che:

- delle due Classi di Stabilità considerate, quella più frequente durante l'anno è la D;
- minore è l'umidità relativa, minore sarà il suo effetto schermante sugli irraggiamenti dovuti a eventuali rilasci innescati.

Le condizioni atmosferiche utilizzate per le analisi, come prassi nei Rapporti di Sicurezza, sono riassunte nella seguente tabella:

Tabella 80: Condizioni Atmosferiche Considerate per le Analisi

Condizioni Meteorologiche	Velocità del Vento	Classe di Stabilità
	2 m/s	F
	5 m/s	D
Temperatura	16°C	
Umidità Relativa	80%	

Il vento prevalente proviene da Nord-Ovest (Edison, 2015b).

1.C.1.4.2.1.2 Elementi Interni ed Esterni al Sito

Al fine di valutare l'impatto potenziale di un evento incidentale occorre conoscere le distanze tra i diversi componenti/elementi interni ed esterni al sito. Le distanze considerate sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 81: Distanze tra Elementi Interni ed Esterni al Sito

Distanza (in metri) tra:			
Banchina	e	Limite Area di Impianto	50
	e	Area di Stoccaggio GNL	110
Area di Stoccaggio GNL	e	Edificio Sala Controllo	75
Area di Sosta Autocisterne Piene (dopo il rifornimento)	e	Edificio Sala Controllo	120
	e	Area di Stoccaggio GNL	112
Area di Carico Autocisterne	e	Edificio Sala Controllo	63
	e	Serbatoi di Stoccaggio	42

Il deposito sorgerà in un'area industriale all'interno del Porto di Oristano, lontano da aree residenziali.

1.C.1.4.2.1.3 Modelli Utilizzati

Le analisi delle conseguenze sono state effettuate utilizzando il programma di calcolo Phast 6.54 (DNV, 2007).

1.C.1.4.2.2 Valutazione delle Conseguenze

Nel seguito si riporta l'analisi delle conseguenze degli scenari incidentali credibili (come da analisi riportata al Paragrafo 1.C.1.4.1).

Relativamente alla modellazione dei rilasci da tubazioni è stata considerata una orientazione del rilascio a 45° rispetto al suolo. Gli eventi di incendio da pozza sono stati valutati considerando un'orientazione del getto diretta verso il basso. Il diametro della pozza riportato è il diametro della pozza all'equilibrio che si forma a seguito di un rilascio rivolto

verso il basso (Early Pool Fire). Conservativamente, non è stata considerata la presenza di bacini di contenimento, che potrebbero limitare il diametro della pozza e, una volta contenuta, possono consentire di mettere in atto le azioni di emergenza per controllare il rilascio, quali agire con schiume ed evitarne l'evaporazione.

Le conseguenze dell'eventuale rottura di una tubazione sono state simulate assumendo che la composizione del GNL/gas naturale sia 100% metano (liquido o gassoso, a seconda delle condizioni operative).

Per la valutazione delle dispersioni conseguenti ad eventuali rilasci è stata impostata come "rugosità superficiale" (parametro relativo al tipo di superficie) per tutti gli scenari un valore di 25 cm caratteristico di aree coltivate e presenza di alcuni ostacoli.

Gli effetti sono stati calcolati e riportati a quota 1.5 m, con lo scopo di individuare i potenziali pericoli per il personale del Deposito.

Evento 1a – Rilascio di GNL dalla condotta che dalla banchina alimenta il collettore (in fase di scarico di una nave gasiera)

Sono presentate nel seguito le distanze di danno dello scenario di Flash Fire a seguito di una rottura di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 82: Evento 1a – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	20	37
5D	14	24

La rappresentazione grafica delle conseguenze di questo scenario presenta le distanze di danno più conservative, associate alla frequenza di accadimento pari alla somma delle frequenze delle due condizioni meteorologiche, ovvero 1.00E-07 eventi/anno.

Effetti dell'Evento

Area Banchina

Il personale sulla nave può subire lesioni reversibili se presente poiché raggiunto da concentrazioni pari a 1/2LFL. La nube in concentrazione 1/2LFL potrebbe causare lesioni irreversibili o fatalità al personale presente sulla banchina fino a 37 m dal punto di rilascio.

Si evidenzia che una volta avviate le operazioni di scarico GNL il personale sia a bordo nave che alla banchina non è tenuto a stazionare nei pressi dei bracci di carico, la rottura di una linea causa inoltre una situazione di emergenza che determinerà la necessità di allontanare la nave gasiera dal pontile per procedura generalmente applicata. Gli operatori del deposito e della nave saranno quindi generalmente in posizione di sicurezza rispetto allo scenario atteso.

Al Deposito

Le apparecchiature presenti in impianto non vengono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone a rischio le apparecchiature presenti nel deposito.

Esternamente al Deposito

Tale scenario non coinvolge spazi esterni al Deposito.

Evento 1b – rilascio di GNL dal collettore fino all'ingresso dei serbatoi (in fase di scarico della nave gasiera)

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 83: Evento 1b – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	31	48	39	35	26	3
5D	24	49	40	35	28	15

Tabella 84: Evento 1b – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	6	37	30	26	21	12
5D	6	37	31	27	22	15

Tabella 85: Evento 1b – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	20	37
5D	14	25

Effetti dell'Evento

Area Banchina

La Nave Gasiera e la banchina non vengono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno. Gli scenari non espongono ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera e non comportano insorgenza di effetti domino.

Al Deposito

La durata del rilascio da rottura di diametro equivalente 1 pollice è di 38 minuti. Come da Tabella 74, a questo scenario si assegna una probabilità di occorrenza dell'effetto domino totale pari a 1.00E-07 ev/anno.

Considerando che lo scenario Jet Fire è di tipo direzionale, il getto di fiamma potrà coinvolgere un serbatoio solo nel caso in cui il getto stesso sia orientato verso l'area di stoccaggio. Si considera quindi che la probabilità che esso sia orientato verso i serbatoi sia

del 50%. La frequenza di occorrenza dell'effetto domino, calcolata ora sulla totalità della tubazione e per la somma delle due condizioni meteorologiche, viene quindi ridotta del 50%, risultando pari a 5.00E-08 eventi/anno.

L'effetto domino derivante da Jet Fire, anche sommando le condizioni meteorologiche considerate per l'analisi, risulta non credibile per il tratto di tubazione che potrebbe coinvolgere i serbatoi.

Si precisa comunque che ogni serbatoio è dotato di sistema di protezione contro l'incendio utile a contrastare tale scenario raffreddando il serbatoio stesso. Il sistema di protezione antincendio prevede un impianto a diluio su ogni serbatoio.

I serbatoi sono a doppio contenimento potranno essere protetti dall'irraggiamento termico anche mediante attivazione di idranti soprasuolo ad acqua.

Vi è inoltre una barriera d'acqua, attivabile da sala controllo, che separa le condotte dalla zona di impianto dedicata alla gestione del BOG, dotata peraltro di impianti fissi a diluio su ogni apparecchiatura.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

Evento 2 – Rilascio di GNL dal collettore a valle dei serbatoi, fino alla pompa di carico autocisterne

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 86: Evento 2 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	31	48	39	35	26	3
5D	24	49	40	35	28	15

Tabella 87: Evento 2 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	6	37	30	26	21	11
5D	6	37	31	27	22	15

Tabella 88: Evento 2 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	20	37
5D	14	25

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 4 pollici.

Tabella 89: Evento 2 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	78	136	108	96	76	10
5D	61	131	106	91	72	36

Tabella 90: Evento 2 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	19	121	97	84	66	37
5D	19	122	100	88	71	46

Tabella 91: Evento 2 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	75	111
5D	50	84

Effetti dell'Evento

Area Banchina

La nave gasiera/bettolina eventualmente presenti alla banchina non vengono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno, sia nel caso di rotture di diametro equivalente 1 pollice che 4 pollici. Lo scenario non espone ad alcun rischio le persone presenti sulla nave gasiera/bettolina e/o sulla banchina e non comporta l'insorgenza di effetti domino.

Al Deposito

Per rotture di 1 pollice, l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze al suolo di circa 35 m dal rilascio con valori di irraggiamento di 7 kw/m^2 . Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente al deposito fino a distanze di 20 m (LFL). Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Gli edifici e l'area caricamento autocisterne non sono raggiunti da valori di effetto che comportino soglie di danno.

I rilasci da una rottura di diametro equivalente 1 pollice avrebbero una durata di circa 9 minuti. Come riportato in Tabella 74, all'interessamento da Jet Fire (ingolfamento in fiamma) di un'altra apparecchiatura per durate tra 5 e 10 minuti si attribuisce la probabilità di causare effetto domino del 50%. La probabilità di occorrenza per le due condizioni meteorologiche di effetto domino viene quindi ridotta a $4.55E-07$ eventi/anno.

La lunghezza della fiamma può arrivare a distanze di 31 m investendo in maniera direzionale i serbatoi di stoccaggio GNL. Le apparecchiature disposte sull'altro lato (MCI, pompe di carico autocisterne e sistema di riliquefazione del BOG) non contengono quantitativi significativi di prodotti pericolosi, pertanto non si ritiene possano dare luogo a effetti domino.

Anche per questo scenario, sono valide le considerazioni fatte per l'Evento 1b riguardo all'applicazione di un fattore direzionale sulla tubazione che può essere oggetto di una rottura casuale.

Considerando quanto sopra la fiamma potrà coinvolgere un serbatoio solo nel caso in cui il getto sia orientato verso l'area di stoccaggio. Si considera che la probabilità che il getto abbia tale orientazione sia del 50%, applicando un fattore di 0.5.

La frequenza di occorrenza dello scenario in grado di causare effetti domino, calcolata ora sulla totalità della tubazione, viene quindi ridotta del 50%, risultando pari a $2.28E-07$ eventi/anno ($1.14E-07$ ev/anno per ogni condizione meteorologica analizzata).

I serbatoi di stoccaggio GNL sono, come precisato precedentemente, a doppio contenimento con interposizione di coibente (perlite espansa). La presenza dei due serbatoi di acciaio, in considerazione della Tabella 74, permette di considerare che gli stessi conferiscano almeno una resistenza complessiva del serbatoio al getto di fiamma di 10 minuti. In realtà tale resistenza si attende possa essere superiore in considerazione dello strato di materiale isolante (perlite, di spessore circa 50 cm) che ritarderà il riscaldamento e le condizioni di stress termico del serbatoio interno. In fase di progettazione successiva, note le caratteristiche tecniche di dettaglio di tali serbatoi tale aspetto potrà essere indagato ulteriormente.

Si precisa comunque che ogni serbatoio è dotato di sistema di protezione contro l'incendio utile a contrastare tale scenario raffreddando il serbatoio stesso.

Il sistema di protezione antincendio prevede un impianto a diluvio su ogni serbatoio. I serbatoi sono a doppio contenimento sono inoltre protetti dall'irraggiamento termico anche da idranti soprasuolo ad acqua.

Vi è inoltre una barriera d'acqua, attivabile da sala controllo, che separa le condotte dalla zona di impianto dedicata alla gestione del BOG, dotata peraltro di altre valvole a diluvio su ogni apparecchiatura.

Per rotture di diametro equivalente 4", l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze al suolo di circa 96 m dal rilascio con valori di irraggiamento di 7 kW/m². Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente quasi su tutto il deposito. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Gli edifici non sono soggetti a valori di irraggiamento che comportino soglie di danno. L'area caricamento autobotti è interessata da irraggiamenti fino a 12.5 kW/m².

I rilasci da una rottura di diametro equivalente 4 pollici avrebbero una durata di circa 4 minuti. Come riportato in Tabella 74, uno scenario di questa durata non comporta effetti domino su apparecchiature e strutture circostanti.

Per rotture di diametro equivalente a 4", le distanze a livelli di irraggiamento dell'ordine di 12.5 kW/m² possono coinvolgere singolarmente apparecchiature del sistema di gestione del BOG (MCI, stirling) e le pompe di carico bettoline (P-301A/B) e di ricircolo (P-211A/B), o i serbatoi del GNL (da T-200 a T-206). A questo proposito, è necessario precisare che il deposito è dotato dei seguenti sistemi di protezione antincendio:

- barriera ad acqua che separa le condotte che attraversano il deposito dall'area di stoccaggio;
- i serbatoi a doppio contenimento sono protetti dall'irraggiamento termico da impianto fisso e da idranti soprasuolo ad acqua;
- le pompe e le apparecchiature per il sistema di gestione del BOG sono protetti da impianti fissi a diluvio.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

Evento 3 – Rilascio di GNL dalla condotta a valle delle pompe di alimentazione autocisterne fino all'attacco della manichetta

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 92: Evento 3 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	34	55	44	39	30	3
5D	26	54	44	39	31	16

Tabella 93: Evento 3 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	7	43	35	30	24	14
5D	7	43	36	32	26	17

Tabella 94: Evento 3 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	23	41
5D	16	28

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 4 pollici.

Tabella 95: Evento 3 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	43	71	57	50	39	4
5D	34	70	57	49	39	20

Tabella 96: Evento 3 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	10	60	48	42	33	19
5D	10	60	50	44	36	24

Tabella 97: Evento 3 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	30	58
5D	23	37

Effetti dell’Evento

Area Banchina

La nave gasiera/bettolina eventualmente presenti non vengono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera/bettolina e/o sulla banchina e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al Deposito

Per rotture del diametro equivalente di 1”, l’eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 39 m dal rilascio con valori di irraggiamento di 7 kW/m² o superiori. Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. Gli edifici e la zona ovest del deposito non sono raggiunti da valori che comportino soglie di danno.

Le distanze a livelli di irraggiamento dell’ordine di 12.5 kw/m² possono coinvolgere singolarmente le pompe di carico autocisterne (P-401/404) oppure tre dei sette serbatoi del GNL (T-204, T-205, T-206), per circa 5 minuti. Questa durata non comporta l’insorgenza di effetti domino per irraggiamento/ingolfamento in fiamma.

La lunghezza della fiamma può arrivare a distanze di 34 m investendo in maniera direzionale le pompe di carico autocisterne (P-401/404) oppure tre dei sette serbatoi del GNL (T-204, T-205, T-206).

A questo proposito, si precisa che l’impianto è comunque dotato dei seguenti sistemi antincendio:

- barriera d’acqua che separa la condotta dalle pompe di carico autocisterne;
- i serbatoi sono a doppio contenimento, e protetti da impianto fisso a diluvio;
- le pompe sono protette da un impianto fisso a diluvio.

L’eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a 41 m di distanza dal punto di rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Per rotture di diametro equivalente 4 pollici, l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 50 m dal rilascio con valori di irraggiamento di 7 kW/m^2 . Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. Gli edifici, parte dell'area di stoccaggio e le zone del deposito non sono raggiunti da valori che comportino soglie di danno.

Le distanze a livelli di irraggiamento dell'ordine di 12.5 kW/m^2 possono coinvolgere singolarmente le pompe di carico autocisterne (P-401/404), i MCI, oppure tre dei sette serbatoi del GNL (T-204, T-205, T-206), per circa 4 minuti. Questa durata non comporta l'insorgenza di effetti domino per irraggiamento, né per ingolfamento in fiamma, come riportato in Tabella 74.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a 58 m di distanza dal punto di rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

Evento 4 – Rilascio di GNL dalla manichetta di carico autocisterne

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 3 pollici (a ghigliottina).

Tabella 98: Evento 4 – Diametro Equivalente 3” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	43	70	56	50	39	4
5D	33	69	56	49	39	19

Tabella 99: Evento 4 – Diametro Equivalente 3” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	10	59	47	41	33	18
5D	10	59	49	43	35	23

Tabella 100: Evento 4 – Diametro Equivalente 3” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	30	57
5D	22	36

Effetti dell’Evento

Area Banchina

La nave gasiera/bettolina eventualmente presenti non vengono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera/bettolina e/o sulla banchina e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al Deposito

L’eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 50 m dal rilascio con valori di irraggiamento superiori a 7 kw/m². Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente entro tale distanza. Gli edifici e l’area di sosta delle autobotti pre e post carico, non vengono interessati da irraggiamenti che possano comportare soglie di danno.

Le distanze a livelli di irraggiamento dell'ordine di 12.5 kW/m² possono coinvolgere parte dell'area adibita al carico autobotti. Tali scenari avrebbero una durata di circa 3 minuti. Come riportato in Tabella 74, uno scenario di questa durata non comporta effetti domino su apparecchiature e strutture circostanti.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 56 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Non verrebbe invece coinvolto eventuale personale presente presso gli uffici o presso le aree di sosta delle autobotti.

Si precisa che l'impianto è dotato dei seguenti sistemi antincendio:

- l'area di carico è dotata di bacino per la raccolta di eventuali sversamenti di GNL dotati di versatori a schiuma;
- la baie di carico sono protette da impianti fissi a diluvio;
- la baie di carico sono separate da muri di schermo resistenti al fuoco;
- l'area è protetta da idranti ad acqua.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

Evento 5 – Rilascio di gas naturale dal sistema di gestione del BOG

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 101: Evento 5 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	9	14	11	10	8	2
5D	7	14	12	10	8	6

Tabella 102: Evento 5 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	4	8
5D	3	5

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 4 pollici.

Tali scenari avranno una durata di circa 3 minuti. Come riportato in Tabella 74, uno scenario di questa durata non comporta effetti domino su apparecchiature e strutture circostanti.

Tabella 103: Evento 5 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	31	51	41	36	28	2
5D	24	49	41	36	28	16

Tabella 104: Evento 5 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	16	25
5D	12	21

Effetti dell'Evento

Area Banchina

La nave gasiera/bettolina eventualmente presenti e la banchina non vengono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti nell'area e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al Deposito

Per rotture di diametro equivalente 1 pollice, l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 10 m dal rilascio con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m². Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. La maggior parte dei serbatoi di stoccaggio, gli edifici, l'area di sosta delle autobotti pre e post carico, non vengono interessati da irraggiamenti che possano comportare soglie di danno.

Le distanze a livelli di irraggiamento dell'ordine di 12.5 kW/m² possono coinvolgere parte dell'area adibita al carico autobotti. Tali scenari avrebbero una durata di circa 10 minuti.

Facendo riferimento alla Tabella 74, si avrebbero effetti domino su altre strutture o apparecchiature poste a distanze che coinvolgono irraggiamenti di 37.5 kW/m². Nel caso specifico tale valore non interessa apparecchiature quindi non si riscontra potenziale effetto domino legato a esposizione da irraggiamento.

Relativamente alla lunghezza della fiamma, questa è calcolata alla pressione di picco del rilascio, che, dopo l'intercettazione della linea (attesa entro tre minuti), andrà gradualmente a diminuire. Un'apparecchiatura posta a distanza di 9 m dal punto di rilascio, sarà quindi ingolfata dalle fiamme per un tempo inferiore a 10 minuti. , A tale proposito si riportano le distanze di danno calcolate dopo 5 e dopo 10 minuti dall'inizio del rilascio:

**Tabella 105: Evento 5 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”
Time Varing**

Tempo dall'inizio del rilascio	Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
			3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
5 minuti	2F	7	10	8	7	6	2
	5D	5	10	8	7	6	5
10 minuti	2F	5	6	5	5	4	2
	5D	4	7	6	5	5	5

Come si nota, le distanze di danno diminuiscono gradualmente durante il rilascio. Già dopo 5 minuti, la lunghezza di fiamma non è più tale da coinvolgere apparecchiature in prossimità della maggior parte della tubazione.

Poiché la tubazione coinvolta in questo evento corre fino alla testa dei serbatoi di stoccaggio, questi non possono essere esclusi dall'ingolfamento in fiamma, e sono quindi potenzialmente soggetti a effetto domino essendo lambiti dalla fiamma. Questo si verifica solo per i tratti di tubazione che giungono in prossimità dei serbatoi, che sono circa 50 m e rappresentano il 12% delle tubazioni coinvolte.

La frequenza di occorrenza degli effetti domino pesata sulla probabilità di causare tali effetti indicata in Tabella 74 per durate tra 5 e 10 minuti, e tenuto conto delle considerazioni di cui sopra, consente di ridurre la frequenza dell'effetto domino fino a 1.75E-07 eventi/anno (8.74E-08 eventi anno per ogni condizione meteorologica).

I serbatoi di stoccaggio GNL sono come precisato precedentemente nel testo a doppio contenimento con interposizione di coibente. La presenza dei due serbatoi di acciaio in quanto tale, e in considerazione della Tabella 74, permette di considerare che gli stessi conferiscano almeno una resistenza complessiva del serbatoio al getto di fiamma di 10 minuti. In realtà tale resistenza si attende possa essere superiore in considerazione dello strato di materiale isolante (perlite, di spessore circa 50 cm) che ritarderà il riscaldamento e le condizioni di stress termico del serbatoio interno. In fase di progettazione successiva, note le caratteristiche tecniche di dettaglio di tali serbatoi tale aspetto potrà essere indagato ulteriormente.

Si precisa comunque che ogni serbatoio è dotato di sistema di protezione contro l'incendio utile a contrastare tale scenario raffreddando il serbatoio stesso.

Il sistema di protezione antincendio prevede un impianto a diluvio su ogni serbatoio. I serbatoi sono a doppio contenimento potranno essere protetti dall'irraggiamento termico anche mediante azionamento di idranti ad acqua.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 8 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Per rotture di diametro equivalente 4", l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 36 m dal rilascio con valori di irraggiamento di 7 kW/m². Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. Gli edifici e le aree di sosta delle autobotti non sono raggiunti da valori che comportino soglie di danno.

Le distanze a livelli di irraggiamento dell'ordine di 12.5 kW/m² possono coinvolgere singolarmente le pompe di carico autocisterne (P-401/404), i MCI, l'unità di reliquefazione del BOG o le pompe di ricircolo e di carico bettoline, per circa 3 minuti. Questa durata non comporta l'insorgenza di effetti domino per irraggiamento, né per ingolfamento in fiamma, come riportato in Tabella 74.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a 25 m di distanza dal punto di rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Si precisa che l'impianto è dotato dei seguenti sistemi antincendio:

- barriera d'acqua che separa le condotte che attraversano il deposito dalle apparecchiature a nord delle condotte stesse (MCI, stirling, pompe di ricircolo e carico bettoline);
- le pompe, i MCI, gli stirling e le pompe sono protette da un impianto fisso a diluvio.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

Evento 6 – Rilascio di GNL dal serbatoio di accumulo V-515

Sono presentate nel seguito le distanze di danno del Flash Fire per una rottura di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 106: Evento 6 – Diametro Equivalente 1" – Scenario "Flash Fire"

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F+5D	8	11

Poiché le conseguenze di tale scenario non variano in maniera consistente a seconda della condizione meteorologica in cui si sviluppano, si riportano le distanze di danno più conservative.

Effetti dell'Evento

Area Banchina

La Nave Gasiera e la banchina non vengono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al Deposito

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 11 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Esternamente al Deposito

Tale scenario non coinvolge spazi esterni al Deposito.

Evento 7 – Rilascio di GNL dalla linea di carico bettoline

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 107: Evento 7 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	29	46	37	33	25	2
5D	23	46	38	33	26	14

Tabella 108: Evento 7 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	6	34	28	24	19	11
5D	6	34	29	26	21	14

Tabella 109: Evento 7 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	18	32
5D	14	22

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture di diametro equivalente 4 pollici.

Tali scenari avrebbero una durata di circa 4 minuti, durata che non comporta effetti domino su altre apparecchiature.

Tabella 110: Evento 7 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	77	136	108	95	76	9
5D	60	131	105	91	72	36

Tabella 111: Evento 7 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Diametro della Pozza [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F	19	121	97	84	66	37
5D	19	122	100	88	71	46

Tabella 112: Evento 7 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	67	114
5D	46	80

Effetti dell'Evento

Area Banchina

Per rotture di diametro equivalente 1 pollice, la bettolina, che si trova in fase di carico, non viene raggiunta da livelli di irraggiamento che comportino soglie di danno.

L'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale presente sulla banchina con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m², tali da provocare lesioni irreversibili e fatalità.

Livelli di irraggiamento dell'ordine di 12.5 kW/m² possono coinvolgere il KO drum V-101 per una durata di circa 10 minuti. Tali livelli di irraggiamento non comportano l'insorgere di effetti domino su altre apparecchiature per queste durate.

Il Jet Fire può interessare il KO Drum per durate tra 5 e 10 minuti e solo se orientato opportunamente, comportando una probabilità di effetto domino di 2.94 E-07 ev anno.

Per quanto riguarda il K.O. Drum, ha la funzione di raccogliere piccoli quantitativi di GNL trascinati dai vapori di ritorno. Tenuto conto del fatto che non contiene grossi quantitativi di

liquido (viene svuotato e flussato con azoto prima di iniziare le operazioni di carico), che è un serbatoio atmosferico e che è dotato di sistema antincendio, si considera che tali caratteristiche evitino l'insorgere di un effetto domino.

Per rotture di diametro equivalente 4", l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale presente sulla nave e sulla banchina con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m^2 , tali da provocare lesioni irreversibili e fatalità.

Si nota che è presente una barriera ad acqua che separa la nave attraccata dalla banchina dalla banchina stessa. Si precisa inoltre che la banchina è dotata dei seguenti sistemi antincendio:

- due monitori ad acqua autobrandeggiabili (attivabili da sala controllo);
- idranti soprasuolo ad acqua;
- impianto fisso a diluvio a proteggere il KO drum e i bracci di carico.

La durata dell'evento è pari a 4 minuti, tale quindi da non causare l'insorgenza di effetti domino su altre apparecchiature circostanti.

Al Deposito

Per rotture di diametro equivalente 1 pollice, al deposito gli irraggiamenti coinvolgono le pompe di carico bettoline e le pompe di ricircolo. Le pompe sono protette da un impianto a diluvio. Inoltre una barriera ad acqua corre lungo la condotta e separa la condotta dalle altre apparecchiature, tra cui le pompe. La condotta di trasferimento è protetta da tre idranti soprasuolo.

L'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 33 m dal punto di rilascio con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m^2 . Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. I serbatoi e le altre aree del deposito non vengono interessati da irraggiamenti che possano comportare soglie di danno.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 32 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Non verrebbe invece coinvolto eventuale personale presente presso gli uffici, l'area di stoccaggio, l'area di carico autocisterne e/o presso le aree di sosta degli automezzi.

Per rotture di diametro equivalente 4", l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 95 m dal punto di rilascio con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m^2 . Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. L'area di carico autocisterne, l'area di sosta delle autocisterne e gli uffici non vengono interessati da irraggiamenti che possano comportare soglie di danno.

La durata dell'evento è pari a 4 minuti, tale quindi da non causare l'insorgenza di effetti domino su altre apparecchiature.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 114 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità. Non

verrebbe invece coinvolto eventuale personale presente presso gli uffici, l'area di stoccaggio, l'area di carico autocisterne e/o presso le aree di sosta degli automezzi.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

Evento 8 – Rilascio di GNL dal braccio di carico e dalla condotta sulla banchina di scarico/carico

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per la rottura di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 113: Evento 8 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F+5D	30	45	36	31	24	n.r.

Tabella 114: Evento 8 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Pool Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F+5D	6	35	29	26	21	14

Poiché le conseguenze di tali scenari non variano in maniera consistente a seconda della condizione meteorologica in cui si sviluppano, si riportano le distanze di danno più conservative.

Tabella 115: Evento 8 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	19	36
5D	15	26

La rappresentazione grafica delle conseguenze di questo scenario presenta solamente le distanze di danno più conservative, associate alla frequenza di accadimento pari alla somma delle frequenze delle due condizioni meteorologiche, ovvero 1.00E-07 eventi/anno.

Sono presentate nel seguito le distanze di danno del solo scenario credibile (Flash Fire) per la rottura di diametro equivalente 4 pollici.

Tabella 116: Evento 8 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	1/2LFL
2F	95	133
5D	71	116

Effetti dell'Evento

Area Banchina

Per rotture di diametro equivalente 1 pollice, l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale presente sulla nave e sulla banchina con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m^2 , tali da provocare lesioni irreversibili e fatalità. Si nota che è presente una barriera ad acqua che separa la nave attraccata dalla banchina.

Tale scenario ha una durata di circa 12 minuti. Tale durata, secondo i criteri riportati in Tabella 74, può essere causa di effetti domino su altre apparecchiature a distanze che coinvolgono irraggiamenti di 37.5 kW/m^2 o per ingolfamento in fiamma con durata superiore a 10 minuti.

Il valore di 37.5 kW/m^2 non raggiunge target sensibili. L'ingolfamento in fiamma può arrivare fino a 30 metri.

Considerando che il KO Drum V-101, è posto a distanza 30 m dal punto di rilascio, potrebbe essere esposto alle fiamme solo nel caso in cui il getto si verifici nella sezione prossima all'apparecchiatura (di lunghezza molto ridotta) e sia orientato verso il KO Drum stesso. Considerando quindi che l'orientazione del getto sia sfavorevole al 50% rispetto al KO drum, si stima una frequenza di occorrenza inferiore alla soglia di credibilità (frequenza totale $5.00\text{E}-08$ eventi/anno). Si esclude quindi l'effetto domino.

Al Deposito

Per rotture di diametro equivalente 1 pollice, non si hanno conseguenze nell'area del deposito.

Per rotture di diametro equivalente 4 pollici, l'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 133 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio (fino a due dei sette serbatoi di stoccaggio) potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Non verrebbe invece coinvolto eventuale personale presente presso tutta la restante area del deposito.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

Evento 9 – Rilascio di gas naturale dalla condotta di ritorno vapori (in fase di scarico o carico GNL)

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per la rottura di diametro equivalente 1 pollice.

Tabella 117: Evento 9 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F+5D	9	14	11	10	8	6

Tabella 118: Evento 9 – Diametro Equivalente 1” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	LFL/2
2F	4	7
5D	3	5

Sono presentate nel seguito le distanze di danno degli scenari credibili per la rottura di diametro equivalente 4 pollici.

Tabella 119: Evento 9 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Jet Fire”

Condizione Meteorologica	Lunghezza della Fiamma [m]	Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]				
		3 [kW/m ²]	5 [kW/m ²]	7 [kW/m ²]	12.5 [kW/m ²]	37.5 [kW/m ²]
2F+5D	30	47	40	35	28	15

Tabella 120: Evento 9 – Diametro Equivalente 4” – Scenario “Flash Fire”

Condizione Meteorologica	Distanze in [m] alle concentrazioni:	
	LFL	LFL/2
2F	15	25
5D	12	20

Effetti dell’Evento

Area Banchina

Per rotture di diametro equivalente 1 pollice, il rilascio l’eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire, sviluppa livelli di irraggiamento tali da non causare lesioni né all’uomo né alle apparecchiature.

La durata dello scenario è di 7 minuti. Come riportato in Tabella 74, l'interessamento da Jet Fire (ingolfamento in fiamma) di un'altra apparecchiatura per durate tra 5 e 10 minuti comporta la probabilità di causare effetto domino del 50%. La lunghezza della fiamma può arrivare a distanze di 9 m, che non possono interessare i serbatoi o altre apparecchiature nel Deposito, che possono comportare effetto domino.

Considerando il KO Drum e che lo scenario Jet Fire è di tipo direzionale, l'involuppo in fiamma potrà coinvolgerlo solo nel caso in cui il rilascio avvenga da un tratto di tubazione nei pressi dell'apparecchiatura e che il getto sia orientato verso lo stesso. La frequenza di occorrenza dello scenario dell'effetto domino, viene quindi ridotta di un fattore 0.5, risultando pari a $2.63E-08$ eventi/anno ($1.31E-08$ ev/anno per ogni condizione meteorologica analizzata).

Lo scenario di jet fire, anche sommando le condizioni meteorologiche considerate per l'analisi, risulta quindi non credibile per il tratto di tubazione che potrebbe coinvolgere il KO Drum.

Si esclude quindi l'insorgenza di effetti domino.

Lo scenario di Flash Fire ha distanze di danno molto ridotte e può casuare lesioni irreversibili o fatalità a operatori eventualmente presenti ad una distanza massima di 6 m dalle tubazioni o apparecchiature coinvolte.

Si precisa che la banchina è dotata dei seguenti sistemi antincendio:

- due monitori ad acqua autobrandeggiabili (attivabili da sala controllo);
- idranti soprasuolo ad acqua,
- impianto fisso a diluvio a proteggere il KO drum e i bracci di carico.

Per rotture di diametro equivalente 4 pollici, l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale presente sulla nave e sulla banchina fino a 32 m con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m^2 , tali da provocare lesioni irreversibili e fatalità.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 24 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Al Deposito

Per rotture di diametro equivalente 1 pollice, il rilascio l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire, sviluppa livelli di irraggiamento tali da non causare lesioni né all'uomo né ad apparecchiature.

L'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale del deposito fino a distanze di circa 6 m dal rilascio con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m^2 . Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente. Le distanze di danno sono prossime alla condotta, non coinvolgono nessuna ulteriore area di impianto.

Per rotture di diametro equivalente 4 pollici, l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un Jet Fire potrebbe coinvolgere il personale presente in impianto fino a 32 m con valori di irraggiamento superiori a 7 kW/m^2 , tali da provocare lesioni irreversibili e fatalità.

L'eventuale innesco ritardato del rilascio (Flash Fire) potrebbe coinvolgere il personale presente fino a distanze di 24 m dal punto del rilascio. Il personale eventualmente presente entro tali distanze dal rilascio potrebbe essere esposto a lesioni irreversibili e fatalità.

Non verrebbe invece coinvolto eventuale personale presente presso gli uffici, l'area di stoccaggio e l'area di carico autocisterne.

Esternamente al Deposito

Tali scenari non coinvolgono spazi esterni al Deposito.

1.C.1.4.3 Rappresentazione Cartografica delle Aree di Danno Interne e Esterne allo Stabilimento

La rappresentazione grafica delle aree di danno interne e esterne al Deposito è riportata in Allegato 1.C.1.4.3 al presente documento.

1.C.1.4.4 Conseguenze Ambientali

Come riportato al Paragrafo 1.B.1.3.5, le sostanze movimentate nel Deposito, sono Gas Naturale (Liquefatto e in fase gas) e Gasolio.

Il GNL, come si riscontra sia nella tabella riportata al medesimo paragrafo sia nelle schede di sicurezza delle sostanze allegate al presente documento (Allegato 1.B.1.3.6.1), non risulta essere caratterizzato da frasi di rischio pericolose per l'ambiente.

In ogni caso si precisa che il sistema di raccolta delle possibili fuoriuscite di GNL, descritto nel dettaglio al Paragrafo 1.D.1.3, è progettato per raccogliere e contenere eventuali sversamenti intorno e al di sotto dei serbatoi, di valvole, tubazioni e apparecchiature in cui siano contenuti liquidi criogenici, ed impedire la dispersione nel terreno.

In ogni caso dispersioni di GNL comportano l'evaporazione del prodotto stesso che non si configura come fluido che possa impregnare il terreno e provocarne contaminazione.

Il GNL, come riportato nelle schede di sicurezza disponibili, non causa danno per l'ambiente.

Relativamente al gasolio i quantitativi presenti non risultano in applicazione del D.Lvo 105/15. Inoltre i serbatoi di stoccaggio del gasolio sono dotati di sistema di raccolta per eventuali rilasci e i reflui saranno trattati adeguatamente.

1.C.1.4.5 Comportamento dell'Impianto in Caso di Indisponibilità delle Reti di Servizio

Il Deposito sarà dotato dei seguenti servizi:

- alimentazione energia elettrica;
- aria compressa strumenti;
- alimentazione acqua di mare;
- alimentazione acqua dolce ad uso potabile;
- alimentazione acqua dolce ad uso industriale;
- fornitura azoto.

Nel seguito sono fornite indicazioni generali sul comportamento dell'impianto in caso di mancanza di servizi.

Alimentazione Energia Elettrica

Il Deposito sarà connesso alla rete Nazionale di trasmissione dell'energia elettrica. Nel caso di interruzione della fornitura dalla rete Nazionale, i servizi essenziali di impianto saranno alimentati da un generatore diesel di emergenza. Gli impianti di rivelazione gas e incendi (F&G) ed i sistemi di controllo (DCS, ESD) saranno alimentati anche da batterie di emergenza e saranno connessi al quadro di distribuzione energia da generatore diesel di emergenza. La stazione di pompaggio principale antincendio sarà dotata di pompa principale azionata da motore diesel.

Aria Compressa - Strumenti

L'aria compressa sarà richiesta per l'alimentazione degli strumenti e per l'azionamento di valvole pneumatiche. In caso di interruzione del servizio le valvole si posizioneranno in modo da garantire la sicurezza dell'impianto. Le valvole di blocco e di intercettazione in emergenza (ESD) saranno del tipo "fail safe" che consente il posizionamento in condizione di sicurezza.

Acqua di Mare

L'acqua di mare alimenterà se necessario l'impianto antincendio, si vedano paragrafi 1.B.1.3.3.6.3 e 1.D.1.8.

Acqua Dolce ad Uso Potabile

L'acqua dolce ad uso potabile sarà fornita all'area di impianto tramite connessione alla rete acqua potabile consortile sarà stoccata in un serbatoio denominato T-641, di capacità pari a 15 m³. L'assenza di acqua dolce non comporta alcuna problematica in termini di sicurezza dell'impianto.

Acqua Dolce ad Uso Industriale

L'acqua dolce ad uso industriale servirà, essenzialmente per alimentare:

- le stazioni di lavaggio e flussaggio di manutenzione;
- il make-up del circuito chiuso di raffreddamento.

L'assenza di acqua dolce industriale non comporta alcuna problematica in termini di sicurezza dell'impianto. Si veda il paragrafo 1.B.1.3.3.6.3 e 1.D.1.8.

Fornitura Azoto

L'azoto liquido sarà prodotto in sito. L'azoto prodotto sarà stoccato nel serbatoio, denominato V-631 della capacità di 10 m³, il sistema è descritto al Paragrafo 1.B.1.3.3.6.2. La mancanza di azoto può comportare:

- mancanza di azoto per flussaggio della fiaccola, possibile presenza di ossigeno in linea in ingresso alla fiaccola, l'operatore in questo caso sarà allertato da allarme di bassa portata nella rete azoto e da allarme di innalzamento concentrazione di ossigeno nel sistema fiaccola;
- assenza di flussaggio in intercapedine dei serbatoi.

In fase di progettazione successiva dovranno essere previsti i sistemi di controllo e protezione della linea di azoto e il monitoraggio del flusso di azoto verso le utenze sensibili e le necessarie protezioni.

Propano per Accensione Fiamma di Innesco Rilasci in Torcia

In caso di mancanza di innesco dell'eventuale rilascio di emergenza di gas naturale alla torcia, questa opererà come camino freddo per la dispersione dei gas in atmosfera.

Lo studio di verifica del dimensionamento della torcia (Edison S.p.A., 2015r) ha evidenziato che, per tutte le soglie di concentrazione considerate, la nube di vapori infiammabili si mantiene sempre ad altezze superiori rispetto al punto di emissione (altezza della torcia, 35 m).

Le concentrazioni infiammabili non raggiungono nessuna struttura o area d'impianto. L'altezza massima degli equipment in impianto è 8.5 m, corrispondente all'altezza dei serbatoi di stoccaggio.

1.C.1.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO

1.C.1.5.1 Riassunto delle Risultanze Qualitative e Quantitative dell'Analisi degli Eventi Incidentali

In Allegato 1.C.1.5.1 al presente documento è riportata una tabella che riassume le risultanze quantitative dell'analisi di tutti gli eventi incidentali classificati come credibili, per i quali quindi si è proceduto anche all'analisi delle conseguenze.

Non vi sono eventi con durata superiore ai dieci minuti che possano danneggiare i serbatoi di stoccaggio del GNL. Sono stati individuati tre eventi (Eventi 2 – 1", 5 – 1", 7 – 1") con durate al limite di questo valore (9 e 10 minuti) che, come discusso nei precedenti paragrafi, considerando la tipologia di serbatoi adottata e la presenza di sistemi di raffreddamento, non si ritiene possano causare effetti domino.

1.C.1.5.2 Informazioni per la Valutazione della Compatibilità Territoriale

Nel seguito si presentano le informazioni per la valutazione della compatibilità territoriale secondo i criteri del Decreto Ministeriale del 9 Maggio 2001.

Le categorie del territorio sono classificate dal D.M. 9/5/2001. In particolare, sulla base di quanto riportato al Paragrafo 1.A.1.2, la zona a Nord limitrofa al deposito si ritiene possa essere considerata di Categoria F, definita come "Area entro i confini dello stabilimento o Area limitrofa allo stabilimento, entro la quale non sono presenti manufatti o strutture in cui sia prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone."

La zona a Sud dell'impianto, è attualmente occupata da un insediamento industriale, non soggetto a Direttiva Seveso e si può quindi definire di Categoria E, definita come "Insediamenti industriali, artigianali, agricoli e zootecnici".

La effettiva categorizzazione dell'area sarà definita dalle competenti Autorità Comunali.

Come precedentemente discusso, alcuni eventi potrebbero impattare al di fuori dei limiti di impianto. Per quanto riguarda gli eventi che hanno Classe di Probabilità < 1 E-06 ev./anno, quelli impattanti l'esterno dell'impianto sono gli Eventi 1, 2 e 7.

Tra gli eventi con Classe di Probabilità compresa nel campo 1.0 E-04 e 1.0 E-06 ev./anno, quello impattante l'esterno dell'impianto è il solo Evento 7.

Per questi scenari si riportano quindi le informazioni richieste alla Sezione 7.1 dell'Allegato al D.M. 9 Maggio 2001 "Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia di Pianificazione

Urbanistica e Territoriale per le Zone Interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante”, in particolare:

- estensione delle aree di danno per ciascuna delle quattro categorie di effetti di cui al Decreto;
- classe di probabilità di ogni singolo evento, espressa secondo le classi di cui al Decreto.

Tali informazioni sono riportate nelle tabelle riportate nel seguito, organizzate per ciascuna classe di probabilità e riportano le distanze di danno che interessano aree all'esterno del perimetro di impianto indicando le categorie territoriali compatibili.

Sulla base delle distanze di danno e delle frequenze, gli scenari incidentali che impattano sulla zona esterna allo stabilimento risultano in accordo alle categoria territoriale “F” ed “E” ipotizzate limitrofe al Deposito.

Tabella 121: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità < 1 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili

Evento	Scenario	Condizione Meteorologica	Frequenza scenario	Classe Probabilità D.M. 9/5/2001	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità
					Categorie Territoriali Compatibili [distanze in metri dal limite di impianto]			
			ev/anno	ev/anno	BCDEF	CDEF	DEF	EF
2 – 4"	Jet Fire	2F	1.38E-07	< 1 E -06	27	8	--	--
2 – 4"	Jet Fire	5D	1.38E-07	< 1 E -06	23	6	--	--
7 – 4"	Flash Fire	2F	2.35E-07	< 1 E -06	--	--	20	--

Tabella 122: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità Compresa nel Campo 1,0 E-04 e 1,0 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili

Evento	Scenario	Condizione Meteorologica	Frequenza scenario	Classe Probabilità D.M. 9/5/2001	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità
					Categorie Territoriali Compatibili [distanze in metri dal limite di impianto]			
			ev/anno	ev/anno	BCDEF	CDEF	DEF	EF
7 – 4"	Jet Fire	2F	2.56E-06	1E-04 -1E -06	48	20	--	--
7 – 4"	Jet Fire	5D	2.56E-06	1E-04 -1E -06	44	16	--	--

1.C.1.5.3 Effetti in Caso di Incidente di altre Attività Industriali nell'Area dell'Impianto

L'opera a progetto sarà realizzata in un'area del Porto industriale di Oristano, incluso nel territorio comunale di Santa Giusta, in Provincia di Oristano, e inserito nell'area industriale gestita dal Consorzio Industriale Provinciale Oristanese (CIPOR), Ente Pubblico Economico che promuove la localizzazione e lo sviluppo delle imprese nell'agglomerato industriale di Oristano.

I centri abitati più prossimi all'area di intervento sono:

- Oristano, localizzato ad una distanza minima di circa 3.1 km a Nord-Est;
- Santa Giusta, ubicato a circa 3.5 km ad Est.

La superficie complessiva dell'agglomerato è di circa 1150 ettari che ricadono in parte nel territorio comunale di Oristano e in parte in quello di Santa Giusta. Quest'ultimo, in particolare, ospita la principale infrastruttura dell'agglomerato industriale, ossia il Porto industriale di Oristano.

L'agglomerato industriale è suddiviso in tre corpi distinti con vocazioni economiche e caratteristiche tra loro differenti: Nord, Centrale e Sud.

Il Corpo Nord è localizzato a Sud del centro urbano di Oristano ed è direttamente collegato con la Strada Provinciale 56 (che collega Oristano con Santa Giusta) e con la rete Ferrovie dello Stato della Sardegna mediante un raccordo ferroviario. In questa porzione dell'agglomerato hanno trovato naturale vocazione insediativa imprese di medio-piccola dimensione, in prevalenza operanti nei settori dei servizi e assistenza, impiantistica e manutenzioni e diverse strutture di Pubblico Servizio.

Il Corpo Centrale è situato tra lo Stagno di Santa Giusta e il mare ed è collegato alla Strada Statale 131 mediante il GASI (Grande Anello di Supporto Industriale) e la Strada Provinciale 49, e alla rete Ferrovie dello Stato della Sardegna mediante un raccordo ferroviario. Questo comparto accoglie iniziative di maggiori dimensioni, la cui attività si concentra in operazioni di import/export attraverso l'infrastruttura portuale.

Il Corpo Sud è ubicato a Sud del centro urbano di Santa Giusta, lungo la Strada Statale 131, ed è prevalentemente destinato ad iniziative legate al settore agricolo e dei trasporti. Le aree ricadenti in tale comparto hanno una superficie complessiva di circa 56 ettari, 46 dei quali sono destinati ad attività produttive.

L'area a progetto è ubicata nel Porto industriale di Oristano ed è inclusa nel Corpo Centrale dell'agglomerato industriale oristanese.

Il Porto di Oristano assume prevalentemente la funzione di scalo industriale, è operativo 365 giorni all'anno ed è fornito di oltre 20 ettari di piazzali attrezzati e di 1600 metri circa di banchine.

I principali movimenti che lo interessano sono le materie prime e i prodotti derivanti dall'attività produttiva delle aziende consortili (liquidi chimici, bentonite, cereali, prodotti alimentari, legname, cemento, etc.), in particolare di quelle prospicienti il canale navigabile, oltre a merci come il carbone, le fibre acriliche, i poliesteri minerali e i concimi.

Relativamente all'area del deposito si evidenzia che la stessa non è interessata al momento della redazione del presente rapporto da insediamenti industriali che possano interagire con il futuro deposito GNL. Non si riscontrano quindi possibilità di interazione di effetti di incidente con il futuro Deposito GNL.

1.C.1.6 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI

Edison S.p.A. adotterà un Sistema di Gestione della Sicurezza. Precedentemente all'avviamento delle nuove installazioni saranno predisposti:

- un documento che definirà la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, allegando il programma adottato per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza (Allegato 3 al D.L.vo 105/15 e D.M. 9/8/2000);
- il Sistema di Gestione della Sicurezza di cui all'Allegato 3 e all'Allegato B del D.L.vo 105/15.

Il Sistema di Gestione comprenderà:

- Manuale del Sistema di Gestione;
- una serie di procedure aziendali specifiche per la gestione della sicurezza.

1.C.1.7 CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI

1.C.1.7.1 Criteri di Progettazione delle Apparecchiature di Processo e degli Edifici

I supporti in acciaio (pipe racks, sleepers) possono perdere la loro resistenza piuttosto rapidamente quando riscaldati a temperature tra 450°C e 580°C. Oltre ai supporti ed alle strutture di sostegno, anche i sistemi di potenza e le apparecchiature di controllo dell'impianto possono divenire non operative se esposte ad alte temperature. Allo scopo di proteggere le strutture in acciaio e i cavi può essere necessaria la messa in opera di protezioni passive in accordo ad esempio ai requisiti API 2218. Tali protezioni possono essere installate allo scopo di:

- prevenire il collasso di strutture, di parti di apparecchiature di processo che possono comportare rischi per il personale, o a seguito del cedimento della struttura alimentare eventuali incendi;
- prevenire il collasso di strutture che possono provocare danni a apparecchiature adiacenti, in particolare se queste possono comportare ulteriori rischi;
- mantenere l'integrità delle apparecchiature critiche di controllo, come ad esempio le valvole di intercettazione di emergenza (emergency shut down valve) installate allo scopo di mantenere l'impianto in condizioni di sicurezza e intercettare l'alimentazione di sostanze combustibili all'impianto.

Oltre alla definizione di protezioni passive, la resistenza strutturale di manufatti metallici può essere incrementata mediante il raffreddamento delle strutture mediante acqua. Nell'attuale progetto sono stati definiti, anche in funzione dell'analisi incidentale sviluppata, alcuni impianti di raffreddamento presentati al Paragrafo 1.D.1.8. La planimetria del sistema antincendio è riportata in Allegato 1.D.1.10-1 al presente documento.

Gli impianti di raffreddamento potranno essere attivati manualmente da Sala Controllo o automaticamente su segnale di rivelazione incendi. Le eventuali protezioni di tipo passivo saranno studiate in fase di progettazione successiva. L'edificio quadri elettrici e le sale controllo saranno realizzati con una struttura a travi e pilastri in c.a. gettato in opera, con una classe di resistenza al fuoco equivalente a R120.

1.C.1.7.2 Criteri di Progettazione degli Impianti Elettrici, della Strumentazione e degli Impianti di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche

Le precauzioni progettuali e costruttive assunte per gli impianti elettrici, di controllo e di protezione contro le scariche atmosferiche saranno allineate alle disposizioni normative vigenti. I principali riferimenti adottati nella progettazione delle apparecchiature includendo le apparecchiature elettriche sono riportate all'Allegato 1.B.1.2.3. Il sistema di distribuzione prevede un punto di consegna a 15 kV in cabina Enel ubicata nella zona di confine tra l'area di impianto e la strada.

Dalla cabina di consegna si passerà alla cabina di interfaccia con quadro MT e un trasformatore da 1250 kVA.

L'impianto sarà dotato di tre generatori trifase a 400 V da 450 kW con MCI che utilizza il BOG generato dall'evaporazione del GNL durante le fasi di stoccaggio e trasferimento.

Nelle normali condizioni di esercizio gli autoconsumi elettrici del deposito saranno alimentati da due dei generatori alimentati con Motori a Combustione Interna (MCI), mentre il terzo costituirà una ridondanza/backup. La connessione al distributore sarà mantenuta attiva con il funzionamento in parallelo ai generatori in modo tale da trarre lo "scambio nullo" che rappresenta la scelta progettuale base. E' previsto un quadro principale di bassa tensione con funzione di Power Center e due MCC nella cabina elettrica di impianto e mentre quadri BT di distribuzione secondari sono previsti per la zona banchina e nei due edifici previsti: amministrazione/uffici e magazzino/officina (QSG). Il quadro principale denominato PC è suddiviso in due sbarre per alimentare i carichi normali e di emergenza. La sbarra di emergenza sarà alimentata da generatore diesel della potenza di 600 kW. La seguente figura presenta lo schema di distribuzione elettrica prevista (Edison, 20115, Doc. No. P92 0 AG K J001, "Relazione Tecnica Illustrativa, Progetto Autorizzativo Deposito Costiero GNL Oristano").

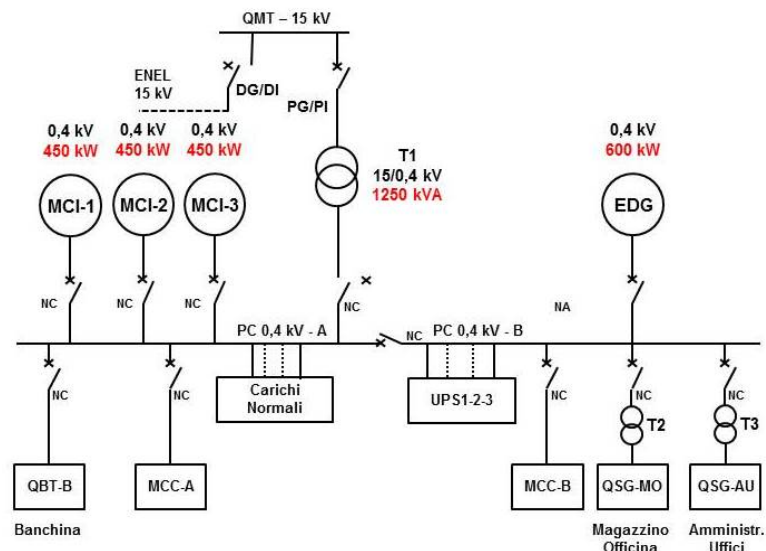


Figura 14: Schema di Distribuzione Elettrica

Come già descritto al Paragrafo 1.B1.3.4.7.2, il deposito è caratterizzato da tre possibili modi di funzionamento, essendo la transizione tra questi possibile, senza soluzione di continuità dell'alimentazione alle utenze.

Assetto Normale

L'impianto è connesso alla rete Enel ed opera a scambio prossimo allo zero, essendo i carichi dell'impianto alimentati dai MCI in servizio.

Assetto in Isola

In caso di indisponibilità della rete Enel, l'impianto potrà passare al funzionamento in isola, aprendo l'interruttore di interfaccia a 15 kV. In questo assetto i MCI regoleranno la produzione di potenza attiva e reattiva per soddisfare in ogni istante le esigenze dei carichi dell'impianto.

Assetto di Emergenza

In caso di indisponibilità della rete Enel e di MCI fuori servizio, sarà attivato il generatore diesel di emergenza EDG che alimenterà i soli carichi di sicurezza. Questi includono:

- sistema antincendio;
- alimentazione UPS;
- quadri servizi generali edifici.

Al ritorno dell'alimentazione Enel o alla messa in servizio di almeno un MCI il sistema ritornerà in assetto a) o b) senza la necessità di interrompere l'alimentazione alle utenze di emergenza.

Alimentazione da Enel

I MCI non sono disponibili e l'impianto è alimentato dalla sola rete Enel. Il carico varierà in funzione delle prestazioni richieste (scarico nave, carico autobotti, ecc.).

Il deposito è stato soggetto alla classificazione dei luoghi pericolosi, secondo lo standard CEI 31-35. In particolare la classificazione è riportata nel documento Edison No. P920CDKE003, "Progetto Autorizzativo Deposito Costiero GNL Oristano, Report Classificazione Aree a Rischio Esplosione". La classificazione effettuata ha consentito di stabilire quale tipologia impiantistica od eventuali soluzioni tecniche devono essere adottate per la realizzazione e/o adeguamento delle installazioni elettromeccaniche ed elettrostrumentali presenti e/o da installare nelle aree soggette a rischio.

Protezione Contro i Contatti Diretti

Tutte le parti attive saranno poste entro involucri aventi adeguato grado di protezione e fissati in modo da impedirne la rimozione accidentale e apribili solo con adeguate attrezzature.

Protezione Contro i Contatti Indiretti

Per la protezione contro i contatti indiretti sarà applicata l'interruzione automatica dell'alimentazione.

Tutte le masse simultaneamente accessibili saranno collegate allo stesso impianto di terra, tutte le masse estranee nell'impianto saranno collegate con collegamenti equipotenziali allo stesso impianto di terra. Tutte le masse dei componenti fissi e le masse estranee

simultaneamente accessibili saranno collegate tra loro ed al dispersore con collegamenti equipotenziali supplementari in aggiunta all'interruzione automatica dell'alimentazione.

Impianto di Terra

L'impianto di terra, sarà del tipo a maglia, realizzato con corda di rame; in particolari punti potranno essere installati appositi picchetti. La rete coprirà tutto l'area dell'impianto.

Tutte le apparecchiature elettriche e le strutture saranno collegate al dispersore ed adeguatamente interconnesse per ottenere l'equipotenzialità di tutte le masse e le masse estranee. Le connessioni fuori terra saranno eseguite mediante capocorda e bullone, le connessioni interrato saranno eseguite con connettori a compressione.

Impianto di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche

La verifica della protezione contro le scariche atmosferiche è per il deposito è riportata nel Doc. Edison No. P92 0 RG K E 001, "Progetto Autorizzativo Deposito Costiero GNL Oristano, Relazione Sistema Parafulmine". La valutazione dell'esigenza di realizzare un impianto di protezione contro le scariche atmosferiche è stata effettuata secondo gli standard:

- CEI EN 62305-1 "Principi generali";
- CEI EN 62305-2 "Valutazione del rischio";
- CEI EN 62305-3 "Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- CEI EN 62305-4 "Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture".

In particolare lo studio sviluppato in merito ha evidenziato che la realizzazione di un sistema di protezione dai fulmini (LPS) non è richiesta per garantire la sicurezza delle persone che si trovano all'interno delle strutture. Le strutture che costituiscono gli impianti del deposito GNL di Oristano sono state valutate a basso rischio.

Nello studio sviluppato si riporta che, ai sensi della CEI EN 62305-3 D.3.3 nelle strutture con pericolo di esplosione è preferibile l'installazione di un dispersore di tipo B che deve garantire l'equipotenzialità tra tutte le parti metalliche in accordo alla IEC 60079-10-2. Per quanto riguarda le restanti parti dell'impianto come i bracci di carico, le pensiline e i serbatoi essendo costituiti da strutture metalliche queste si ritengono autoprotette con prescrizioni sugli spessori.

Al fine di evitare la perforazione o il fenomeno del punto caldo lo spessore delle lastre metalliche o delle tubazioni metalliche in acciaio dovrà essere minimo di 4 mm (CEI EN 62305-3 Tabella 3) mentre per quanto riguarda i serbatoi di acciaio contenenti liquidi che possono produrre vapori infiammabili lo spessore minimo dovrà essere 5 mm (CEI EN 62305-3 D.5.5.2).

1.C.1.7.3 Sistemi di Arresto di Emergenza e di Processo

Il sistema di arresto di emergenza o *Emergency Shutdown System* (ESD) è basato su un PLC certificato per applicazioni di sicurezza, e si affianca al sistema di controllo distribuito o *Distributed Control System* (DCS) per intervenire nel caso di malfunzionamento o errore operativo, garantendo la messa in sicurezza dell'impianto.

L'ESD è quindi un sistema automatico totalmente indipendente dal DCS o dai PLC dedicati alle sequenze operative di impianto, e utilizza, in genere, strumenti dedicati, secondo quanto prescritto gli standard internazionali applicabili.

Per minimizzare le conseguenze di un evento di incendio, è previsto un sistema di depressurizzazione automatica di emergenza, del serbatoio coinvolto e di quelli ad esso adiacenti, al fine di garantire l'integrità del contenimento e in grado di rispondere con la massima rapidità possibile.

Il sistema di depressurizzazione sarà attivato in caso di simultaneità dei seguenti segnali:

- segnale ESD2,
- segnale di incendio confermato, con logica 2oo3 (2 out of 3), per l'apparecchiatura coinvolta, che proverrà dal sistema di rivelazione incendi di impianto.

Il sistema ESD avrà le seguenti principali finalità:

- chiudere/aprire le valvole di blocco in posizione di sicurezza;
- fermare i motori elettrici e isolare gli apparati elettrici;
- fermare le unità package;
- iniziare procedure di depressurizzazione e inertizzazione dell'impianto previste.

Il sistema ESD garantisce inoltre la messa in sicurezza dell'impianto durante le ore in cui esso non è presidiato (ore notturne dalle 24.00 alle 8.00). Al Paragrafo 1.D.1.9.6, si trovano maggiori dettagli in proposito.

Il blocco dell'impianto potrà essere totale, nel caso in cui i malfunzionamenti rilevati lo richiedano ma anche parziale nel caso in cui si possa porre in sicurezza l'unità coinvolta nell'evento pericoloso, pur mantenendo in marcia il resto dell'impianto.

La fermata totale o parziale dell'impianto potrà essere iniziata sia da sequenze automatiche, attivate dal superamento delle condizioni operative dell'impianto stabilite in fase di progetto, sia da attivazione manuale tramite pulsanti di blocco disponibili agli operatori, posizionati in campo e/o in sala controllo, a seconda della necessità.

Il sistema ESD sarà articolato in una struttura a quattro livelli di protezione descritti nel seguito:

ESD-3

Lo scopo di ESD-3 è di interrompere in condizioni di sicurezza le operazioni di trasferimento dalla nave gasiera al deposito in caso di evento di emergenza a bordo della gasiera stessa o del deposito, oppure di impedire il danneggiamento dei bracci di carico e/o dei raccordi con conseguente rilascio di GNL. Inoltre, interrompe in condizioni di sicurezza le operazioni di trasferimento dal deposito all'autocisterna.

ESD-2

Lo scopo di ESD-2 è di proteggere il contenimento dei serbatoi e il processo in caso di pressione anomala del BOG e all'altissimo livello del K.O. drum.

L'attivazione di ESD-2 implica, a cascata, l'attivazione del livello ESD-3, che interrompe i trasferimenti sia lato nave che lato autocisterna.

ESD-1

Il livello ESD-1 viene generato da segnali ridondati di terremoto (derivanti da accelerometri) e dal segnale principale del sistema F&G, attivando lo shutdown del deposito.

PSD-1

In caso di anomalie sulle operazioni di trasferimento il sistema provvederà a a eseguire le seguenti azioni :

- chiusura valvole Shutdown BOG e GNL;
- chiusura valvole carico autocisterna ,fermata pompe carico autocisterna.

PSD-2

In caso di anomalie sulle operazioni di stoccaggio il sistema provvederà a a eseguire le seguenti azioni:

- chiusura valvole serbatoio (carico o scarico a seconda dell'anomalia).

1.C.1.7.4 Norme e Criteri Utilizzati per la Progettazione delle Apparecchiature di Processo, dei Serbatoi e delle Tubazioni

In Allegato 1.B.1.3.2 è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni italiane, europee ed internazionali e dei principali standard, a cui si fa riferimento per la progettazione delle apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni.

1.D.1 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI

1.D.1.1 SOSTANZE EMESSE

La sostanza movimentata all'interno del Deposito GNL è gas naturale, composto per la maggior parte da metano, allo stato liquefatto e allo stato gassoso.

Il gas naturale non è una sostanza tossica, corrosiva né pericolosa per l'ambiente ed è classificato H220 Gas Altamente Infiammabile, secondo il Regolamento CE 1272/2008.

Nel caso in cui si bruci gas naturale, si avrà, a seguito della combustione, emissione di anidride carbonica, vapore acqueo e monossido di carbonio. L'anidride carbonica è normalmente presente in aria in concentrazione pari a circa 300 ppm. E' un gas asfissiante e, nel caso di un 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 IDLH² indicata dal National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH, 2015) è pari a 40.000 ppm. Il vapore acqueo non presenta invece effetti particolari. Il monossido di carbonio è un gas estremamente tossico caratterizzato da TLV-TWA³ pari a 35 ppm, (NIOSH, 2015), ed ha effetti di tossicità acuta. La sua concentrazione IDLH indicata dal NIOSH è pari a 1200 ppm.

1.D.1.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE

La discussione degli scenari incidentali interni al terminale è riportata al Paragrafo 1.C.1.4.2. Il deposito sarà dotato di 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.C.1.7.3. Le azioni di emergenza saranno organizzate mediante un Piano di Emergenza Interno (si veda Paragrafo 1.D.1.9.6).

L'analisi degli eventi incidentali ha mostrato che:

- le conseguenze incidentali che fuoriescono dai limiti di impianto, ricadono in aree esterne che risultano essere in accordo con la classificazione di compatibilità territoriale delle aree stesse;
- effetti domino interni al deposito sono esclusi a causa della estensione degli effetti di incidenti e/o della durata degli stessi (si veda Paragrafo 1.C.1.4.2) e per la presenza di sistemi di raffreddamento e protezione previsti allo scopo.

1.D.1.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

1.D.1.3.1 Rilasci e perdite di GNL

La progettazione del deposito è atta a minimizzare la possibilità di fuoriuscita accidentale o perdite di GNL. La filosofia adottata mira a minimizzare gli accoppiamenti flangiati in

² 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.

³ 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.

favore di quelli saldati; inoltre l'impianto è dotato di valvole di intercettazione in ingresso ed uscita dalle apparecchiature principali (serbatoi, pompe, ecc.) e sulle linee principali di GNL. In tal modo è possibile isolare le apparecchiature e i tratti di linea e di limitare al minimo i rilasci di GNL e di vapori in caso accidentale.

Il sistema di raccolta delle possibili fuoriuscite di GNL è progettato per raccogliere e contenere eventuali sversamenti intorno e al di sotto dei serbatoi, di valvole, tubazioni e apparecchiature in cui siano contenuti liquidi criogenici, ed impedire la contaminazione del terreno e delle acque circostanti.

Il sistema include le seguenti aree principali:

- aree pavimentate in zona di banchina;
- vasca di raccolta in zona di banchina;
- aree pavimentate al di sotto i serabtoi GNL e rispettive valvole;
- vasca di raccolta nell'area dei serbatoi GNL;
- aree pavimentate al di sotto delle valvole ESD e delle linee di scarico e ricircolo;
- vasche di raccolta del serbatoio dei drenaggi e del separatore di torcia;
- aree pavimentate in corrispondenza delle pompe di carico bettolina, dei ricircolo e di carico autocisterne.

Lo scopo del sistema di raccolta consiste nel drenare il GNL accidentalmente fuoriuscito, all'interno di apposite vasche che consentono di limitare la superficie di GNL esposta all'aria e quindi di limitarne l'evaporazione. Le aree, dove una fuoriuscita di GNL può avvenire, sono pavimentate e realizzate in maniera tale da permettere il deflusso del liquido verso canali aperti che scaricano nelle vasche di raccolta.

Ciascuna vasca è provvista di un sistema di rilancio delle acque. Esse permetteranno il rilancio dell'acqua che può accumularsi durante le piogge, ed eviteranno che in caso di fuoriuscita il contatto tra GNL e acqua ne produca una rapida evaporazione.

Le vasche saranno realizzate in cemento armato impermeabile con un'altezza minima dei cordoli di 0.3 m al di sopra del piano di campagna. Le vasche saranno protette per tutto il loro perimetro da un parapetto e una rete metallica, posta ad un'altezza di 1.5 m al di sopra del massimo livello atteso per il GNL, permetterà il contenimento della schiuma.

Il sistema di raccolta è dotato di rilevatori di freddo allo scopo di allertare gli operatori e iniziare le azioni necessarie in caso di emergenza d'impianto.

Con riferimento ad altri fluidi inquinanti, le apparecchiature e i serbatoi contenenti combustibili, lubrificanti e additivi chimici usati nel processo devono essere provvisti di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati. Vengono prese tutte le precauzioni operative per evitare fuoriuscite e perdite durante le operazioni di manutenzione. Eventuali minime fuoriuscite di olio lubrificante vengono raccolte e drenate. Il carburante (diesel) per il sistema di alimentazione di emergenza e per la pompa dell'acqua antincendio sarà stoccato in modo che eventuali perdite siano contenute e non ci sia alcuna possibilità di contaminazione delle risorse del sottosuolo.

I rifiuti liquidi generati da fuoriuscite o perdite sono in seguito smaltiti in conformità ai regolamenti e alle leggi vigenti.

Banchina di Scarico/Carico GNL

Nella zona di scarico del GNL dalla nave (o carico di GNL sulla bettolina) sono previsti sistemi di intercettazione e sgancio rapido dei bracci di scarico (PERC), che permettono lo sgancio rapido dei bracci sia manuale che automatico senza provocare danni strutturali. La progettazione dell'impianto prevede di minimizzare gli accoppiamenti flangiati.

Serbatoi di Stoccaggio GNL

I serbatoi di stoccaggio GNL saranno del tipo a doppio contenimento totale in accordo alla norma UNI EN 1473. Serbatoio interno e esterno saranno entrambi in acciaio inossidabile.

In caso di fuoriuscita dal contenimento primario, il contenimento esterno permette di trattenere il liquido criogenico. Tutte le connessioni e i bocchelli per la strumentazione per ragioni di sicurezza saranno ubicati sulla sommità.

1.D.1.3.2 Rilasci e Perdite di Altri Fluidi

Le apparecchiature e i serbatoi contenenti combustibili, lubrificanti e additivi chimici usati nel processo devono essere provvisti di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati. Vengono prese tutte le precauzioni operative per evitare fuoriuscite e perdite durante le operazioni di manutenzione. Eventuali minime fuoriuscite di olio lubrificante saranno raccolte e drenate. Il carburante (diesel) per il sistema di alimentazione di emergenza e per la pompa dell'acqua antincendio sarà stoccato in modo che eventuali perdite siano contenute e non ci sia alcuna possibilità di contaminazione delle risorse del sottosuolo.

I rifiuti liquidi generati da fuoriuscite o perdite saranno in seguito smaltiti in conformità ai regolamenti e alle leggi vigenti.

1.D.1.4 CONTROLLO OPERATIVO

La progettazione e realizzazione del deposito comporterà la redazione di un Manuale Operativo. Il Manuale Operativo includerà tutte le procedure operative necessarie al buon esercizio dell'impianto 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 81/2008 al Titolo V "Segnaletica di Salute e Sicurezza sul Lavoro" e s.m.i..

Saranno installati i necessari cartelli di:

- sicurezza e salute sul luogo di lavoro;
- divieto, quali ad esempio il divieto di fumare e usare fiamme libere e il divieto di accesso alle persone non autorizzate;
- avvertimento, quali ad esempio cartelli che informano della presenza di gas infiammabili, liquidi infiammabili, sostanze a bassa temperatura;
- prescrizione, quali cartelli che invitano a indossare i necessari Dispositivi di Protezione Individuale;
- 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 da appositi cartelli.

1.D.1.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

Nel deposito non si prevede siano normalmente presenti fonti di rischio mobili. L'eventuale accesso di mezzi mobili quali ad esempio mezzi di sollevamento per effettuazioni di operazioni di manutenzione sarà procedurato e controllato dal personale di impianto.

Per evitare danni per la caduta di oggetti o da collisione che potrebbero comportare perdite di GNL verranno presi opportuni accorgimenti per la manutenzione e l'installazione delle apparecchiature. I lavori attorno alle apparecchiature saranno soggetti a valutazione del rischio, ma in generale non saranno consentite operazioni di sollevamento con mezzi mobili nei pressi delle apparecchiature.

1.D.1.7 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI

L'accesso al deposito sarà consentito solo al personale autorizzato.

Il deposito sarà dotato di recinzione antintrusione. Al terminale è prevista una portineria destinata al controllo dell'accesso, nelle ore notturne (dalle ore 0 alle ore 8) è prevista la presenza di un guardiano.

Il deposito sarà dotato di un sistema di sorveglianza mediante telecamere a circuito chiuso che consentirà la copertura di tutto l'impianto. I monitor per la sorveglianza saranno installati nelle guardiole di impianto, nella sala controllo in zona banchina e nella sala controllo principale. In aggiunta alle telecamere installate per la sorveglianza generale, saranno installate telecamere dedicate all'area di scarico a mare, ai serbatoi di stoccaggio, alla torcia e alle guardiole.

Il traffico di mezzi terrestri in fase di esercizio, imputabile alla distribuzione del GNL via gomma sarà regolato e controllato tramite un controllo all'ingresso (check in) e uno all'uscita (check out) del deposito.

1.D.1.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO

I sistemi di protezione, previsti al fine di ottenere un elevato grado di sicurezza, sono stati scelti sulla base di quanto richiesto dalle norme, codici, standard di riferimento e di quanto deriva da criteri di buona ingegneria.

Il sistema di protezione attiva è stato previsto al fine di un totale controllo della situazione di incendio più gravosa ipotizzata, senza che si renda necessario l'intervento di ulteriori mezzi.

Al fine di garantirne l'operatività in tutte le condizioni, i componenti del sistema antincendio che necessitano di energia elettrica, dovranno essere alimentati da due fonti, completamente diverse ed indipendenti, di cui una privilegiata.

Tutti i sistemi e le apparecchiature antincendio installati nell'impianto dovranno essere, sotto tutti gli aspetti, validi per una sicura e continua operatività.

I sistemi e le apparecchiature saranno progettati tenendo conto delle condizioni ambientali, in particolare per quanto riguarda i problemi dovuti alla presenza di vento, alla sismicità del luogo ed alla vicinanza al mare (ambiente salino).

I sistemi e le apparecchiature non dovranno subire danni permanenti dovuti alle condizioni ambientali nelle quali devono operare.

In Allegato 1.D.1.10.-1 e 1.D.1.10-2 al presente documento sono riportate rispettivamente la Planimetria della Rete Antincendio e la Planimetria della Rete di Rivelazione Incendi.

1.D.1.8.1 Descrizione dell’Impianto Antincendio e delle Attrezzature di Sicurezza e Protezione Personale

Impianto Antincendio

L’impianto antincendio proteggerà le seguenti aree che caratterizzano il deposito:

- Area serbatoi di stoccaggio GNL;
- Area sistema stirling;
- Area motori;
- Area pompe GNL;
- Area gasolio/diesel d’emergenza;
- Area pensiline di carico;
- Area KO Drum fiaccola o torcia;
- Area Bracci di carico/scarico GNL;
- Edificio Uffici e reception;
- Edificio officina/magazzino;
- Edifici Quadri elettrici e Sala controllo;
- Edificio Servizi ausiliari (aria compressa, Azoto);
- Edificio Stazione primaria di pompaggio acqua antincendio;
- Edificio controllo banchina.

L’impianto antincendio sarà costituito essenzialmente da :

- stazione di pompaggio acqua antincendio;
- rete di distribuzione acqua antincendio;
- impianti di spegnimento fissi ad acqua;
- impianti di spegnimento fissi a gas estinguenti;
- impianto di spegnimento semifissi;
- estintori;
- impianti di rivelazione gas, incendi e impianti di allarme;
- pannello di controllo.

L’impianto antincendio sarà alimentato ad acqua di mare prelevata mediante opera di presa posizionata in area adiacente alla banchina.

Definizione Massima Richiesta Acqua Antincendio

La massima richiesta di acqua antincendio è definita applicando il seguente metodo:

- l’impianto da proteggere è stato suddiviso in Zone di Intervento;
- per ciascuna Zona di Intervento è stato identificato lo scenario più critico;
- sulla base dello scenario più critico di ciascuna Zona di Intervento, sono stati definiti i sistemi che devono intervenire in contemporaneo e calcolata la relativa richiesta di acqua antincendio;
- il caso più gravoso tra quelli identificati ha definito la massima richiesta d’acqua per le nuove installazioni.

Lo scenario più critico riscontrato è stato l'incendio nell' Area Bracci di Carico alla quale è stata sommata una portata cautelativa (contingency factor).

Sulla base di quanto sopra riportato la stazione di pompaggio dell'acqua antincendio sarà costituita da:

- una Stazione di Pompaggio primaria ad acqua di mare costituita da una elettropompa e da una pompa alimentata da motore diesel (motopompa), dimensionate ognuna per il 100% della massima portata di progetto definita;
- Stazione di Pompaggio secondaria costituita da due elettropompe jockey destinate a mantenere la rete acqua antincendio in pressione.

Ogni pompa antincendio primaria avrà una prevalenza di 110 m.c.a. e portata di 1200 m³/ora.

Ogni pompa di pressurizzazione rete o jockey avrà una prevalenza di 60 m.c.a. e una portata di 18 m³/ora.

La portata delle pompe antincendio sarà verificata durante la successiva fase di progettazione.

La rete di distribuzione acqua antincendio costituirà essenzialmente un anello che distribuirà acqua antincendio a tutte le aree del deposito. Dalla rete saranno alimentati idranti, monitori e gli impianti fissi ad acqua. Il dimensionamento delle tubazioni antincendio sarà effettuato in modo che la velocità dell'acqua all'interno delle tubazioni sia compresa tra 2 e 4 m/s.

L'anello sarà protetto da danni meccanici e ove possibile sarà interrato. La rete sarà sezionata mediante valvole installate 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 luchettate aperte in modo da renderle facilmente operabili e dotate di indicatore di posizione.

Relativamente agli impianti fissi ad acqua si installeranno i seguenti impianti a protezione di:

- bracci di carico al pontile;
- KO Drum al pontile, V-101;
- KO Drum della fiaccola, V-501;
- Serbatoi di Stoccaggio GNL, T-200 ÷ T206;
- Pompe Carico Bettoline, P211A/B, P301A/B;
- Motori Stirling a Ciclo Inverso, MST-501 ÷ MST-510;
- Serbatoio di accumulo GNL V-515;
- Motori a Combustione Interna Alimentati a BOG MCI-501 ÷ MCI-503;
- Pompe di Carico Autocisterne, P-401 ÷ P-404;
- Pensiline di Carico Autocisterne;
- Stazione di Pompaggio Acqua Antincendio.

Impianti fissi a schiuma si installeranno a protezione di tutti i bacini o pozzetti di raccolta sversamenti GNL presenti nel deposito.

Impianti fissi ad estinguente gassoso saranno installati a protezione del:

- del locale quadri elettrici, il tipo di gas estinguente si prevede sia FM200;

- delle cofanature dei generatori di potenza e del generatore diesel di emergenza, in questo caso l'agente estinguente sarà definito dal fornitore dell'apparecchiatura e potrà essere clean agent o ad anidride carbonica.

Gli idranti saranno del tipo a colonna soprasuolo, disposti lungo l'anello di distribuzione acqua antincendio tipicamente ad intervalli di 50 metri l'uno dall'altro. Ogni idrante avrà corpo in ghisa, sarà auto drenate con invito a rottura e dotato di sistema di intercettazione. Ogni idrante avrà diametro di attacco 6 pollici, sarà dotato di due attacchi di uscita UNI 70 ed un attacco UNI 100 (Edison, 2015v). Le valvole operative saranno dotate di riduttore automatico di pressione.

Armadi portamanichette saranno installati ogni due idranti, ogni cassetta di corredo conterrà:

- due manichette flessibili della lunghezza di 20 m;
- due ugelli erogatori ad acqua capaci di portare 500 litri/minuto a 3.5 barg, completi di lancia con variatore di getto da pieno a nebulizzato e blocco dello stesso;
- due chiavi idranti.

La posizione degli idranti è indicata in Allegato 1.D.10.1-1.

Monitori a schiuma sono previsti a protezione dell'area stirling, delle pompe di carico autocisterne, monitori ad acqua su palo autobrandeggiabili e a comando remoto saranno installati alla banchina a mare.

Estintori portatili e/o carrellati saranno installati essenzialmente lungo le aree di impianto e all'interno degli edifici. Gli estintori potranno essere:

- estintori portatili a polvere da 12 a 4 kg, estintori carrellati a polvere del tipo BC ed E da 50 kg;
- estintori portatili a CO2 da 6kg e carrellati da 50 kg;
- estintori portatili e carrellati a schiuma.

La localizzazione e la tipologia di estintori saranno definiti in fase di progettazione successiva.

Sistema di Rivelazione ed Allarme Incendi

Il deposito è dotato di un sistema di rilevazione gas, incendi, perdite e di un sistema di allarme. Il sistema di rilevazione è progettato per:

- fornire una rivelazione la più possibile rapida e affidabile di rilasci di gas, incendi o perdite di GNL,
- allertare il personale in impianto e in sala controllo;
- minimizzare il rischio al personale e all'impianto iniziando azioni di prevenzione e controllo in uno stadio iniziale evitando escalation degli incidenti; tali azioni includono l'attivazione degli impianti antincendio e la partenza delle pompe antincendio principali;
- iniziare le procedure di emergenza previste in impianto per fronteggiare tali situazioni.

Il numero e le tipologia dei rivelatori utilizzati e il loro posizionamento è stato identificato dividendo l'impianto e gli edifici in zone e valutando il rischio potenziale in ognuna di esse.

Sono state quindi preparate delle planimetrie che mostrano la posizione prevista di ogni rivelatore e dei sistemi di allarme.

La scelta dei rivelatori, in termini di principio operativo, quantità e localizzazione è definita considerando:

- tipo di gas infiammabile che può essere presente;
- tipo di incendio che si deve rivelare;
- condizioni ambientali quali: temperatura, direzione e velocità del vento, polveri o vapori presenti nell'aria, presenza di inquinanti, possibili interferenze;
- comportamento prevedibile in termini di dispersione dei fumi o dei gas;
- performance attese in termini di velocità di risposta;
- possibili guasti e falsi allarmi;
- requisiti di manutenzione (frequenza e durata).

Il sistema di rivelazione gas, incendi e perdite da inizio alle seguenti azioni:

- 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 di eventuali incendi o la dispersione di gas in aree critiche o presidiate da personale di impianto;
- attivazione dei segnali necessari ad effettuare ESD;
- attivazione delle pompe antincendio e degli impianti fissi previsti su conferma dell'impianto di rivelazione incendi.

Tutti i circuiti di rivelazione saranno monitorati dal sistema di controllo dell'impianto di rivelazione incendi, in modo da segnalare prontamente eventuali guasti.

Segnalatori di direzione e intensità del vento saranno previsti nel deposito per avere una costante indicazione del vento e quindi agevolare la gestione più efficace delle emergenze.

I rivelatori e le apparecchiature utilizzati per il sistema di rivelazione (gas, incendi e rilasci freddi) sono i seguenti:

- rivelatori di gas infiammabile;
- rivelatori di fiamma;
- rivelatori di incendio;
- rivelatori del freddo (perdite GNL);
- rivelatori di fumo;
- telecamere a circuito chiuso;
- pulsanti di allarme manuali.

Rivelatori di gas infiammabile

I rivelatori di gas infiammabili vengono posizionati vicino ai potenziali punti di perdita in accordo alla sezione 13.1.13 della UNI EN 1473. Inoltre tali rivelatori vengono installati in edifici e spazi in cui si possano accumulare gas.

I rivelatori di gas saranno installati a protezione di:

- zone di scarico GNL;
- all'aspirazione aria di compressori, motori diesel;
- pompe GNL;

- bacini di raccolta GNL;
- compressori gas di boil-off;
- edifici e spazi ove si possano accumulare gas;
- all'aspirazione aria dei sistemi di ventilazione.

Almeno due rivelatori di gas sono installati all'aspirazione aria dei condotti di ventilazione.

I locali batterie che conterranno batterie che in condizioni di ricarica potranno produrre concentrazioni di idrogeno, saranno equipaggiati con rivelatori di idrogeno.

I rivelatori saranno selezionati in accordo a standard UNI. Tutti i rivelatori saranno del tipo a soglia regolabile e gli allarmi saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- 20 % LFL;
- ½ LFL.

I rivelatori gas localizzati nelle prese aria dei sistemi di ventilazione saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- 10 % LFL
- 20 % LFL.

Azioni in seguito alla rivelazione: l'allarme inferiore o di prima soglia viene configurato per:

- rivelare la perdita di gas infiammabile il prima possibile;
- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- L'allarme superiore o di seconda soglia viene configurato per:
- attivare un allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo;
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Rivelatori di fiamma

Rivelatori di fiamma saranno 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. I rivelatori di fiamma sono installati ai bordi delle zone sorvegliate e monitorano l'interno delle aree sorvegliate.

I rivelatori di fiamma sono installati nelle seguenti aree:

- zone di scarico GNL;
- serbatoi GNL;
- bacini di raccolta GNL;
- motori a combustione interna;
- motori stirling a ciclo inverso;
- pompe di erogazione GNL.

Azioni in seguito alla rivelazione i rivelatori di fiamma vengono programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo;
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- attivare i sistemi di spegnimento e antincendio;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Rivelatori di incendio

I rivelatori di incendio sono previsti all'interno degli edifici, negli alloggiamenti delle apparecchiature, dei locali contenenti apparecchiature elettriche presenti al deposito allo scopo di segnalare tempestivamente un possibile incendio.

I rivelatori di incendio saranno del tipo:

- a bulbo (installati per gli impianti a sprinkler);
- a temperatura di tipo fisso, installati in generale all'esterno e associati ad impianti ad acqua del tipo water spray;
- 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;
- a temperatura del tipo ad incremento di temperatura compensato installati nelle aree ove possono essere presenti fumi ad esempio i locali officina.

Azioni in seguito alla rivelazione - i rivelatori di incendio vengono programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo;
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- attivare i sistemi di spegnimento e antincendio;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Rivelatori del freddo (perdite GNL)

I rivelatori del freddo vengono usati per rilevare le perdite di GNL criogenico. Consentono una rivelazione veloce e affidabile. I rivelatori del freddo sono installati nei canali di raccolta delle perdite, nei bacini di contenimento, attorno alle pompe GNL.

Azioni in seguito alla rivelazione - i rivelatori di freddo vengono programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- attivare i sistemi a schiuma nei bacini di contenimento;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Rivelatori di fumo

I rivelatori di fumo sono installati all'interno di locali chiusi quali: sala controllo, sale quadri elettrici e cavi, uffici, locali di sistemazione delle macchine di ventilazione e condizionamento.

Azioni in seguito alla rivelazione - I rivelatori di fumo vengono programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici.

Pulsanti di allarme manuali

Nell'impianto sono installati dei pulsanti di allarme manuali per l'attivazione di allarmi da parte degli operatori presenti in campo. 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.

Azioni in seguito alla rivelazione - i pulsanti di allarme manuali vengono programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- attivare i sistemi di spegnimento e antincendio;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Telecamere a circuito chiuso

Il sistema di telecamere a circuito chiuso viene utilizzato per la sorveglianza e la sicurezza generale del deposito. Il sistema copre tutto l'impianto. I monitor per la sorveglianza sono installati nelle guardiole di impianto e al pontile, nella sala controllo principale e al pontile. In aggiunta alle telecamere installate per la sorveglianza generale, vengono installate telecamere dedicate all'area di scarico alla testa della banchina, ai serbatoi di stoccaggio, alla torcia e alle guardiole.

Le dotazioni del sistema rilevazione gas, incendi e perdite sono riportate nella planimetria in Allegato 1.D.10.1-2.

1.D.1.8.2 Progettazione del Sistema di Drenaggio

Nell'area dell'impianto è prevista una rete di smaltimento delle acque meteoriche in linea con le disposizioni dettate dal Regolamento del CIPOR. La rete di drenaggio raccoglie le acque meteoriche che interessano i piazzali pavimentati esterni e la viabilità presenti nell'area. Il sistema di drenaggio sarà costituito da:

tubazioni in PEAD SN8;

pozzetti in c.a. con griglia in ghisa sferoidale classe D400.

Le acque di prima pioggia saranno convogliate a due unità di trattamento con sistema in continuo in grado di trattare una portata di 150 l/s ciascuna, costituite da una doppia vasca in cui avvengono i trattamenti di sedimentazione e decantazione, attrezzato con filtro a coalescenza e pacchi lamellari.

L'impianto di trattamento delle acque di prima pioggia è in grado di trattare complessivamente una portata di 300 l/s.

Visto i ridotti dislivelli in gioco sia le acque di prima pioggia (a valle del trattamento) che le acque di seconda pioggia saranno convogliate in una vasca di rilancio e successivamente mediante pompaggio saranno inviate ai rispettivi pozzetti a bordo lotto. La portata totale di picco delle acque meteoriche sarà pari a circa 1620 l/s.

1.D.1.8.3 Fonti di Approvvigionamento Idrico

L'acqua utilizzata in fase di esercizio servirà a coprire i fabbisogni legati a:

- usi civili;
- usi industriali.

Per quanto riguarda gli usi civili, l'utilizzo di acqua sanitaria in fase di esercizio è quantificabile in 100 l/g per addetto, pertanto considerando la presenza media giornaliera in impianto di 15 addetti, si stima un consumo massimo di acqua potabile per usi civili pari a 1500 l/g. I quantitativi necessari saranno prelevati da rete esterna al deposito.

Per quanto riguarda gli usi industriali, si stima un consumo complessivo di circa 3 m³/ora prelevati da rete industriale. Tale acqua è utilizzata nell'impianto come make-up oppure nelle officine per operazioni di manutenzione o per l'irrigazione delle aree verdi.

Si evidenzia, inoltre, che è previsto il prelievo di acqua di mare per utilizzo antincendio, non quantificabile a priori in considerazione del suo utilizzo. Per le prove antincendio saranno comunque previsti 1200 m³/anno.

Le quantità, le modalità di approvvigionamento e gli impieghi previsti dell'acqua prelevati sono sintetizzati nella tabella seguente.

Tabella 123: Prelievi Idrici in Fase di Esercizio

Uso	Modalità di Approvvigionamento	Quantità
Acqua per Usi Civili	Rete Acquedottistica	1.5 m ³ /g
Acqua per Usi Industriali (manutenzione, irrigazione, ecc.)	Rete Acquedottistica	3 m ³ /ora

Il sistema antincendio sarà pieno di acqua dolce. In caso di attivazione delle pompe principali antincendio il sistema sarà alimentato da acqua di mare.

1.D.1.8.4 Certificati di Prevenzione Incendi

Il deposito 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 Nulla Osta di Fattibilità da parte delle Autorità Competenti. Le attività che non rientrano in applicazione della Direttiva Seveso ma che fanno capo all'Allegato I del D.P.R. 151/2011 presenti nel deposito sono le seguenti:

- Attività 49.3.C: gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione oltre 700 kW connessa all'installazione di:
 - tre gruppi costituiti da motori a combustione interna completi di alternatore elettrico, pompe di circolazione circuito di raffreddamento, scambiatori di calore, radiatore e quadri elettrici ognuno della potenza di 450 kW,

- un gruppo elettrogeno alimentato a gasolio della potenza di 600 kW;
- Attività 12: depositi di liquidi combustibili di capacità geometrica complessiva compresa tra 1 e 9 m³ connesse alla presenza di due serbatoi di stoccaggio gasolio:
 - Serbatoio T-751 per lo Stoccaggio di Diesel per il Gruppo Elettrogeno di Emergenza della capacità di 3 m³,
 - Serbatoio V-700 per lo Stoccaggio di Diesel per la Pompa Antincendio della capacità di 4 m³.

Tali attività sono documentate ai sensi del Decreto del Ministero dell'Interno 7 Agosto 2012 e presentate contestualmente in allegato al presente rapporto alla Direzione Provinciale dei Vigili del Fuoco unitamente all'attestato di versamento degli oneri di prevenzione incendi relativo alle attività sopra elencate per ottenimento parere preventivo.

In Allegato 1.D.1.8.4 al presente documento si riporta la documentazione relativa a tali attività, di cui all'Allegato I del D.M. del 07/08/2012.

1.D.1.8.5 Estinzione con Gas Inerte o Vapore

L'azoto gassoso sarà utilizzato per l'inertizzazione, il flussaggio delle linee, la verifica delle tenute e per la rilevazione della presenza di idrocarburi.

L'azoto gassoso sarà distribuito alle seguenti utenze:

- bracci di carico;
- collettore di torcia e ko drum;
- prevenzione del vuoto nei serbatoi GNL;
- ventilazione intercapedine dei serbatoi GNL;
- pompe GNL di carico autocisterne;
- tenute;
- manichette di servizio.

Alcuni impianti antincendio saranno del tipo a gas estinguente (total flooding) a anidride carbonica o clean agent si veda quanto riportato al Paragrafo 1.D.1.8.1.

Nel deposito non sono previsti sistemi di inertizzazione a vapore.

1.D.1.8.6 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 nella scelta e nell'applicazione di standard di progetto relativi sia alle parti meccaniche che alle parti elettriche degli impianti.

Come requisito di progetto tutte le aree di impianto, le apparecchiature e gli edifici saranno studiate e definite in modo da garantire le vie di fuga. All'Allegato 1.D.1.11.5 è riportata la planimetria che riporta la localizzazione delle principali vie di fuga, i percorsi esterni e le uscite dai principali edifici. In generale ogni area sarà dotata di vie di fuga, vie di fuga singole potranno esserci solo per brevissimi percorsi che conducano ad altre vie di fuga o da serbatoi/apparecchiature elevate dove non sia possibile e non porterebbe a sostanziali benefici realizzare vie di fuga alternative.

Procedure e misure di carattere operativo saranno elaborate prima della messa in servizio dell'impianto e comporteranno l'elaborazione di procedure per l'avviamento, il controllo, la fermata dell'impianto.

Le procedure di emergenza saranno riportate nel Piano di Emergenza del Deposito; a tale proposito si veda quanto riportato al Paragrafo 1.D.1.9.6.

1.D.1.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

1.D.1.9.1 Criteri di Disposizione del Deposito

La disposizione impiantistica del Deposito è stata effettuata sulla base delle seguenti norme e criteri:

- requisiti della Norma UNI EN 1473;
- requisiti della Norma NFPA 59A, ove applicabili;
- installazione delle apparecchiature in modo da soddisfare i criteri di sicurezza, operatività, facilità costruttiva e norme di manutenzione;
- ubicazione della piattaforma per lo scarico del GNL.

La localizzazione della sala controllo, della sala controllo presso la banchina, dell'edificio uffici amministrativi, del generatore di emergenza e della stazione di pompaggio acqua antincendio è stata definita in considerazione degli effetti degli scenari incidentali analizzati.

La planimetria generale del Deposito è stata progettata tenendo in considerazione quanto segue.

I sette serbatoi di stoccaggio GNL sono stati ubicati allo scopo di ridurre per quanto possibile la lunghezza delle linee di scarico GNL e di ritorno vapori. La distanza tra i baricentri dei serbatoi è pari a 12 m.

Per quanto riguarda il loro posizionamento e la distanza di separazione tra uno e l'altro, si è proceduto a posizionare i serbatoi in conformità alle prescrizioni di cui alla norma UNI EN 1473. Al paragrafo 13.1.2 dello standard, si specifica che la distanza tra i serbatoi non sia inferiore alla metà del diametro esterno del serbatoio di dimensioni maggiori.

Nella seguente figura sono evidenziate le distanze definite per il presente progetto, in conformità con quanto prescritto:



Figura 15: Ingombro e Distanza tra i Serbatoi di Stoccaggio

La figura evidenzia che la distanza tra due serbatoi (4.2 m) risulta superiore al raggio esterno dei serbatoi di stoccaggio (3.65 m).

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.

Gli edifici sono stati posizionati nell'impianto in modo da essere distanziati dall'area di stoccaggio del GNL e dalle pompe di carico autocisterne e bettoline. In tal modo sono maggiormente protetti dagli scenari incidentali previsti.

Le pensiline di carico delle autocisterne saranno posizionate nell'area est del deposito. Le autocisterne seguiranno due percorsi distanziati in ingresso e in uscita, in tal modo le autocisterne piene non transiteranno di fronte agli edifici e non incroceranno la via con le autocisterne vuote.

Il deposito è servito da una rete stradale interna per le normali attività operative e di manutenzione. Tutte le aree sono raggiungibili tramite due differenti percorsi.

La torcia sarà ubicata nella parte Nord Orientale dell'area del deposito. L'altezza preliminare della torcia è stata verificata sulla base dei livelli di irraggiamento termici previsti allo scopo di rispettare i criteri definiti nello standard UNI EN 1473. In caso di rilascio di gas o vapori (rilascio non innescato), la nube si mantiene sempre ad altezze superiori rispetto al punto di emissione (35 m).

Le concentrazioni infiammabili non raggiungono nessuna struttura o area d'impianto, l'altezza massima degli equipment in impianto è 8.5 m, corrispondente all'altezza dei serbatoi di stoccaggio.

La torcia è stata progettata in modo da non esporre a irraggiamenti pericolosi né il personale che transita in tutto l'impianto, comprese le strade di impianto limitrofe all'area sterile, né alcun serbatoio o attrezzatura di processo. Gli irraggiamenti massimi consentiti nelle aree esterne all'impianto sono anch'essi tali da non comportare pericoli per la popolazione.

1.D.1.9.2 Mezzi di Comunicazione

I mezzi e i sistemi di comunicazione saranno sviluppati in fase di progettazione successiva.

Allo stato attuale del progetto si prevede quanto segue.

Il deposito sarà connesso alle linee telefoniche mediante un centralino che sarà installato in uno degli edifici dello stabilimento. Dal centralino sarà installata una linea telefonica in passerella porta-cavi che consentirà la connessione della Sala Controllo in banchina. Un sistema radio consentirà un ulteriore collegamento in caso di necessità.

Il deposito sarà dotato di 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 l'impianto compresa la banchina. 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.

Il deposito si prevede sia dotato di sistema radio che consentirà una efficace comunicazione con il personale in impianto.

1.D.1.9.3 Servizi di Emergenze e Presidi Sanitari

Il deposito sarà dotato dei necessari presidi sanitari previsti secondo quanto richiesto dalla normativa vigente D.L.vo 81/08 e s.m.i.. La definizione di dettaglio dei presidi sanitari sarà effettuata in fase di progettazione successiva.

1.D.1.9.4 Programma di Addestramento Personale

Il gestore, contestualmente all'inizio delle attività al deposito, implementerà il sistema di gestione della sicurezza come richiesto dal D.L.vo 105/15, seguendo i principi riportati all'Allegato III degli stessi decreti.

Il Sistema di Gestione della Sicurezza prevederà tra l'altro che il personale del deposito sarà soggetto a corsi di informazione e formazione in materia che terranno conto della figura professionale e delle destinazioni di impiego del personale interessato in accordo agli articoli 36 e 37 del D.L.vo 81/08 e s.m.i. e in accordo al piano annuale di formazione.

In particolare il D.L.vo 81/08 e s.m.i. all'articolo 36 prevede che il datore di lavoro provveda affinché ciascun lavoratore riceva una adeguata informazione:

- a. sui rischi per la salute e sicurezza sul lavoro connessi alla attività dell'impresa in generale;
- b. sulle procedure che riguardano il primo soccorso, la lotta antincendio, l'evacuazione dei luoghi di lavoro;
- c. sui nominativi dei lavoratori incaricati di applicare le misure di Primo Soccorso e Prevenzione Incendi;
- d. sui nominativi del Responsabile e degli Addetti del Servizio di Prevenzione e Protezione e del Medico Competente;

- e. sui rischi specifici cui è esposto in relazione all'attività svolta, le normative di sicurezza e le disposizioni dell'azienda in materia;
- f. sui pericoli connessi all'uso delle sostanze e dei preparati pericolosi sulla base delle schede dei dati di sicurezza previste dalla normativa;
- g. sulle misure e le attività di protezione e prevenzione adottate.

Per quanto riguarda la formazione il D.L.vo 81/08 e s.m.i all'articolo 37 stabilisce che il datore di lavoro assicuri che ciascun lavoratore riceva una formazione sufficiente ed adeguata in materia di salute e sicurezza con particolare riferimento a:

- a. concetti di rischio, danno prevenzione, protezione, organizzazione della prevenzione dell'azienda, diritti e doveri dei vari soggetti dell'azienda, organi di vigilanza, controllo, assistenza;
- b. rischi riferiti alle mansioni e ai possibili danni e alle conseguenti misure e procedure di prevenzione e protezione caratteristici del settore o comparto di appartenenza dell'azienda.

I rischi dovranno includere tutti i rischi specifici di cui ai titoli dello stesso D.L.vo 81/08 e s.m.i.:

- analisi dei luoghi di lavoro Titolo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- analisi microclima dei luoghi di lavoro Titolo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- analisi illuminamento dei luoghi di lavoro Titolo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- valutazione del rischio utilizzo videoterminali Titolo VII del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- valutazione del rischio di incendio;
- valutazione del rischio movimentazione manuale dei carichi titolo VI del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - rischio rumore Titolo VIII capo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - vibrazioni meccaniche Titolo VIII capo III del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - campi elettromagnetici Titolo VIII capo IV del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - radiazioni ionizzanti;
- agenti fisici - radiazioni ottiche di origine artificiale Titolo VIII capo V del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- sostanze pericolose protezione da agenti chimici Titolo IX capo I del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- sostanze pericolose protezione da agenti cancerogeni e mutageni titolo IX capo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- rischi da agenti biologici Titolo X del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- rischio atmosfere esplosive Titolo XI del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- rischio stress da lavoro correlato articolo 28 del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- valutazioni specifiche per attività.

La formazione dovrà avvenire come stabilito dallo stesso decreto in occasione:

- della costituzione del rapporto di lavoro;

- del trasferimento o cambiamento di mansioni;
- della introduzione di nuove attrezzature di lavoro o di nuove tecnologie, di nuove sostanze o preparati pericolosi.

La formazione e l'aggiornamento periodico interesserà come previsto dall'articolo 37 dello stesso decreto anche dirigenti e preposti in relazione ai compiti svolti. La formazione riguardo alle tematiche di antincendio, primo soccorso e evacuazione riguarderà tutto il personale operativo.

La formazione e l'addestramento di ogni lavoratore sarà in accordo a quanto stabilito dall'Articolo 4 del Decreto del Ministero dell'Ambiente 16 Marzo 1998 e dovrà essere effettuata ai sensi dell'Appendice 1 del D.L.vo 105/15. In particolare la formazione includerà:

- contenuti dell'analisi di sicurezza;
- contenuti generali del piano di emergenza interno e dettagli specifici su quanto di pertinenza del lavoratore;
- uso delle attrezzature di sicurezza e dei dispositivi di protezione individuale e collettiva;
- procedure operative e di manutenzione degli impianti o depositi sia in condizioni normali e di anomalo esercizio, sia in condizioni di emergenza;
- 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;
- specifici ruoli e responsabilità di ognuno nel garantire l'aderenza alle normative di sicurezza e alla politica di sicurezza aziendale;
- possibili conseguenze di inosservanze e deviazioni dalle procedure di sicurezza;
- 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 deposito 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,
 - 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.1.9.5 Vie di Fuga e Uscite di Emergenza

Lo scopo delle vie di fuga è di permettere al personale di fuggire dalla zona pericolosa quando avviene un incidente.

Le vie di fuga e le uscite di emergenza saranno progettate in accordo al D.M. 10/3/98 “Criteri Generali di Sicurezza Antincendio e per la Gestione dell’Emergenza nei Luoghi di Lavoro” e D.L.vo 81/08, Annesso VI Paragrafo 1.5 “Vie e Uscite di Emergenza”. In particolare, tutte le aree che saranno usate come vie di fuga quali strade, passaggi, corridoi scale e marciapiedi, dovranno essere periodicamente ispezionate per assicurare che rimangano libere da ostacoli o impedimenti che ne possano pregiudicare l’uso in caso di fuga.

La planimetria delle vie di fuga è riportata nel disegno in Allegato 1.D.1.11.5 “Planimetria Vie di Fuga”.

Per definire il percorso delle vie di fuga come riportate nella sopra citata planimetria sono state fatte le seguenti assunzioni.

- il personale che lavora nel sito deve essere adeguatamente istruito, formato e addestrato per evacuare l'area in caso di emergenza;
- nella progettazione dell'impianto sono stati applicati gli standard di buona ingegneria, allo scopo di evitare il potenziale per effetti domino;
- il disegno si applica solo alla fase di operazione dell'impianto. Le vie di fuga per le fasi di costruzione e prima messa in servizio saranno elaborate in documenti specifici;
- si assume che non avvenga più di un incidente contemporaneamente nell'impianto;
- nel deposito si stima la presenza media giornaliera di 9 unità;
- le aree di processo sono considerate "presidiate a intermittenza". L'area di banchina è definita "normalmente non presidiata". Gli edifici quali la sala controllo, gli uffici, si ritengono zone sicure e sono "sempre presidiate".

Le assunzioni fatte e la planimetria "Vie di Fuga" saranno validate durante le successive fasi di ingegneria.

1.D.1.9.6 Piano di Emergenza Interno

Il Piano di Emergenza Interno sarà elaborato prima dell'avvio delle attività al deposito come previsto dal D.L.vo 105/15 e sarà predisposto secondo quanto indicato all'Articolo 20 del D.L.vo 105/15:

- controllare e circoscrivere gli incidenti in modo da minimizzare gli effetti e limitarne i danni per l'uomo, per l'ambiente e le cose;
- mettere in atto le misure necessarie per proteggere l'uomo e l'ambiente dalle conseguenze di incidenti rilevanti;
- informare adeguatamente i lavoratori e le autorità locali competenti;
- provvedere al ripristino ed al disinquinamento dell'ambiente dopo un incidente rilevante.

Il Piano di Emergenza Interno conterrà le seguenti informazioni di cui all'Allegato 4 del D.L.vo 105/15 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.

In caso di emergenza, ogni soggetto coinvolto nella gestione ha compiti specifici che sono funzione della gravità della stessa.

Si distingueranno tre livelli di emergenza:

Emergenza Minore, alla quale si attribuiscono le seguenti caratteristiche:

- I mezzi disponibili sul posto sono sufficienti per risolvere rapidamente il problema.
- Gli effetti sono sicuramente contenuti nel perimetro di impianto.
- Le conseguenze immediate e future sono limitate.

In una emergenza minore non vi è una diminuzione nella capacità di ricevimento/distribuzione GNL.

Emergenza Media, alla quale si attribuiscono le seguenti caratteristiche:

- I mezzi disponibili sul posto potrebbero non essere sufficienti per risolvere rapidamente l'emergenza. Potrebbe essere necessario contattare VV.F., 118, ecc.. L'emergenza è comunque confinata all'interno dello stabilimento.
- Le conseguenze, anche se difficilmente misurabili sul momento, potrebbero essere importanti sul piano umano, ecologico o tecnico.
- Emergenza che potrebbe avere un impatto sull'opinione pubblica.

In una emergenza media, vi è una diminuzione delle capacità di ricevimento/distribuzione GNL.

Emergenza Maggiore, alla quale si attribuiscono le seguenti caratteristiche:

- I mezzi disponibili sul posto sono insufficienti per risolvere l'emergenza (è necessario contattare VV.F., 118, ASL, Prefettura, Protezione Civile, ecc...). L'emergenza ha o potrebbe avere ripercussioni fuori dalle aree dello stabilimento.
- Le conseguenze sul piano umano, ecologico e tecnico sono considerate gravi.
- L'impatto sull'opinione pubblica intacca l'immagine della Società.

In una emergenza maggiore, vi è blocco delle capacità di ricevimento/distribuzione GNL.

La corretta gestione dell'emergenza limita il rischio di escalation del livello di emergenza.

Per la gestione operativa dell'emergenza:

- il Capo Deposito/Vice (durante il suo orario di lavoro) o Capo Funzione (reperibile in orario notturno) sono responsabili del coordinamento dell'emergenza; il Capo Funzione reperibile non sarà necessariamente basato ad Oristano, ma possiede le qualifiche e le competenze per il coordinamento delle emergenze.
- il personale in sito e reperibile oltre l'orario di lavoro sarà idoneo e attrezzato per interventi di piccole riparazioni o di manovre per la messa in sicurezza dell'impianto;
- si disporrà inoltre di personale d'impresa esterno idoneo e attrezzato per qualsiasi intervento che assicura anch'esso reperibilità nelle 24 ore.

Per tutte le emergenze che necessitano l'intervento di organi esterni (es. 118; 112; 115; ecc) il personale avrà il compito di fornire a quest'ultimi tutta l'assistenza necessaria (fornire

indicazione circa l'incidente in atto; eventuali sicurezze presenti; eventuali punti di pericolo presenti; ecc.).

Flusso delle comunicazioni per l'attivazione dell'emergenza oltre l'orario di lavoro

Sulle recinzioni degli impianti, saranno affissi i numeri di telefono con i quali chiunque potrà avvisare uno stato d'emergenza. Una situazione d'emergenza, "fuori dal normale orario di lavoro", potrà essere segnalata con le seguenti modalità:

- da chiunque ravvisi una situazione anomala comunicandola al numero telefonico affisso sulle recinzioni degli impianti, a cui risponderà sempre l'operatore della base Operations;
- da chiunque ravvisi una situazione anomala, compreso il guardiano notturno, comunicandola ai reperibili del deposito;
- dal sistema automatico che nel caso di blocchi o emergenze impiantistiche chiami i cellulari dei reperibili dell'impianto, sia tramite combinatore telefonico con un messaggio preregistrato, sia tramite SMS (Short Message System). La funzione di reperibilità sarà assicurata sempre da almeno due operatori di impianto.

Ad emergenza segnalata, dovrà essere immediatamente informato il Capo Funzione reperibile che provvederà a contattare i reperibili dell'impianto, qualora l'informativa sia giunta tramite operatore della base Operations.

I reperibili d'impianto a loro volta assicureranno il flusso dell'informazione al Capo Deposito.

Successivamente, entro i 30 minuti successivi alla segnalazione, il Capo Funzione reperibile si recherà in una unità operativa aziendale e i reperibili dell'impianto sul luogo dell'emergenza.

Qualora il Capo Funzione reperibile si accerti che l'emergenza in atto può essere definita media o maggiore, avviserà il Responsabile Operations/Gestore il quale avrà la facoltà di convocare la cellula di crisi.

Fuori dal normale orario di lavoro (ore 24:00 – 08:00) sarà comunque presente in impianto un guardiano. In questa fase si ipotizza che questa funzione possa essere gestita con un contratto di servizi con Società di scopo.

Il guardiano, al ravvisare di una qualunque anomalia, avviserà i reperibili di impianto. Qualora si possa configurare anche una potenziale situazione di emergenza (incendio; esplosione; presenza di estranei; ecc) il guardiano avviserà anche il Capo Funzione reperibile.

Flusso delle comunicazioni per l'attivazione dell'emergenza durante l'orario di lavoro

Una situazione d'emergenza durante il "normale orario di lavoro" sarà gestita direttamente dal Sorvegliante in turno (generalmente il Capo Deposito) coordinato dal Direttore Operations che definiranno il livello e l'attivazione dell'emergenza.

1.D.1.9.6.1 Compiti e Responsabilità di chi è chiamato a gestire l'emergenza

DURANTE L'ORARIO DI LAVORO	FUORI DAL NORMALE ORARIO DI LAVORO
<ul style="list-style-type: none">• Sorvegliante in turno (generalmente Capo Deposito): coordina l'emergenza• Operatori di Deposito: gestiscono la parte operativa delle emergenza	<ul style="list-style-type: none">• Capo Funzione reperibile: coordina l'emergenza• Reperibili di Deposito: gestiscono la parte operativa delle emergenza
"Cellula di Crisi" del Distretto Operativo	

Si descrivono di seguito i compiti del personale chiamato a gestire l'emergenza:

1. Capo Funzione reperibile (fuori dal normale orario di lavoro)

Si reca presso una unità operativa/ produttiva aziendale:

- valuta il tipo e la gravità dell'evento e si attiva per la sua gestione. Per emergenze definite medie o maggiori avverte il Responsabile Operations e il Gestore e si mette a disposizione nel caso il responsabile Operations decida di attivare la Cellula di Crisi.
- come da Norma Generale Edison, se ne ricorrono le condizioni, effettua la segnalazione al Security Contact Center.

Per le emergenze minori prosegue autonomamente, mentre per quelle medio o maggiori in coordinamento con il Responsabile Operations:

- comunica lo stato di emergenza al Capo Centrale \ Sorvegliante;
- se del caso richiede l'intervento dei mezzi di soccorso esterni (118; 115; ecc);
- per emergenza i cui effetti interessano o potrebbero interessare aree esterne allo stabilimento avvisa e allerta la Prefettura;
- definisce sotto l'aspetto pratico le modalità di lotta contro il sinistro;
- tramite il personale reperibile di centrale dispone le manovre necessarie e l'eventuale messa in sicurezza degli impianti, nel più breve tempo possibile, in modo da salvaguardare l'integrità delle persone e delle cose;
- richiede, se necessario, l'intervento delle imprese esterne;
- in caso di evento estremamente grave non più gestibile ordina l'evacuazione della Centrale;
- tramite il personale reperibile di centrale dispone le manovre necessarie per la minimizzazione dei disservizi sulle capacità di ricevimento/distribuzione di GNL;
- comunica la fine dell'emergenza;
- redige il rapporto riguardante l'emergenza;

2. Reperibili di Deposito (almeno due persone)

I reperibili, di cui uno è preventivamente designato Sorvegliante⁴, si recano presso il luogo dell'emergenza e:

- assicurano il flusso dell'informazione al Capo Centrale;

⁴ La designazione viene effettuata dal responsabile di impianto tramite il piano di reperibilità mensile. Il sorvegliante provvederà a firmare l'apposito registro.

- riportano al Capo Funzione reperibile le informazioni relative all'emergenza in atto e coordinandosi con lui:
 - Effettuano le manovre necessarie per la messa in sicurezza,
 - Richiedono l'eventuale intervento dei soccorsi esterni (Vigili del Fuoco, 118, ecc),
 - Assicurano la messa in salvo e la protezione del personale presente nello stabilimento,
 - Definiscono sotto l'aspetto pratico le modalità di lotta contro il sinistro,
 - Coordinano in loco la messa in opera dei mezzi disponibili,
 - Gestiscono l'intervento delle imprese esterne,
 - Inviano alla "cellula di crisi" la segnalazione dell'emergenza,
 - Effettuano le manovre per la minimizzazione dei disservizi sulle capacità di ricevimento/distribuzione di GNL.

3. Sorvegliante in turno

Una volta rilevata la segnalazione dell'emergenza:

- riporta l'informativa al Capo Deposito (in caso non coincida con il Sorvegliante);
- avvisa il Responsabile Operations e il Gestore (o il Capo Funzione reperibile in loro assenza) e valutano il tipo e la gravità dell'evento attivandosi per la sua gestione.

Per le emergenze minori prosegue autonomamente, mentre per quelle medie o maggiori in coordinamento con il Responsabile Operations:

- definisce sotto l'aspetto pratico le modalità di lotta contro il sinistro;
- come da Norma Generale Edison, se ne ricorrono le condizioni, effettua la segnalazione al security contact center;
- richiede l'eventuale intervento dei soccorsi esterni (Vigili del Fuoco, 118, ecc);
- tramite il personale di centrale dispone le manovre necessarie e l'eventuale messa in sicurezza degli impianti, nel più breve tempo possibile, in modo da salvaguardare l'integrità delle persone e delle cose;
- richiede, se necessario, l'intervento delle imprese esterne;
- in caso di evento estremamente grave non più gestibile ordina l'evacuazione della Centrale;
- tramite il personale di centrale dispone le manovre necessarie per la minimizzazione dei disservizi sulle capacità di ricevimento/distribuzione di GNL;
- comunica la fine dell'emergenza;
- redige il rapporto riguardante l'emergenza.

4. Operatori di Deposito

Una volta rilevata la segnalazione dell'emergenza:

- mettono in sicurezza le proprie attrezzature;
- interrompono qualunque attività in corso, senza compromettere la propria e altrui sicurezza e quella della Centrale.
- riportano al Sorvegliante le informazioni relative all'emergenza in atto e coordinandosi:

- effettuano le manovre necessarie per la messa in sicurezza,
- assicurano la messa in salvo e la protezione del personale presente,
- effettuano le manovre per la minimizzazione dei disservizi sulle capacità di ricevimento/distribuzione GNL.

5. “Cellula di Crisi”.

Ogni situazione d'emergenza deve essere comunicata al Capo Funzione reperibile o Sorvegliante in turno che valuterà il livello d'emergenza.

Qualora l'emergenza sia da considerarsi media o maggiore, il Capo Funzione reperibile avvertirà il Responsabile Operations e Gestore che prenderà in carico la gestione dell'emergenza e, se del caso convocherà la “cellula di crisi”.

Cellula di Crisi

Il Responsabile Operations e il Gestore prendono in carico la gestione dell'emergenza e convocano o allertano immediatamente i responsabili delle funzioni Edison che, in base dell'emergenza in atto, possono rendersi utili (Direttore Responsabile, Responsabili Tecnici, Patrimoniale, Approvvigionamenti, Servizi informatici, Funzione sicurezza e ambiente, Legale, Comunicazioni e Relazioni esterne, ecc.).

Se le conseguenze della situazione di emergenza evolvono e rientrano nell'ambito di applicazione previsto della Norma Generale Edison, il Gestore o il Responsabile Operations contatta il Crisis Manager Edison per valutare l'attivazione delle procedure di gestione crisi aziendali, ed eventualmente convocare il Comitato di Gestione Crisi Edison

6. Responsabile Operations e Gestore / Capo Funzione (durante l'orario di lavoro)

Il Responsabile Operations / Gestore, o il Capo Funzione reperibile in caso di sua assenza, assicura:

- per emergenza i cui effetti interessano o potrebbero interessare aree esterne allo stabilimento, avvisa e allerta la Prefettura;
- provvede alle segnalazioni necessarie verso le funzioni centrali della Società di Gestione.
- nel caso in cui l'emergenza causa impatti sulle capacità di ricevimento/distribuzione assicura il flusso dell'informazione alla funzione commerciale della Società di Gestione.

7. Incaricati e addetti all'emergenza.

La formazione per l'antincendio, l'evacuazione e il primo soccorso coinvolgerà tutto il personale operativo e quindi tutti i reperibili. La formazione, addestramento ed esercitazioni saranno periodicamente ripetute come da piano annuale di formazione.

1.D.1.9.7 Personale Responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno

Come indicato dall'Articolo 20 del D.L.vo 105/15, il gestore dello stabilimento predisporrà il Piano di Emergenza Interno e definirà per funzioni il personale responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno, si veda quanto riportato al precedente Paragrafo 1.D.1.9.6.

1.E.1 IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI

1.E.1.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE DEI REFLUI

Gli scarichi idrici in fase di esercizio del deposito sono connessi a:

- acque sanitarie connesse alla presenza del personale addetto;
- acque meteoriche.

Le acque sanitarie (reflui civili) saranno raccolte in appositi serbatoi o vasche a tenuta stagna e inviati tramite tubazione alla rete fognaria comunale. La presenza del personale addetto comporta una produzione di acque sanitarie pari a circa 1500 l/g.

Le acque provenienti dai “troppo pieni” dei serbatoi dell’acqua potabile e dell’acqua servizi nonché dall’essicatore dell’aria strumenti, verranno inviate alla rete di raccolta acqua meteorica.

Le acque meteoriche saranno raccolte da una rete di drenaggio che interessa i piazzali pavimentati esterni e la viabilità presenti nell’area.

Il sistema di drenaggio è costituito da:

- tubazioni in PEAD SN8;
- pozzetti in c.a. con griglia in ghisa sferoidale classe D400.

La materia della gestione e scarico delle acque di piattaforma nell’area di progetto è amministrata dal Regolamento del “Consorzio Industriale Provinciale Oristanese (Cipor)”.

Il Regolamento prevede in generale:

- trattamento delle acque di prima pioggia in una apposita vasca e il convogliamento di queste nella rete di raccolta delle acque nere, previo controllo, a valle del trattamento, dei volumi immessi in rete mediante misuratore di portata;
- convogliamento delle acque di seconda pioggia nella rete di raccolta delle acque bianche;
- realizzazione di pozzetti di ispezione a bordo lotto, esterni alla recinzione, prima dell’immissione nelle reti di raccolta consortili (sia per le acque bianche che per le acque nere).

Le acque di prima pioggia vengono pertanto convogliate a due unità di trattamento con sistema in continuo in grado di trattare una portata di 150 l/s ciascuna, costituite da una doppia vasca in cui avvengono i trattamenti di sedimentazione e decantazione, attrezzato con filtro a coalescenza e pacchi lamellari.

L’impianto di trattamento delle acque di prima pioggia è in grado di trattare complessivamente una portata di 300 l/s.

Visti i ridotti dislivelli in gioco sia le acque di prima pioggia (a valle del trattamento) sia le acque di seconda pioggia vengono convogliate in una vasca di rilancio e successivamente mediante pompaggio vengono inviate ai rispettivi pozzetti a bordo lotto. La portata totale di picco delle acque meteoriche risulta pari a circa 1620 l/s.

Nella tabella seguente sono presentate le quantità e le modalità di smaltimento degli scarichi idrici.

Tabella 124: Caratteristiche e Dati Emissivi MCI

Tipologia di Scarico	Modalità di Trattamento e Scarico	Quantità
Usi civili	Scarico nella rete fognaria	1,50 m ³ /giorno
Acque Meteoriche	<u>Trattamento</u> <i>Acque di prima pioggia</i> : impianto di trattamento (separatore olio/acqua)	300 l/s (nota 1)
	<i>Acque di seconda pioggia</i> : grigliatura	1,620 l/s (nota 1)

Nota:

- 1) Dipendente dall'entità dell'evento meteorico

1.E.1.2 GESTIONE DEI RIFIUTI

I principali rifiuti prodotti in fase di esercizio delle opere derivano da:

- attività di processo o ad esse riconducibili, quali la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti;
- attività di tipo civile (uffici).

I rifiuti generati verranno sempre smaltiti nel rispetto della normativa vigente. In particolare, ove possibile, si procederà alla raccolta differenziata volta al recupero delle frazioni riutilizzabili. Eventuali stoccaggi temporanei all'aperto di rifiuti speciali non pericolosi saranno provvisti di bacini di contenimento impermeabili. I rifiuti speciali, liquidi e solidi, previsti in piccolissime quantità prodotti durante l'esercizio o nel corso di attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, saranno gestiti secondo la vigente normativa in materia di rifiuti, e trasportati e smaltiti da ditte specializzate.

1.E.1.3 EFFLUENTI GASSOSI

Come anticipato, il Deposito Costiero di Oristano può essere considerato un sistema privo di significative emissioni in atmosfera in quanto non vi sono sistemi di processo, ma solamente operazioni di movimentazione del GNL, dalla nave gasiera ai serbatoi di stoccaggio e dai serbatoi a bettoline e autocisterne per la distribuzione locale del liquido criogenico. Queste operazioni non comportano emissioni in atmosfera.

Le emissioni in atmosfera riconducibili all'esercizio del deposito GNL sono connesse sostanzialmente a:

- emissioni da combustione ad opera di sorgenti continue (MCI) o di emergenza e quindi non continue (generatore diesel);
- traffico indotto terrestre e marino.

Tali emissioni sono descritte nelle sezioni seguenti.

1.E.1.3.1 Emissioni in Atmosfera durante la Marcia Normale del Deposito

Le emissioni in atmosfera riconducibili all'esercizio del deposito GNL sono riconducibili a:

- emissioni da parte dei motori a combustione interna. In condizioni di normale esercizio si prevede l'impiego di No. 2 motori. Nella tabella sottostante si riportano le caratteristiche e i valori emissivi di riferimento per ciascun MCI:

Tabella 125: Caratteristiche e Dati Emissivi MCI

Parametro singola unità	per	UdM	Valore
Portata fumi (5%O ₂)		kg/s	0.76
Altezza camino		m	4
Diametro camino		m	0.25
Temperatura Fumi		°C	508

- emissioni associate alla corrente di azoto che serve a inertizzare il collettore di torcia: la portata di azoto rilasciata all'aria è stimata essere pari a circa 6.25 kg/ora;
- emissioni fuggitive.

1.E.1.3.2 Emissioni in Atmosfera da Sorgenti non Continue o di Emergenza

Le emissioni da sorgenti non continue o in condizioni di emergenza sono riconducibili a:

- emissioni per combustione da:
 - un generatore diesel nell'area del deposito GNL avente potenza di 600 kW,
 - torcia di emergenza,
 - un motore pompa antincendio, di potenza pari a 550 kW;
- emissioni durante le attività di manutenzione.

L'impianto è dotato di un generatore diesel di emergenza per fornire energia elettrica in caso di perdita di potenza dei generatori di impianto e black out della rete esterna. Tale eventualità è estremamente remota e le emissioni dovute a tale evento trascurabili, la stessa considerazione è applicabile alla motopompa antincendio che sarà attivata in emergenza antincendio e in caso di black out elettrico.

La torcia sarà attivata solo in situazioni diverse dall'esercizio normale dell'impianto: si stima che la torcia possa essere in funzione occasionalmente per complessive 50 ore all'anno.

La torcia è dimensionata per una portata massima di circa 56 t/ora di gas e per un rilascio continuato di circa un'ora con valori medi di emissione di 30 t/ora, da cui si sono valutate le conseguenti emissioni riportate nella seguente tabella.

Tabella 126: Emissioni in Atmosfera da Torcia

Inquinante	Emissioni	
	UdM	Quantità
NO _x	t/anno	0.1
COV	t/anno	0.3
CO	t/anno	1.2
CO ₂	t/anno	95
PM ₁₀	kg/anno	5

Nel caso di basculamento (rollover) di un serbatoio si verifica la formazione di gas di boil off (BOG) che viene scaricato direttamente all'atmosfera via dedicate valvole di sicurezza. I serbatoi sono muniti di una serie di accorgimenti per ridurre la possibilità di tale fenomeno, quali:

- possibilità di riempimento sia dall'alto, sia dal basso;
- misurazione continua delle densità e della temperatura;
- mescolamento del contenuto dei serbatoi mediante ricircolo.

Il basculamento è quindi ritenuto altamente improbabile ossia non atteso durante la vita dell'impianto.

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 Edison S.p.A. stabilirà per coprire i rischi derivanti dalla realizzazione del deposito GNL saranno conformi a quanto stabilito in merito dalla legislazione italiana e dovranno fornire una copertura finanziaria alle responsabilità assunte.

Le coperture richieste sono:

- responsabilità civile verso i dipendenti;
- danni alla proprietà e alle macchine;
- responsabilità civile verso terzi.

MDH/GPA/TP/GMU:tds

RIFERIMENTI GENERALI

- American Petroleum Institute, API Publication 581, 2000, “Risk-Based Inspection Base Resource Document”.
- American Petroleum Institute, API Publication 2218, 2013, “Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants”
- American Institute of Chemical Engineers (AIChE), 1985, “Guidelines for Process Equipment Reliability Data”, Publication available from the Center for Chemical Process Safety.
- 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.
- British Standard EN 13766, 2010, “Thermoplastic Multilayer (non-vulcanized) Hoses and Hose Assemblies for the Transfer of Liquid Petroleum Gas and Liquefied Natural Gas Specification”
- British Standard EN 1474, 2008, “Installazioni ed Equipaggiamenti per il gas naturale Liquefatto (GNL) – Progettazione e Prove dei Bracci di Carico e Scarico”.
- Center for Energy Economics, CEE, 2012, “LNG Safety and Security”, Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas, Austing.
- Cleaver P. et al., 2006, “A Summary of Experimental Data on LNG Safety”, Elsevier
- Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 31-35, 2007-02, "Costruzioni Elettriche per Atmosfere Esplosive per la Presenza di Gas. Guida all'Applicazione della Norma CEI EN 60079-10 (CEI-31-30)".
- Cox W., F. P. Lees, M. L. Ang, 1990, “Classification of Hazardous Location”, IChemE.
- Det Norske Veritas, DNV, 2007, Phast DNV Risk Management Software, Version 6.54.
- Europea Industrial Gases Association, EIGA, “Perlite Management”, IGC Document 146/12/E
- EN 10204-3.1, 2005, “Prodotti metallici – Tipi di documenti di controllo”
- EN 1532, 1997, “Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto – Interfaccia Terra Mare”.
- IP-UKOOA, 2006, “Ignition Probability Review, Model Development and Look-up Correlations”.
- Lees F.P., 1994, “Loss Prevention in the Process Industry”, Second edition, Butterworth, Heinemann Editors.
- Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2013, “Inventario Nazionale degli Stabilimenti Suscettibili di Causare Incidenti Rilevanti ai Sensi dell’Art. 15, Comma 4 del Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, No. 334 e s.m.i.”.
- National Institute for Occupational and Health, NIOSH, 2015, "Pocket Guide to Chemical Hazards (NPG)", www.cdc.gov/niosh
- National Fire Protection Association, NFPA 59A, “Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)”, Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts.
- OCIMF, 2008, Mooring Equipment Guidelines, 3rd Edition.
- Pitblado, 2004, “Consequences of LNG Marine Incidents”, CCPS Conference, June 2004.
- Sandia, 2004, Hightower et al., “Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a large LNG Spill over Water”, Sandia National Laboratories Report SAND2004-6258, Dicembre 2004.

RIFERIMENTI GENERALI (CONTINUAZIONE)

UNI EN 1473, Maggio 2007, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL), Progettazione delle Installazioni a Terra", Ente Nazionale Italiano di Unificazione.

RIFERIMENTI LEGISLATIVI – NORMATIVI

Decreto Legislativo, D.L.vo No. 105, 26 Giugno 2015, "Attuazione della Direttiva 2012/18/UE relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose".

Decreto Ministeriale, D.M., 7 Agosto 2012, "Disposizioni relative alle modalita' di presentazione delle istanze concernenti i procedimenti di prevenzione incendi e alla documentazione da allegare, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151."

Decreto del presidente della Repubblica, D.P.R., 1 Agosto 2011, "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decretollegge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, No. 122", No. 151.

Decreto Ministeriale, D.M., 17 Aprile 2008, "Regola Tecnica per la Progettazione, Costruzione, Collaudo, Esercizio e Sorveglianza delle Opere e degli Impianti di Trasporto di Gas Naturale con Densità Non Superiore a 0.8".

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 81 del 9 Aprile 2008, "Attuazione dell'Articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, No. 123 in Materia di Tutela della Salute e della Sicurezza nei Luoghi di Lavoro".

Decreto del Ministero delle Infrastrutture, D.M., del 14 Gennaio 2008, "Approvazione delle Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni".

Decreto Ministeriale, D.M., 22 Ottobre 2007, "Approvazione della Regola Tecnica di Prevenzione Incendi per la Installazione di Motori a Combustione Interna Accoppiati a Macchina Generatrice Elettrica o a Macchina Operatrice a Servizio di Attività Civili, Industriali, Agricole, Artigianali, Commerciali e di Servizi".

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 238, 21 Settembre 2005, "Attuazione della Direttiva 2003/105/CE, che Modifica la Direttiva 96/82/CE, sul Controllo dei Pericoli di Incidenti Rilevanti Connessi con Determinate Sostanze Pericolose".

Decreto Ministeriale, D.M., 9 Maggio 2001, "Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia di Pianificazione Urbanistica e Territoriale per le Zone Interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante".

Decreto Ministeriale, D.M., 9 Agosto 2000, "Linee Guida per l'Attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza".

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 93, 25 Febbraio 2000 "Attuazione della Direttiva 97/23/CE in Materia di Attrezzature a Pressione".

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".

RIFERIMENTI LEGISLATIVI – NORMATIVI (CONTINUAZIONE)

Decreto del Ministero dell'Ambiente, D.M., 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”.

Decreto del Ministero dell'Interno 10 Marzo 1998, “Criteri Generali di Sicurezza Antincendio e per la Gestione dell'Emergenza nei Luoghi di Lavoro”.

Decreto Ministeriale, (D.M.) 15 Maggio 1996, “Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi a Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.)”.

Decreto Ministeriale 13 Ottobre 1994, “Approvazione della Regola Tecnica di Prevenzione Incendi per la Progettazione, la Costruzione, l'Installazione e l'Esercizio dei Depositi di GPL in serbatoi fissi di Capacità Complessiva Superiore a 5 m³ e/o in Recipienti Mobili di Capacità Complessiva Superiore a 5000 kg.”

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”.

Legge No. 1083 del 6 Dicembre 1971, “Norme per la Sicurezza del Gas Combustibile”.

Legge 186 del 1 Marzo 1968, “Disposizioni Concernenti la Produzione di Materiali, Apparecchiature, Macchinari, Installazioni ed Impianti Elettrici ed Elettronici”.

RIFERIMENTI DI PROGETTO

D'Appolonia S.p.A., 2015, “Studio di Impianto Ambientale, Quadro di Riferimento Programmatico”, Doc. No. 14-1300-H1, Rev. 0

D'Appolonia S.p.A., 2015a, “Studio di Impianto Ambientale, Quadro di Riferimento Progettuale”, Doc. No. 14-1300-H2, Rev. 0

D'Appolonia S.p.A., 2015b, “Studio di Impianto Ambientale, Quadro di Riferimento Ambientale”, Doc. No. 14-1300-H3, Rev. 0

Edison S.p.A., 2015, “Basic Engineering Design Data”, Doc No. P920NBKJ001, Rev1.

Edison S.p.A., 2015a, “Relazione Tecnica Illustrativa”, Doc. No. P920AGKJ001, Rev 1

Edison S.p.A., 2015b, “Studio Meteomarinario Preliminare”, Doc. No. P920GFKC001, Rev. 1

Edison S.p.A., 2015c, “Studio Preliminare di Ormeggio”, Doc. No. P920GFKC002, Rev. 0

Edison S.p.A., 2015d, “Studio Preliminare di Manovra”, Doc. No. P920GFKC003, Rev. 1

Edison S.p.A., 2015e, “Bilanci di Materia ed Energia”, Doc No. P920CHKK001, Rev. 3

Edison S.p.A., 2015f, “PFD Sistema di Scarico e Stoccaggio GNL”, Doc. No. P920SPKK001, Rev. 2

Edison S.p.A., 2015g, “PFD Sistema Gestione del BOG”, Doc. No. P920SPKK002, Rev. 1

Edison S.p.A., 2015h, “PFD Pensiline di Carico Autocisterne”, Doc. No. P920SPKK003, Rev. 2

Edison S.p.A., 2015i, “PFD Sistema Drenaggi, Sfiati e Torcia”, Doc. No. P920SPKK004, Rev. 1

RIFERIMENTI DI PROGETTO (CONTINUAZIONE)

- Edison S.p.A., 2015j, “Elenco Apparecchiature“, Doc. No. P920EMKK001, Rev. 3
- Edison S.p.A., 2015k, “P&ID Sistema di Scarico GNL“, Doc. No. P920STKK002, Rev. 1
- Edison S.p.A., 2015l, “P&ID Sistema Gestione del BOG“, Doc. No. P920STKK003, Rev. 3
- Edison S.p.A., 2015m, “P&ID Sistema Drenaggi, Sfiati e Torcia“, Doc. No. P920STKK004, Rev. 3
- Edison S.p.A., 2015n, “P&ID Sistema di Carico Autocisterne“, Doc. No. P920STKK005, Rev. 1
- Edison S.p.A., 2015o, “P&ID Sistema di Stoccaggio GNL“, Doc. No. P920STKK007, Rev. 2
- Edison S.p.A., 2015p, “P&ID Sistema Ricircolo e Carico Bettoline“, Doc. No. P920STKK008, Rev. 3
- Edison S.p.A., 2015q, “Report Dimensionamento Vent/flare“, Doc. No. P920CDKK006, Rev. 2
- Edison S.p.A., 2015r, “Report di Verifica Irraggiamento e Dispersione Flare“, Doc. No. P920CDKK007, Rev. 2
- Edison S.p.A., 2015s, “Layout Sistemazione Apparecchiature Principali“, Doc. No. P920IDKM001, Rev. 2
- Edison S.p.A., 2015t, “Percorsi Tubazioni Principali“, Doc. No. P920INKM001, Rev. 1
- Edison S.p.A., 2015u, “Schema Unifilare Generale“, Doc. No. P920SUKK001, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015v, “Relazione Antincendio“, Doc. No. P920AUKM001, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015w, “P&ID Rete Antincendio“, Doc. No. P920STKM001, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015z, “Planimetria Rete Antincendio“, Doc. No. P920INKM002, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015aa, “Planimetria Sistema di Rivelazione Incendi“, Doc. No. P920INKA001, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015ab, “Planimetria Idranti“, Doc. No. P920INKM003, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015ac, “Planimetria Vie di Fuga“, Doc. No. P920INKM004, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015ad, “HAZOP Report“, Doc. No. P920STKK006, Rev. 0
- Edison S.p.A., 2015ae, “Relazione di Caratterizzazione Geotecnica“, Doc. No. P920AGKC002, Rev. 1
- Edison S.p.A., 2015af, “Relazione di Inquadramento Sismico“, Doc. No. P920AGKC003, Rev. 1
- Edison S.p.A., 2015ag, “Relazione Sistema Parafulmine“, Doc. No. P920RGKE001, Rev. 1
- Edison S.p.A., 2015ah, “Report di Classificazione Aree a Rischio Esplosione“, Doc. No. P920CDKE003, Rev. 1