

MICROTERMINAL DE GAS NATURAL EN LA PAZ, BCS

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

PREPARADO PARA

NFE Pacífico LAP, S. de R.L. de C.V.

Octubre 2018

INDICE

| | |
|--|----|
| I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO | 1 |
| I.1. BASES DE DISEÑO | 3 |
| I.1.1 Proyecto civil | 13 |
| I.1.2. Proyecto mecánico..... | 20 |
| I.1.3. Proyecto sistema contra incendio | 20 |
| 1.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO | 22 |
| I.2.1. Hojas de seguridad | 29 |
| I.2.2. Almacenamiento | 30 |
| I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares | 32 |
| I.2.4. Pruebas de verificación..... | 38 |
| I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN | 40 |
| I.3.1. Especificación del cuarto de control | 40 |
| I.3.2. Sistemas de aislamiento | 42 |
| I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS | 45 |
| I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes..... | 45 |
| I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización | 50 |
| I.4.3. Criterios para la selección de la metodología utilizada para la jerarquización de riesgos. | 55 |
| I.4.4. Jerarquización de riesgos. | 59 |
| I.4.5. Escenarios identificados. | 59 |
| II. ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES | 60 |
| II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN | 60 |
| II.1.1. Programa de simulación | 60 |
| II.1.2. Criterios para definir las zonas de seguridad..... | 60 |
| II.1.3. Simulación de escenarios | 60 |
| II.2 INTERACCIONES DE RIESGO | 67 |
| II.2.1. Interacciones de riesgo..... | 67 |
| II.2.2. Medidas preventivas para la reducción de la ocurrencia de las interacciones de riesgo. | 79 |
| II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL | 80 |
| III. MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL | 82 |
| III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS | 82 |

| | |
|---|----|
| III.1.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD | 82 |
| III.1.2 MEDIDAS PREVENTIVAS | 84 |
| IV. RESUMEN | 90 |
| IV.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL | 90 |
| IV.2 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL | 92 |
| IV.3 INFORME TÉCNICO | 93 |
| V. INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL | 94 |
| V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN | 94 |
| V.1.1 Planos de localización | 94 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 Proceso de la Microterminal de Gas Natural | 3 |
| Figura 2 Localización de la Microterminal de Gas Natural..... | 4 |
| Figura 3 Clasificación de la República Mexicana de acuerdo con la regionalización sísmica (Fuente: CENAPRED) | 5 |
| Figura 4 Trayectoria de Ciclones Tropicales (Fuente: CENAPRED)..... | 7 |
| Figura 5 Volcanes activos en México (Fuente: CENAPRED)..... | 9 |
| Figura 6 Arreglo general de la Microterminal de Gas Natural..... | 11 |
| Figura 7 Edificio de operaciones..... | 16 |
| Figura 8 Edificio eléctrico..... | 18 |
| Figura 10 Diagrama de flujo de proceso | 27 |
| Figura 11 Diagrama de flujo de proceso (Continuación)..... | 28 |
| Figura 12 Tanque para almacenamiento de GNL..... | 31 |
| Figura 13 Tanque portátil ISO de doble pared..... | 32 |
| Figura 14 Diseño mecánico del tanque de almacenamiento de GNL | 36 |
| Figura 15 Diseño mecánico del tanque de almacenamiento de GNL | 37 |
| Figura 16 Ejemplo de estación de trabajo de la el Cuarto de Control | 42 |
| Figura 17 Acoplamiento de Liberación de Emergencia (ERC) | 43 |
| Figura 18 Unidad de Energía Hidráulica (HPU)..... | 44 |
| Figura 19 Metodología de identificación y jerarquización de riesgos..... | 50 |
| Figura 20 Utilización de las técnicas de identificación de riesgos en el ciclo de vida de un proyecto..... | 52 |
| Figura 21 Matriz de riesgo..... | 56 |
| Figura 22. Escenario 1. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de descarga..... | 68 |
| Figura 23. Escenario 1. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga..... | 69 |
| Figura 24. Escenario 2. Fuga del 20% del diámetro de la conexión de llenado de fondo | 70 |
| Figura 25. Escenario 2. Fuga del 100% del diámetro de la conexión de llenado de fondo | 71 |
| Figura 26. Escenario 3. Fuga del 20% del diámetro de la brida de entrada al vaporizador..... | 72 |
| Figura 27. Escenario 3. Fuga del 100% del diámetro de la brida de entrada al vaporizador | 73 |
| Figura 28. Escenario 4. Fuga del 20% del diámetro de la brida de la válvula de corte | 74 |
| Figura 29. Escenario 4. Fuga del 100% del diámetro de la brida de la válvula de corte | 75 |
| Figura 30. Escenario 5. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de carga a tanques ISO | 76 |
| Figura 31. Escenario 5. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de carga a tanques ISO | 77 |
| Figura 32. Escenario 6. Fuga del 20% del diámetro de la conexión de llenado de fondo | 78 |
| Figura 33. Escenario 6. Fuga del 100% del diámetro de la conexión de llenado de fondo | 79 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1 Regionalización sísmica | 6 |
| Tabla 2 Categoría de ciclones tropicales de acuerdo a la clasificación de Saffir-Simpson | 6 |
| Tabla 3 Estado de la Microterminal de Gas Natural con Base en las Condiciones del Tiempo | 7 |
| Tabla 4 Normas Oficiales aplicables | 12 |
| Tabla 5 Normas Mexicanas aplicables | 12 |
| Tabla 6 Normas NFPA aplicables | 13 |
| Tabla 7 Resistencia a la compresión del concreto | 14 |
| Tabla 8 Especificaciones de los tanques de almacenamiento | 20 |
| Tabla 9 Especificaciones del sistema de carga de camiones | 23 |
| Tabla 10 Sustancias utilizadas en el proceso | 29 |
| Tabla 11 Composición del GNL entregado | 29 |
| Tabla 12 Tanques de almacenamiento | 31 |
| Tabla 13 Principales equipos de proceso y auxiliares | 33 |
| Tabla 14 Tiempo de uso de equipos | 38 |
| Tabla 15 Condiciones de operación | 40 |
| Tabla 16 Incidentes graves en instalaciones terrestres de GNL | 47 |
| Tabla 17 Comparación de los métodos de identificación de riesgos | 51 |
| Tabla 18 Nodos seleccionados para la identificación de riesgos | 54 |
| Tabla 19 Variables, palabras guía y desviaciones analizadas | 55 |
| Tabla 20 Categorías de Frecuencia | 57 |
| Tabla 21 Categorías de Consecuencias | 58 |
| Tabla 22 Escenarios de riesgo | 59 |
| Tabla 23 Criterios para definir las zonas de alto riesgo y amortiguamiento | 60 |
| Tabla 24 Condiciones meteorológicas del sitio | 60 |
| Tabla 25. Escenario 1. Fuga en la manguera de descarga | 61 |
| Tabla 26. Escenario 2. Fuga en tanque de almacenamiento de GNL | 62 |
| Tabla 27. Escenario 3. Fuga en el vaporizador | 63 |
| Tabla 28. Escenario 4. Fuga en tren de medición | 64 |
| Tabla 29. Escenario 5. Fuga en manguera de carga de tanque ISO | 65 |
| Tabla 30. Escenario 6. Fuga en tanque ISO | 66 |
| Tabla 31 Radios de afectación | 67 |
| Tabla 32. Efectos sobre los componentes ambientales | 80 |
| Tabla 33. Recomendaciones técnico-operativas | 82 |
| Tabla 34 Programa anual de mantenimiento | 85 |

INDICE DE ANEXOS

- Anexo 1. Localización del proyecto
- Anexo 2. Arreglo general de la planta
- Anexo 3 Hoja de datos de seguridad del gas natural
- Anexo 4 Diseño mecánico del tanque de almacenamiento de GNL
- Anexo 5 Diseño mecánico tanque portátil ISO
- Anexo 6 Balance de materia
- Anexo 7 Diagrama de flujo del proceso
- Anexo 8 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's)
- Anexo 9 Nodos
- Anexo 10 Análisis Hazop
- Anexo 11 Memoria de cálculo de las simulaciones
- Anexo 12 Zonas de alto riesgo y amortiguamiento
- Anexo 13 Informe técnico.

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proyecto consiste en construcción de una “Microterminal de Gas Natural” (denominada en lo sucesivo como “el Proyecto”) en el Puerto de Pichilingue, ubicado en el municipio de La Paz, Baja California Sur.

El Proyecto tiene tres funciones principales:

- (1) Recepción, manejo y almacenamiento del Gas Natural Licuado (GNL)
- (2) Regasificación del GNL para su posterior uso en la generación de energía eléctrica.
- (3) Carga o llenado de autotanques para la comercialización del GNL

Para el desarrollo del Proyecto, NFE Pacífico LAP, S. de R.L. de C.V. (“NFE”) celebró un contrato de cesión parcial de derechos con la Administración Portuaria Integral (API) de Baja California Sur, S.A. de C.V. (“APIBCS”).

Para la recepción del GNL, se arrendará una unidad flotante de almacenamiento (“FSU”: *Floating Storage Unit*) con capacidad aproximada de 138,000 m³ a ser anclada en la Bahía de La Paz; dicha FSU recibirá GNL a través de Buques transportador de gas de altura realizando transferencias de GNL buque-a-buque (“STS”: *Ship to Ship*) aproximadamente tres a seis veces al año. Dichas transferencias se realizan a través de los brazos de cargas criogénicos, mediante las bombas de los buques transportadores de altura.

Por otro lado, en el Puerto de Pichilingue se tendrá un Buque transportador de GNL con capacidad de almacenamiento aproximada de 6,500 m³ el cual será arrendado para que transporte aproximadamente una a tres veces por semana el GNL desde la FSU. Para ello, el Buque transportador de GNL se trasladará desde el muelle de descarga en Pichilingue hacia el FSU, se llevará a cabo una transferencia STS del FSU al Buque transportador de GNL, que regresará posteriormente al muelle para la descarga del GNL a los tanques de almacenamiento en tierra.

Es importante destacar que, la responsabilidad de operar el FSU y el Buque transportador de GNL residirá en el agente naviero que sea contratado. Por ello, la responsabilidad de operar el FSU y el buque transbordador reside en las compañías contratadas para el propósito, quienes deberán contar un sistema de gestión de seguridad (“SGS”), estar certificado por una sociedad acreditada y ser aprobado por el país de origen. El SGS deberá cumplir los requisitos de la sección aplicable del Convenio Internacional de

Seguridad de la Vida en el Mar (“SOLAS”), convenio del cual México es signatario. De acuerdo con lo anterior, las actividades realizadas por dichos terceros no se consideran dentro del alcance de este Estudio de Riesgo.

La vaporización del GNL y la generación de gas natural para la generación energía eléctrica se realizará a través de una planta de regasificación en donde el GNL líquido es calentado bajo presión en los vaporizadores y transformado en gas a la presión de emisión. La planta tendrá un solo módulo de vaporización para suministrar el gas natural a dos turbinas de combustión. Cada módulo tendrá dos intercambiadores de calor y el medio de calentamiento será un sistema de agua/glicol de circuito cerrado integrado con las turbinas de combustión. El circuito utilizará la refrigeración por aire de la entrada en las turbinas para transferir calor al circuito de agua/glicol. Se instalará un vaporizador de gas de reserva, el cual también será utilizado para el arranque.

Para la carga de tanques ISO se contará con dos bahías de llenado para la comercialización del GNL.

La instalación operará de manera continua y transitoria. Por ejemplo, la vaporización del GNL y la entrega del gas natural a la central eléctrica ocurrirán continuamente. Las operaciones que implican la descarga o la carga del GNL a través de los límites de la planta no ocurrirán continuamente.

A continuación, se muestra el diagrama de bloques del proceso.

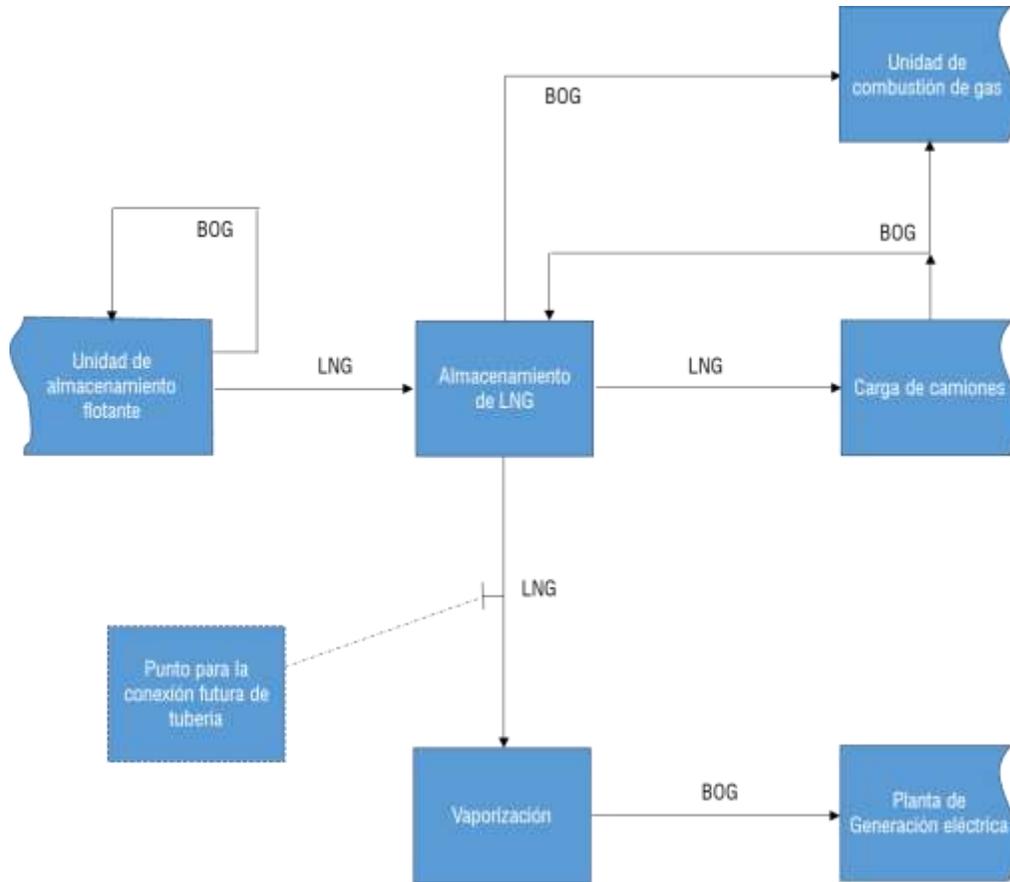


Figura 1 Proceso de la Microterminal de Gas Natural

I.1. BASES DE DISEÑO

a. Características del sitio y susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos

La Microterminal de Gas Natural se ubicará dentro del recinto portuario de Pichilingue, dentro de la zona concesionada a la APIBCS, a 17 km de la ciudad de La Paz. La localización del proyecto se muestra en la siguiente figura y el plano correspondiente se presenta en el **Anexo 1**.

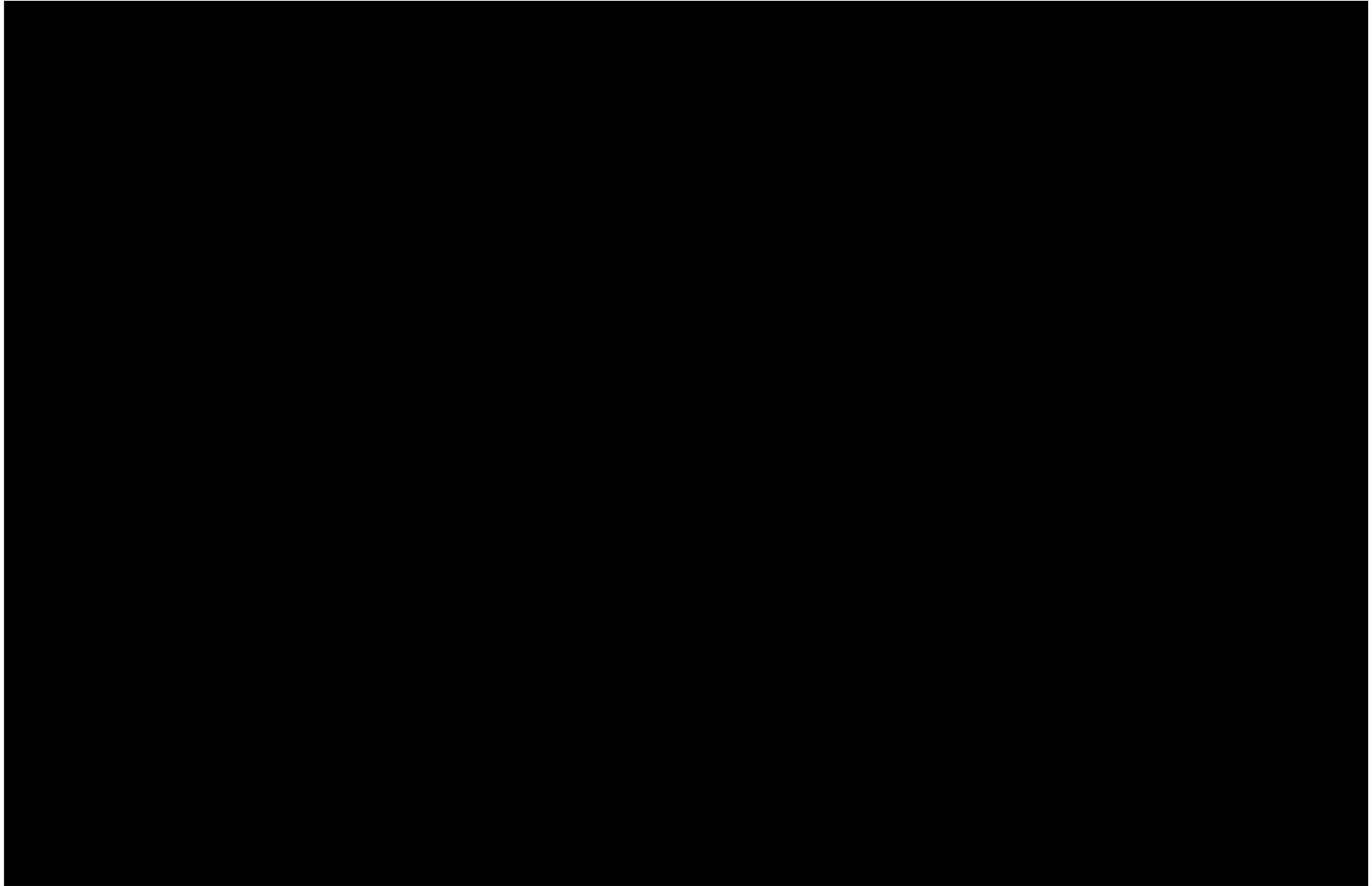


Figura 2 Localización de la Microterminal de Gas Natural

A continuación, se describen las características del sitio, así como su susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

- **Terremotos o sismicidad**

La vulnerabilidad sísmica se podría considerar como una expresión que relaciona las consecuencias probables de un movimiento de tierra sobre una construcción, una obra de ingeniería o un conjunto de bienes o sistemas expuestos con la intensidad del temblor que podría generarlas. Con fines de diseño antisísmico la República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas, esto se realizó de acuerdo a los catálogos de sismos ocurridos desde inicios de siglo pasado.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de la Microterminal de Gas Natural, en la regionalización sísmica de la Republica.

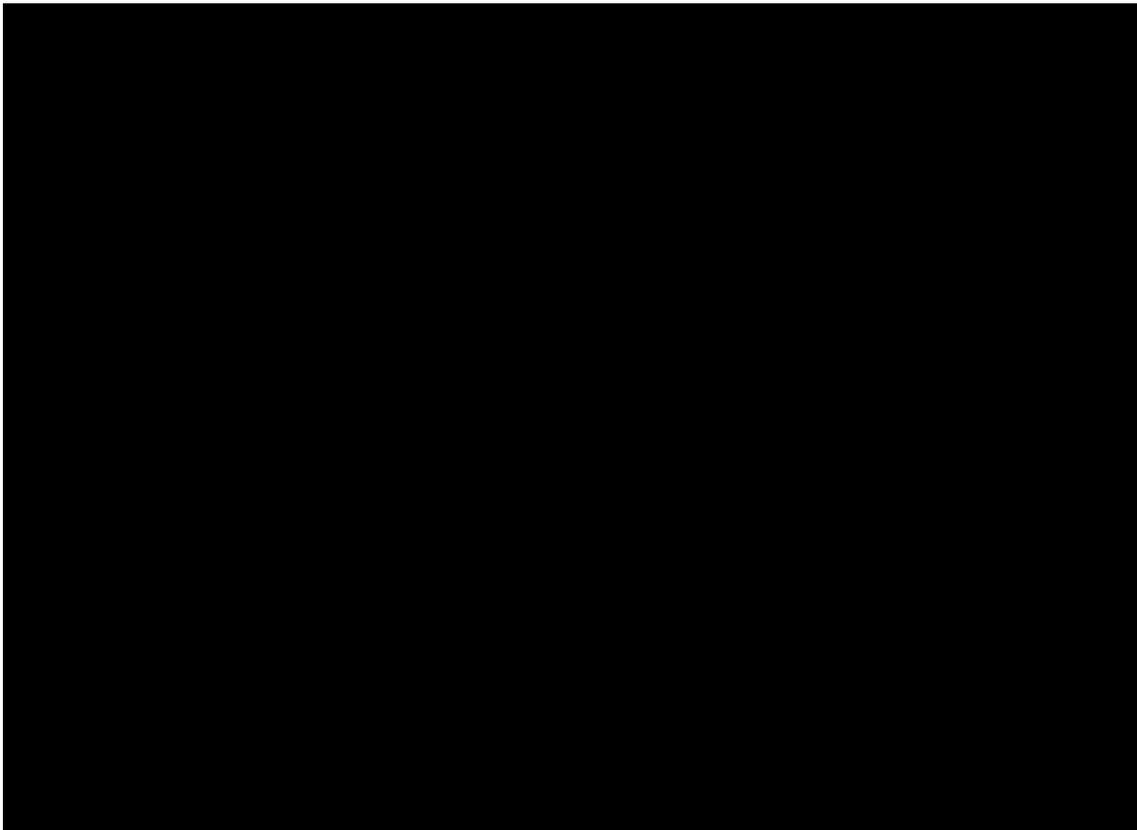


Figura 3 Clasificación de la República Mexicana de acuerdo con la regionalización sísmica (Fuente: CENAPRED)

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA
LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Tabla 1 Regionalización sísmica

| Zona | Sismicidad |
|-------|---|
| A | Zona donde no hay registros históricos de sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración a causa de temblores. |
| B y C | Zonas intermedias, donde se reportan sismos no tan frecuentes o afectados por altas aceleraciones, pero no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo. |
| D | Zonas donde se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia del sismo es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad. |

Como se observa en la figura anterior, la Microterminal de Gas Natural se ubicará en la zona B de intensidad sísmica intermedia.

- **Huracanes**

Un ciclón tropical o huracán, consiste en una gran masa de aire cálida y húmeda con vientos fuertes que giran en forma de espiral alrededor de una zona central de baja presión. Los ciclones tropicales o huracanes generan lluvias intensas, vientos fuertes, oleaje grande y mareas de tormenta. (CENAPRED et al.2002).

Los ciclones tropicales o huracanes se clasifican de acuerdo con la presión que existe en su centro o a la velocidad de sus vientos. Se les denomina depresión tropical (presión de 1008 a 1005 milibar (mb) o velocidad de los vientos menor que 63 km/h), tormenta tropical (presión de 1004 a 985 mb o velocidad del viento entre 63 y 118 km/h) y huracán (presión menor que 984 mb o velocidad del viento mayor que 119 km/h).

Tabla 2 Categoría de ciclones tropicales de acuerdo a la clasificación de Saffir-Simpson.

| Categoría | Presión central | Vientos km/h |
|-----------------------|-----------------|--------------|
| Perturbación tropical | 1008.1 a 1010 | -- |
| Depresión tropical | 1004. a 1008 | <62 |
| Tormenta tropical | 985.1 a 1004 | 62.1 a 118 |
| Huracán categoría 1 | 980.1 a 985 | 118.1 a 154 |
| Huracán categoría 2 | 965.1 a 980 | 154.1 a 178 |
| Huracán categoría 3 | 945.1 a 965 | 178.1 a 210 |
| Huracán categoría 4 | 920.1 a 945 | 210.1 a 250 |
| Huracán categoría 5 | <920 | >250 |

En la siguiente figura se muestran las diversas trayectorias de los huracanes que se han formado en el Océano Pacífico y que han afectado al Estado de Baja California Sur, en el área de proyecto se observa que una distancia aproximada de 2,000 m, paso la tormenta tropical Polo, el día 03-October de 1984 con vientos de 55.56 km/h.

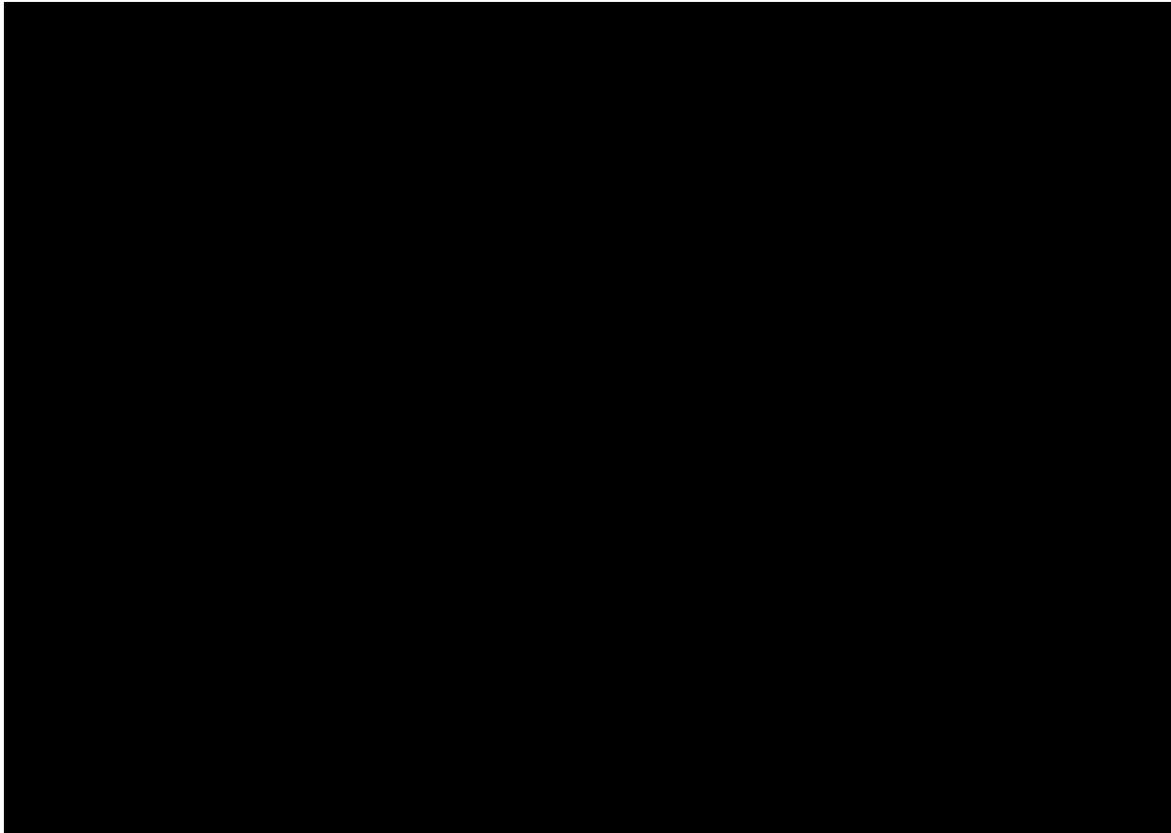


Figura 4 Trayectoria de Ciclones Tropicales (Fuente: CENAPRED)

La Microterminal de Gas Natural estará en operaciones 24 horas al día, 365 días al año; sin embargo, en caso de mal tiempo, se aplicarán las siguientes restricciones operativas.

Cuando se realiza amarre en condiciones de baja visibilidad, la decisión de atracar el buque tanque se hace entre el piloto y capitán quienes acuerdan si es seguro realizar la operación de atraque y amarre.

El atraque está sujeto al clima prevaleciente. La siguiente tabla proporciona una guía general para el estado de las condiciones del viento con base en la Microterminal de Gas Natural y aplica para el atraque y amarre del buque.

Tabla 3 Estado de la Microterminal de Gas Natural con Base en las Condiciones del Tiempo

| Estado | Viento | Tiempo |
|--------------------------------------|-------------------------|----------------------|
| Abierto | < 25 nudos | Amanecer a Atardecer |
| Restringido | > 25 nudos y < 35 nudos | Amanecer a Atardecer |
| Cerrado – Se requiere soltar amarras | > 35 nudos | N/A |

Abierto: Sin limitaciones en el amarre o desconexión

Restringido: No se permite normalmente amarre a ninguna embarcación. Una embarcación que ya esté atracada puede continuar las operaciones de transferencia sobre la base que el capitán y el Gerente de la Microterminal de Gas Natural o su persona asignada considere que es seguro y adecuado hacerlo.

Cerrado: No se permite el amarre a ninguna embarcación en estas condiciones. Una embarcación que ya esté atracada puede requerir su salida con corto aviso y deberá tener todos los sistemas listos para su salida. La decisión de desamarrar la embarcación será sobre la base de varios factores y esto se discutirá entre el piloto, el capitán y el Gerente de la Microterminal de Gas Natural o la persona asignada.

Adicionalmente, la Microterminal de Gas Natural puede consumir todo el GNL disponible en los tanques de almacenamiento además de detener el suministro si es necesario, con el propósito de desocupar los tanques de almacenamiento en anticipación a la llegada de un huracán. Dado que la FSU se encuentra en las inmediaciones del puerto, sería posible reanudar operaciones relativamente rápido una vez que el huracán ha pasado.

- **Vulcanismo**

Aunque en México hay un número considerable de volcanes (más de 2,000), la mayoría se encuentran inactivos y en realidad son pocos los que aún presentan cierta actividad interior.

Los volcanes activos más importantes en el interior de territorio nacional son:

1. El Popocatepetl, entre los estados de México, Puebla y Morelos.
2. El Chichón o Chichonal, en el estado de Chiapas.
3. El Tacaná, en el estado de Chiapas y en frontera con la república de Guatemala.
4. Los Humeros, en los estados de Puebla y Veracruz.
5. El Pico de Orizaba, en los estados de Puebla y Veracruz.
6. San Martín Tuxtla, en el estado de Veracruz.
7. El Volcán de Colima, en la frontera de los estados de Jalisco y Colima.
8. El Paricutín, en el estado de Michoacán
9. El Jorullo, en el estado de Michoacán.
10. Tres Vírgenes, en el estado de Baja California Sur.
11. El Bárcena, en las Islas Revillagigedo.
12. Everman, en las Islas Revillagigedo.
13. Ceboruco, en el estado de Nayarit.
14. Sangagüey, en el estado de Nayarit.

15. La Primavera, en el estado de Jalisco.

16. El Xitle, en la Ciudad de México.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP



Figura 5 Volcanes activos en México (Fuente: CENAPRED)

De acuerdo con la figura anterior, en el sitio del proyecto no existe actividad volcánica.

- **Fallas y fracturas geológicas**

Una falla es la ruptura de la corteza en donde ha habido desplazamiento entre los bloques y pueden ser: falla normal, inversa, lateral inversa y rotacional. La falla normal, también llamada directa o de gravedad, se caracteriza porque el plano de falla cruza hacia el lado hundido. Se genera como respuesta esfuerzos distensivos. La superficie a lo largo de la cual se produce el movimiento es la superficie o plano de falla.

En el caso de la fractura, aunque se presenta la ruptura en la corteza no se registran desplazamientos.

En el área del Proyecto no existen reportes de fallas o fracturas.

b. Instalaciones

Las instalaciones principales con que contará la Microterminal de Gas Natural son las siguientes:

Instalaciones marinas

- Puente de acceso
- Plataforma de descarga
- Duque de alba de atraque con defensa
- Torre de manguera
- Torre de manguera (futura)
- Duque de alba de amarre con gancho de liberación rápida

Instalaciones terrestres

- Tanques de almacenamiento de GNL
- Módulo de bomba de vaporizador de alta presión
- Módulo de bomba de carga de tanques ISO
- Módulo de medición
- Generador de N₂ extraído del aire
- Área de llenado de tanques ISO
- Área de almacenamiento de tanques ISO
- Área de retención
- Torre de agua
- Área de circulación/maniobras
- Caseta eléctrica/centro de Control de motores
- Caseta de guardia

A continuación, se muestran estas instalaciones en el arreglo general de la planta y en el **Anexo 2** se presenta el plano correspondiente.

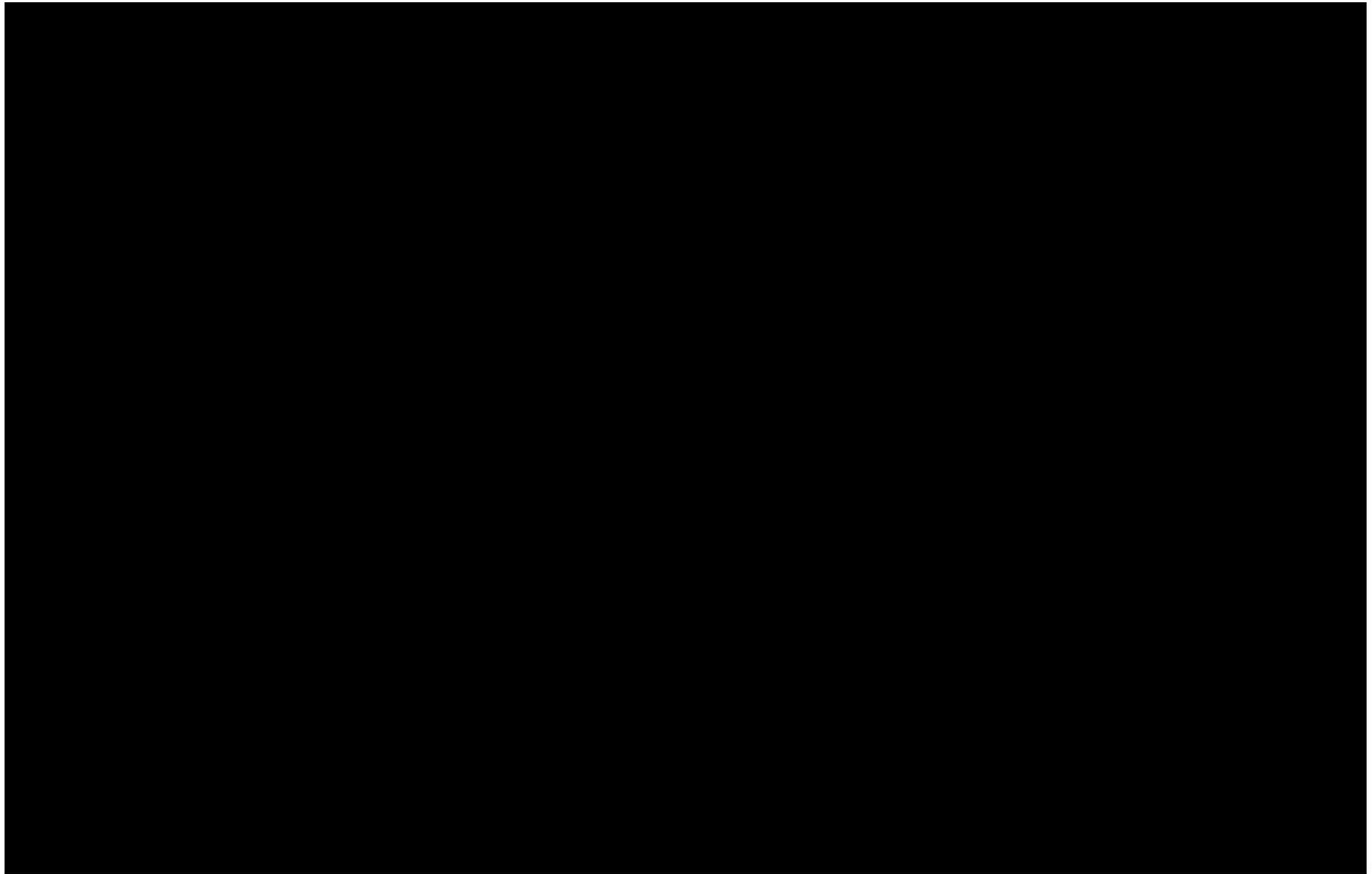


Figura 6 Arreglo general de la Microterminal de Gas Natural

c. Normas utilizadas en el proyecto

El diseño de la Microterminal de Gas Natural, tomará como estándar base la NOM-013-SECRE-2012, requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

En particular, el diseño de la terminal contemplará la primera parte de la norma, la cual aplica a las terminales de almacenamiento de GNL con instalaciones fijas en tierra firme. Adicionalmente y como complemento se utilizarán las siguientes normas nacionales y estándares internacionales. Adicionalmente, se seguirán las mejores prácticas de ingeniería aplicables al Proyecto.

Tabla 4 Normas Oficiales aplicables

| Norma | Título | Aplicación |
|----------------------------------|---|--|
| NOM-001-SECRE 2010 | Especificaciones del GN | Ingeniería de proceso (diseño de proceso) Control ambiental del proceso |
| NOM-002-STPS-2010 | Condiciones de seguridad-prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo. | Ingeniería de seguridad y conraincendios |
| NOM-085-SEMARNAT-2011 | Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. | Control ambiental del proceso |
| NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 | Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental. | Control ambiental del proceso |
| NOM-093-SCFI-1994 | Válvulas de relevo de presión (Seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce | Ingeniería de seguridad y conraincendios |

Tabla 5 Normas Mexicanas aplicables

| Norma | Título | Aplicación |
|---------------------|--|---|
| NMX-X-031-SCFI-2017 | Industria del gas-válvulas de paso. Especificaciones y métodos de prueba | Ingeniería de tuberías Ingeniería mecánica |
| NMX-X-032-SCFI-2013 | Industria del gas. Reguladores para gas natural-especificaciones y métodos de prueba | Ingeniería de tuberías Ingeniería mecánica |

Tabla 6 Normas NFPA aplicables

| Norma | Título | Aplicación |
|--------------|---|---|
| NFPA 59A | Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) | Ingeniería de proceso Ingeniería de instrumentación y control Ingeniería de seguridad y conraincendios Ingeniería de tuberías Ingeniería mecánica |

d. Bases de diseño

A continuación, se presentan las bases de diseño utilizadas en el proyecto, las cuales toman en cuenta las características y susceptibilidad del sitio a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos, descritos en la sección a:

I.1.1 Proyecto civil

Las estructuras y cimentaciones de equipos, tanques, estructuras de soporte y edificios, cumplirán con los siguientes criterios de diseño civiles/estructurales.

I.1.1.1. Concreto

Los materiales de concretos y los métodos de proporcionar, de mezcla, de transporte, de formación, de colocación, de curado y de prueba estarán de acuerdo con la última edición de los estándares siguientes:

- ACI 304R Guía para medir, mezclar, transportar y colocar el hormigón.
- ACI 301 Especificaciones para el hormigón estructural de edificios.

Resistencia del concreto

Generalmente la resistencia a la compresión en 28 días del concreto será tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7 Resistencia a la compresión del concreto

| Instalación | Fuerza Compresiva (KPA) |
|--|--------------------------------|
| Estructuras | 240 |
| Fundaciones | 240 |
| Pozo de acceso, cajas de drenaje y paredes | 240 |
| Pavimentación/losa en grado | 240 |
| Terraplén de hormigón pobre | 95 |

Cemento

Conforme al cemento Portland Tipo II de ASTM C150. Las cenizas volantes se pueden añadir según lo recomendado por el consultor del especialista para que las secciones concretas gruesas minimicen el calor de hidratación.

Acero de refuerzo

Las barras de acero de refuerzo serán acero billet conforme al ASTM A615 Grado 60. La tela soldada de alambre de acero será conforme a ASTM A185, para los diámetros de alambre 3 mm y mayores. El alambre de lazo será conforme a ASTM A82.

Pernos de anclaje

Los pernos de anclaje serán conforme al ASTM F1554 Grado 55, con rosca gruesa American Standard, arandela y tuerca hexagonal. Las tuercas serán conforme a ASTM A563 y arandelas ASTM F436 Tipo 1 arandela de acero templado. Donde se requiera, los materiales de perno para estructuras sin calentamiento serán especificados con la resistencia de impacto requerida en la temperatura especificada.

Acero encajado

Las formas laminadas y las chapas se ajustarán al mínimo de ASTM A36.

I.1.1.2. Cimentaciones

El diseño de cimentaciones de poca profundidad deberá considerar estabilidad, capacidad de sustentación, y asentamiento. El asentamiento diferencial permisible será limitado a aproximadamente $L/500$ entre módulos.

I.1.1.3. Acero estructural

Los miembros de acero serán diseñados usando métodos de diseño por tensión admisible o de la resistencia permisible, como sea apropiado para el tipo del miembro.

Miembros tubulares se diseñarán siguiendo API RP 2A, y otros miembros de acero serán diseñados siguiendo AISC, Especificación para Edificios de Acero Estructural, 14ta edición.

I.1.1.4. Edificio de operaciones

El edificio de operaciones consistirá en una sala de control principal, oficina de trabajo, sala de descanso y lavabos. Para facilitar el acceso de cables por entrada inferior, se prefieren estructuras eléctricas elevadas. Las estructuras estarán diseñadas para proporcionar una altura libre mínima de 1 metro debajo de las estructuras de soporte del piso. El edificio de operaciones alojará el equipo de control centralizado que puede incluir cualesquiera de los siguientes:

- PLC del control de proceso y paneles de control
- Interfaz de máquina humano, monitor del operador y sistemas de control
- Estantes de comunicación y sistemas de interfaz
- Sistemas de comunicación telefónica y de datos
- Impresora
- Paneles eléctricos
- Sistema de aire acondicionado
- Mesa de dibujo y sillas
- Escritorio del gerente y gabinete de archivo de planos y manuales de operación y mantenimiento
- Ventana de cajero para transacciones con el público general/camiones de GNL
- Lavabos, duchas y vestuarios de personal con armarios para artículos personales

En la siguiente figura se muestra el edificio de operaciones:

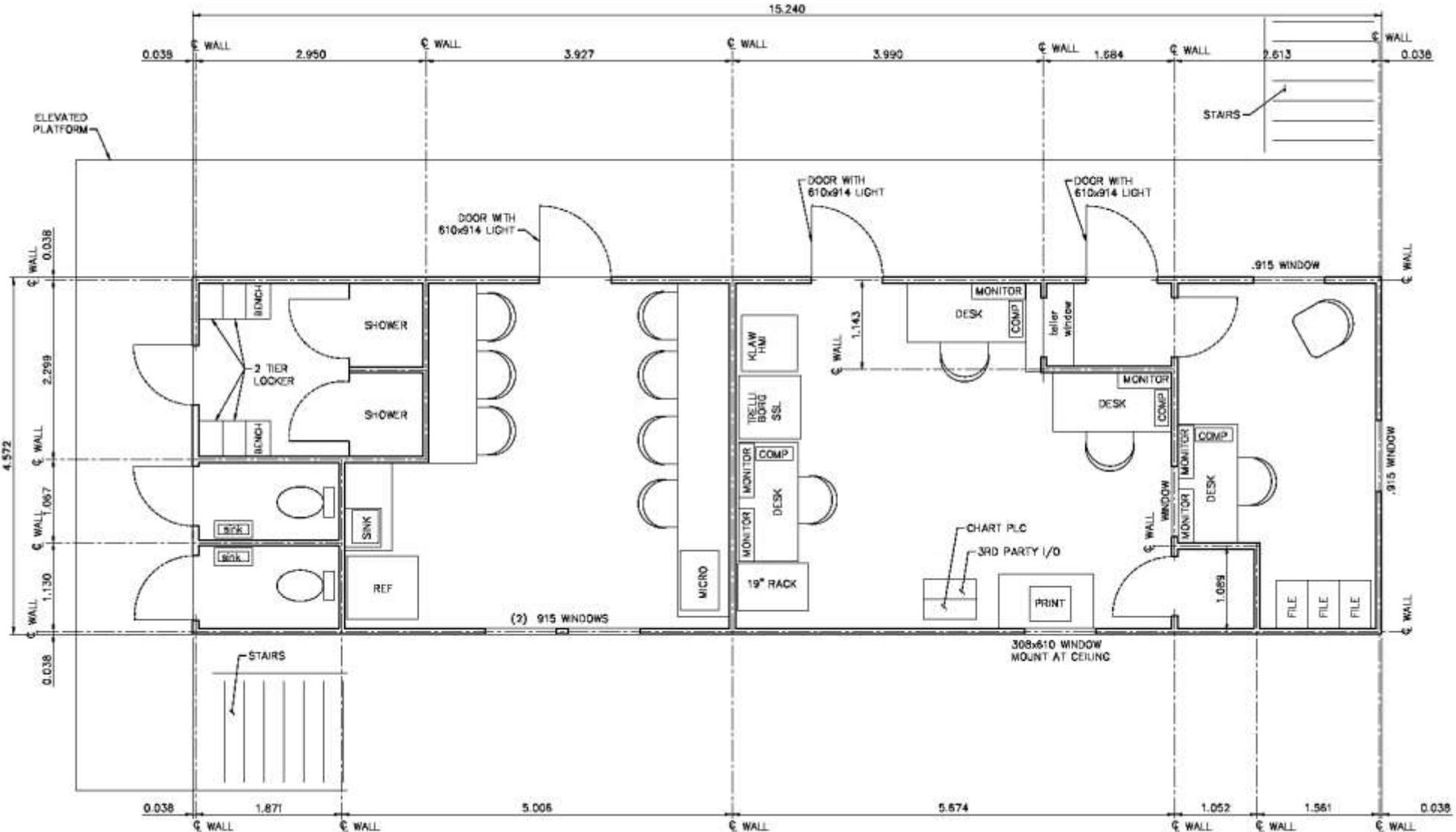


Figura 7 Edificio de operaciones

I.1.1.5. Edificio Eléctrico (Ehouse)

El edificio eléctrico tendrá un mínimo de dos puertas de acceso de personal situadas en los extremos contrarios del cuarto. Para facilitar el acceso de cables por entrada inferior, se prefieren estructuras eléctricas elevadas. Las estructuras estarán diseñadas para proporcionar una altura libre mínima de 1 metro debajo de las estructuras de soporte del piso. El edificio eléctrico alojará los equipos de distribución centralizados de energía eléctrica que pueden incluir cualesquiera de los siguientes:

- Centro de control de motores (CCM)
- Accionamientos de velocidad variable (VFD)
- Transformadores de potencia y de iluminación
- Tableros de bajo voltaje
- Interruptor automático de transferencia
- Baterías y cargador de baterías
- Procesador de sistema de control de máquinas y estantes de interfaz I/O
- Calefacción eléctrica de espacio, iluminación, tomacorrientes, alumbrado de emergencia, sistema de alimentación ininterrumpida
- Mesa de dibujo y sillas
- Gabinete para archivo de planos y manuales de operación y mantenimiento

En las siguientes figuras se muestra el edificio eléctrico:

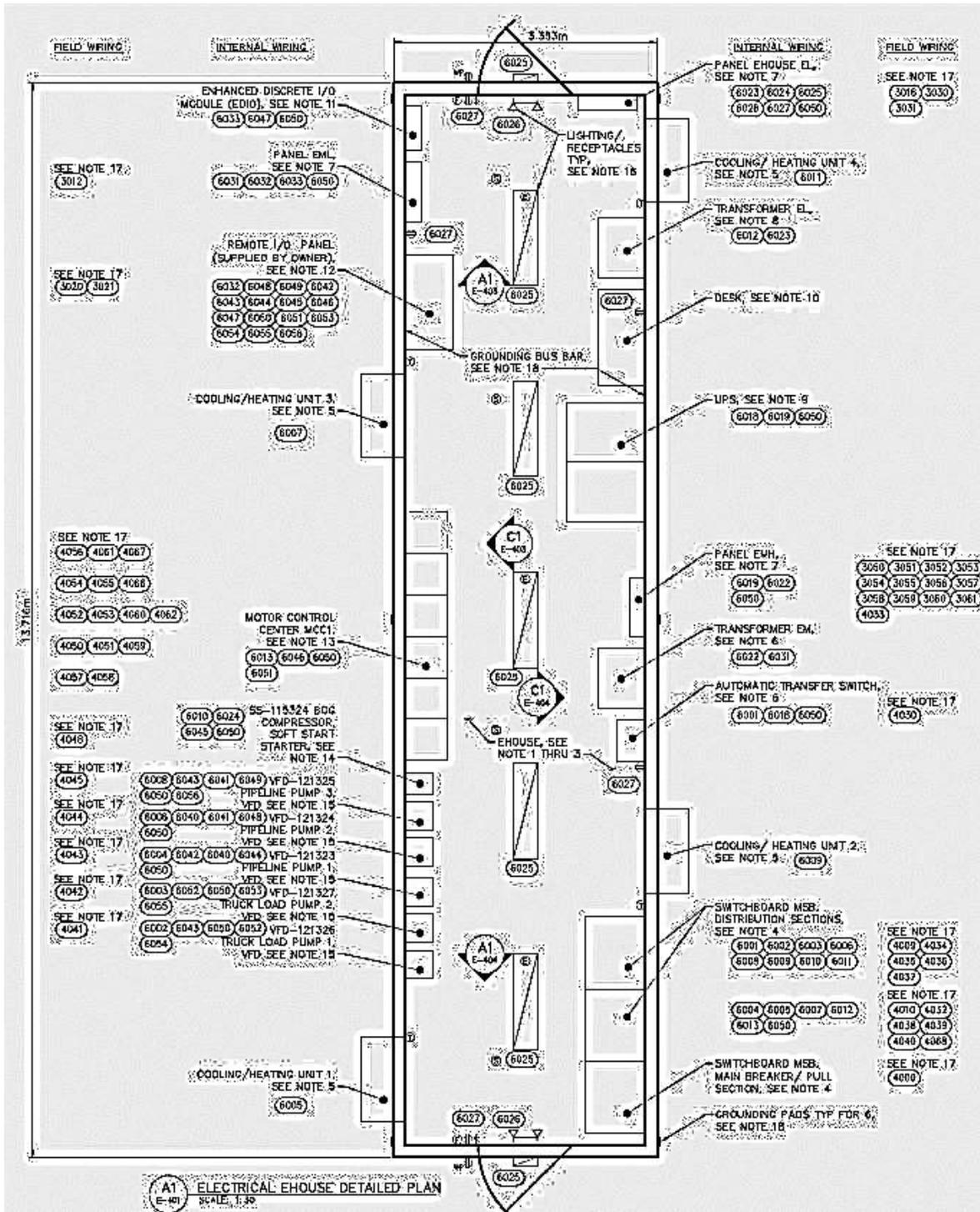
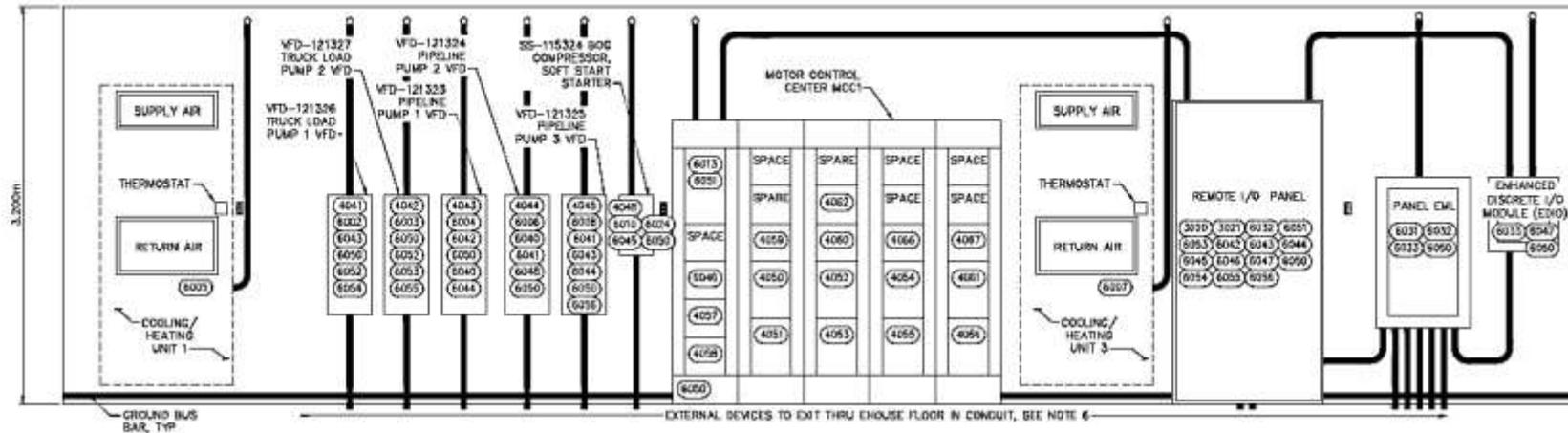
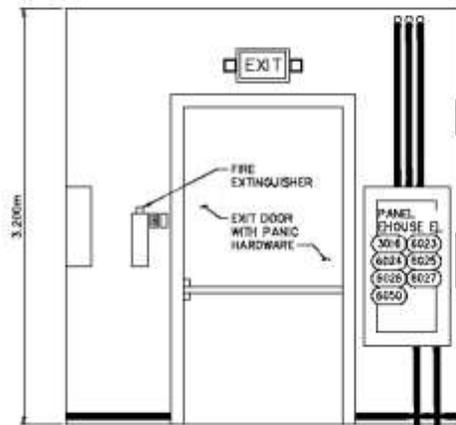


Figura 8 Edificio eléctrico



C1 ELEVATION - ELECTRICAL EHOUSE WALL
SCALE: 1:20



A1 ELEVATION - ELECTRICAL EHOUSE WALL
SCALE: 1:20

NOTES

1. REFER TO SPECIFICATIONS AND SHEETS E-001, E-002, E-401, E-402, E-404, E-601, AND E-602 FOR ADDITIONAL INFORMATION RELATED TO THIS DRAWING.
2. PROVIDE MAXIMUM DISTANCE BETWEEN EQUIPMENT TO COMPLY WITH MANUFACTURERS RECOMMENDATIONS, OSHA, AND NATIONAL ELECTRICAL CODE REQUIREMENTS.
3. THIS IS A RECOMMENDED LAYOUT FOR THE EHOUSE MANUFACTURER. ALTERNATE LAYOUTS MAY BE PROPOSED TO ENGINEER. APPROVAL IS REQUIRED PRIOR TO ACCEPTANCE OF ALTERNATE LAYOUT.
4. CABLE TRAY AND TC RATED WIRE FOR INTERNAL EHOUSE WORKS MAY BE SUBSTITUTED FOR CONDUIT WITH ENGINEER APPROVAL.
5. PROVIDE AN INTERNAL COPPER GROUNDING BUS BAR ALONG EHOUSE WALLS FOR GROUNDING OF ALL INTERNAL ELECTRICAL GEAR. GROUND BUS BARS TO EHOUSE STRUCTURAL AND CONNECT ALL GROUND BUS BARS TOGETHER.
6. PROVIDE PENETRATIONS THRU FLOOR OF EHOUSE FOR CONDUITS NOTED TO LEAVE EHOUSE, REFER TO CABLE SCHEDULE. PENETRATIONS SHALL BE DESIGNED FOR WATERPROOF SEALING.

Figura Edificio eléctrico (continuación)

I.1.2. Proyecto mecánico

La terminal de GNL contará con tres tanques para almacenamiento de GNL, con las siguientes especificaciones:

Tabla 8 Especificaciones de los tanques de almacenamiento

| Tag | Equipo | Capacidad | Especificaciones |
|--------------|---------------------------------|--------------------|--|
| 0005-V-0002A | Tanque de almacenamiento de GNL | 315 m ³ | Acero inox., Aislamiento: chaqueta de vacío Tamaño: 4,200 mm ID x 28,000 mm H/H |
| 0005-V-0002B | Tanque de almacenamiento de GNL | 315 m ³ | |
| 0005-V-0002C | Tanque de almacenamiento de GNL | 315 m ³ | |

I.1.3. Proyecto sistema contra incendio

El proyecto sistema contra incendio, está basado en los criterios establecidos en NFPA 59A Norma para la producción, almacenamiento y manejo del gas natural licuado, Capítulo 12. Protección contra incendios y seguridad integral.

I.1.3.1. Sistemas portátiles

Los extintores portátiles o móviles serán utilizados para incendios de gas. Estos equipos estarán disponibles en ubicaciones estratégicas, como se determine de acuerdo con los requisitos de NFPA 10.

Los extintores portátiles manuales de polvo químico seco tendrán capacidades nominales mínimas del agente de 20 libras (9 kilogramos) o mayor y tendrán una capacidad mínima de descarga de agente de 1 libra/segundo (0.45 kg/seg). Para las zonas de peligro de la instalación donde haya riesgo mínimo de incendios clase "A", se recomiendan extintores secos con químico basado en bicarbonato de potasio. Los extintores portátiles con ruedas de polvo químico seco tendrán capacidades nominales mínimas del agente de 125 libras (56.7 kilogramos) o mayor y tendrán una capacidad mínima de descarga de agente 2 libras/segundo (0.90 kg/seg).

I.1.3.2. Sistemas fijos

No habrá un sistema fijo para esta instalación. Todo el equipo de extinción de incendios tendrá la capacidad de ser trasladado a la propiedad, permitiendo la acción en cualquier lugar posible, en cualquier momento.

I.1.3.3. Sistemas auxiliares

Las áreas, incluyendo los edificios que pueden tener presencia de GNL o de derrames inflamables y fuego, serán monitoreados de acuerdo con la evaluación. Sensores de baja temperatura con monitoreo continuo y sistemas de detección de gas inflamable sonarán una alarma en la planta y en un sitio permanentemente atendido. Los sistemas de detección de gas inflamable activarán una alarma audible y visual en un nivel no más de 25 por ciento del límite inflamable más bajo del gas o del vapor que es monitoreado. Los detectores de incendios activarán una alarma en la planta y en una ubicación constantemente atendida.

Además, la instalación del GNL tendrá sistema(s) de paro de emergencia (ESD) para aislar o para apagar una fuente de GNL, de líquidos inflamables, de refrigerante inflamable, o de gases inflamables, y para apagar equipos cuya operación continua podría añadir a o sostener una emergencia.

Los operadores de la instalación prepararán y ejecutarán un programa de mantenimiento para todo el equipo de protección contra incendios de la planta. La ropa protectora para protección contra los efectos de exposición al GNL se hará disponible y accesible fácilmente en la instalación.

El personal que esté involucrado en actividades de respuesta a emergencias será equipado con ropa y equipo protectores y serán entrenados de acuerdo con NFPA 600, estándar de los departamentos de bomberos industriales. Por lo menos tres indicadores de gas inflamable portátiles se estarán disponibles fácilmente al equipo de operaciones.

I.1.3.4. Inventario y ubicación del sistema contra incendio

Para la instalación, se contará con diez extintores de gran tamaño de Purple K de 125 lb, y se contará con veinte extintores de mano de 20 lb. Esto equivale a un total de 1,650 libras de agente de extinción Purple K. Para los contenedores de GNL, se contará con tres extintores Purple K de 125 lb, uno para cada contenedor. Para el tanque de agua caliente, se contará un extintor Purple K de 125 lb. Para la estación de carga de camiones, con dos extintores Purple K de 125 lb, uno para cada unidad de carga. Para el sistema de transferencia de tanque a tanque, se contará con dos extinguidores Purple K de 125 lb, uno por cada tubo de transferencia. Para los sistemas de bombeo, se contará con dos extintores Purple K, uno para cada conjunto de bombeo. Para cada extintor grande de 125 lb, se contará con uno de 20 lb. Además, cuatro extintores de 20 lb se colocarán en la sala de control, cuatro en la ubicación de reunión y dos en el área de estacionamiento.

1.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

a. Proceso

a.1. Descarga de GNL

Cuando el Buque transportador de GNL este posicionado junto al atracadero en el puerto, utilizará las bombas GNL a bordo para transferir el GNL a los tanques de almacenamiento en tierra y al equipo de proceso. El GNL pasará por el colector buque-a-tierra vía mangueras flexibles, criogénicas, y fluirá a los tanques de almacenamiento de GNL. El gas de vapor (BOG) generado durante la operación de descarga será devuelto al Buque transportador de GNL para ser consumido por el mismo. La bomba GNL en el Buque transportador de GNL transferirá típicamente el GNL a tierra a una tasa de hasta 250 m³/h y una presión aproximada de 7 bar.

El GNL se descargará por medio de mangueras de carga criogénica de 8". Una manguera criogénica de 8" adicional transferirá vapor entre el Buque transportador de GNL y tierra. Se utilizarán empalmes de tipo "dry-break" para desconectar las mangueras del Buque transportador de GNL y tierra para evitar fugas o derrames.

a.2. Almacenamiento

El almacenamiento del GNL en tierra consistirá en tres tanques desde donde será enviado continuamente a los módulos de vaporización para proporcionar el gas natural para la central de generación eléctrica adyacente. Además, el GNL se puede bombear simultáneamente a dos estaciones de llenado de camiones de GNL. Si hay algún exceso de gas en el llenado de los tanques de almacenamiento, el mismo fluirá al quemador.

a.3. Llenado de autotanques

Las bombas de GNL a baja presión serán utilizadas para descargar el GNL a las estaciones de llenado de autotanques, las cuales serán diseñadas para llenar tanques ISO, portátiles de pared doble, en remolques. Las estaciones de llenado de los tanques ISO estarán ubicadas de manera tal que estos pueden maniobrar con seguridad dentro y fuera de la instalación. Las escalas del camión serán proporcionadas y arregladas para el uso conveniente durante el llenado de los tanques ISO. El vapor generado durante el proceso de llenado regresará a los tanques. Estas actividades se describen a continuación.

La descarga del GN será directamente a un autotanque / estación de llenado de tanques ISO dedicada.

Las estaciones de carga de autotanques estarán conectadas al cabezal de transferencia de GNL por medio de un cabezal de transferencia de acero inoxidable de 6". Las bombas se proporcionarán para los patines de carga de los tanques ISO. Estas bombas son bombas pequeñas de refuerzo y se deberá tomar en cuenta las pérdidas por fricción en el sistema. Los muelles de carga de tanques ISO deberán tener una distancia mínima de 25' de separación y 50' mínimo desde el equipo de proceso. La carga de tanques está diseñada para llenar tanques portátiles ISO de doble pared de 10,700 galones (40.5 m³) de capacidad en tráileres.

El sistema de carga de camiones tiene las siguientes especificaciones.

Tabla 9 Especificaciones del sistema de carga de camiones

| Especificaciones del Sistema de Transferencia - Carga | |
|--|---|
| Diseño del Tamaño de Carga de Autotanque GNL | 10,700 gal GNL / Agua 12,100 gal |
| Capacidad del Diseño de Carga | 88% completo @ una configuración de válvula de liberación de 70 psig |
| Tiempo de Carga de Diseño | 45 minutos a 60 minutos (10,700 @ 200 gpm=54 min) |
| Presión Mínima de Carga de Autotanque | 60 psig (ISO Tanque MAWP es 112 psig) (@ en una configuración de 70 psig para carga, @112 psig para descarga) |
| Número de Muelles de Carga de Autotanques | 2 muelles para autotanque / contenedor ISO |
| Capacidad Mínima del Tambor KO de Drenado GNL | 3 volúmenes de manguera |
| Conexión de Brida de Manguera de Líquidos | 3" |
| Conexión de Brida de Manguera de Retorno de Vapor | 2" |

a.4. Sistema de regasificación

El GNL de los tanques de almacenamiento se alimenta directamente a la entrada de las bombas de GNL, utilizando tuberías aisladas para evitar que el GNL se caliente lo más posible. Las válvulas automatizadas en los tanques de almacenamiento se abrirán o cerrarán según sea necesario para mantener un flujo constante de los tanques a las bombas. Una línea de recirculación permite que el GNL regrese a los tanques si es necesario. Los sensores de presión y nivel de líquido en el tanque proporcionan controles de retroalimentación para el proceso.

El objetivo principal de las bombas es aumentar la presión de suministro del GNL. El GNL descargado, ahora impulsado a una presión que oscila entre 600 y 700 psig, fluirá a través de tuberías no aisladas hacia las unidades de vaporización (vaporizadores) donde el GNL se calentará y cambiará a fase gaseosa. Las bombas son, en todo momento, continuamente monitoreadas asegurando operaciones de calidad. La presión diferencial entre la entrada de la bomba y su salida indica el funcionamiento correcto de las bombas. Dos bombas operan en una filosofía principal / de respaldo, lo que significa que solo una bomba se utiliza para suministrar el proceso, mientras que la otra espera en modo de espera, lista para tomar el control cuando sea necesario.

Las unidades de vaporización proporcionan calor al GNL, lo que hace que se convierta en fase gaseosa. Los intercambiadores de calor de carcasa y tubos, utilizan una mezcla de agua y glicol de etileno de 60/40 (por volumen), para calentar las tuberías que contienen GNL. Esta mezcla fluye en un circuito que está integrado con la central eléctrica. Esta mezcla de agua y glicol de etileno fluye a un paquete de refrigeración por aire de entrada, para aumentar la eficiencia de combustión de la turbina de gas en la central eléctrica. La mezcla calentada de agua y glicol de etileno retorna entonces a la unidad de vaporización del GNL para repetir el circuito.

Si la temperatura de la mezcla de agua con glicol de etileno que retorna de la central eléctrica es demasiado baja, el líquido pasa a través de un tambor de expansión con serpentines de calentamiento. Los serpentines de calentamiento utilizarán gases calientes de combustión de un calentador de gas natural para calentar la mezcla, y después los descargan a la atmósfera. La fuente de combustible para el calentador de gas natural es GNL vaporizado. Este GNL será vaporizado por un vaporizador ambiente usando aire como medio de calentamiento.

Se tiene 100% de redundancia, lo que permite la reparación o el mantenimiento de una unidad, mientras que la otra está en funcionamiento en un estilo principal / de respaldo.

Una vez vaporizado, el gas natural está listo para el suministro a las turbinas. El gas que se descarga de las unidades de vaporización pasa a través de un sistema de medición, donde la composición, la temperatura, la presión y el caudal se controlan continuamente para garantizar operaciones suaves y estables.

Las condiciones de operación en esta etapa son las siguientes:

- Presión de bombeo de GNL 650-700 psig
- Temperatura del suministro de gas 35 F
- Presión de suministro de gas 650-700 psig
- Caudal de suministro de gas 750,000-1,000,000 SCFH

Durante el arranque y estabilización del proceso, todas las tuberías y equipos asociados con las bombas de GNL deben enfriarse a temperaturas criogénicas. Esto se realiza lentamente de manera controlada, haciendo circular el GNL desde los tanques a través de las bombas y de nuevo a los tanques (sin operar las bombas por sí mismos). Una vez que se alcancen las temperaturas criogénicas, las bombas aumentarán lentamente hasta la capacidad de operación, verificando su integridad y estado. Las bombas permanecerán en modo de recirculación hasta que las unidades de vaporización estén listas. Para preparar las unidades de vaporización, el fluido de calentamiento se calienta a las temperaturas apropiadas (por encima de 24 C) utilizando un tanque de calentamiento. Una vez que el fluido esté caliente, será recirculado a través de los intercambiadores de calor de carcasa y tubos en preparación para el suministro de GNL. A continuación, el GNL de las bombas se transfiere a los intercambiadores de calor de tubos y carcasa, proporcionando suministro de gas y presión para que las turbinas inicien su secuencia de arranque.

Una vez en estado de operaciones, una sala de control con personal capacitado, monitorea cada instrumento y pieza de equipo en la instalación. Múltiples pantallas de computadora en la sala de control muestran diversos datos, que pueden comunicarse al equipo de servicio de campo según sea necesario para las operaciones y el mantenimiento. Los dispositivos de radio se utilizan para comunicarse en tiempo real entre el personal de la sala de operaciones y el personal de servicio de campo. El principal medio de control del sistema son los algoritmos de la computadora, y los operadores de la sala de control le dan un control secundario (que tiene la capacidad de manipular las condiciones de operación mediante los botones de la computadora). El mecanismo de control terciario es el personal de servicio de campo, que tiene la capacidad de activar los botones de apagado manual y cerrar las válvulas manualmente. Los informes diarios de los empleados proporcionan información a los equipos de ingeniería y ejecutivos sobre el estado de las instalaciones operativas.

Con la redundancia de ingeniería incorporada existente en toda la instalación, los equipos pueden cambiarse "sobre la marcha", lo que significa que no se esperan interrupciones en las operaciones normales. Los ejemplos incluyen bombas de respaldo, vaporizadores de respaldo y sensores de respaldo. Tener conjuntos completos de sistemas de respaldo mejora en gran medida la seguridad y confiabilidad de la instalación en general.

Las paradas son normales o de emergencia. Ambos tipos de paradas ocurren de tal manera que maximizan la seguridad. Las paradas de ambos tipos darán como resultado un entorno seguro para el análisis y la respuesta. El flujo de hidrocarburos se apagará. Durante el apagado normal, se sigue un procedimiento estándar para proteger mejor el equipo. Durante un apagado de emergencia, el proceso está diseñado para proteger mejor a las personas y al medio ambiente.

Los apagados se realizan de tres maneras: apagado iniciado por computadora, apagado iniciado por el operador de control, y apagado por personal de campo. En un apagado iniciado por computadora, la detección automática de una condición insatisfactoria transmite señales a la computadora de que debe producirse un apagado. No hay bypass ni anulación para dicho cierre. El objetivo es proteger a las personas, el medio ambiente, y las instalaciones. Esta es una característica automatizada del sistema. Para el apagado del operador de control, los operadores humanos han determinado que el sistema necesita apagarse por una razón u otra, y comunicarán a toda la instalación que dicho cierre debe tener lugar. Todos los empleados seguirán su entrenamiento estándar para realizar una parada segura. El objetivo es proteger el equipo y las instalaciones, así como a las personas. El cierre final por personal de campo, se produce cuando un técnico del personal de campo determina que es necesario un cierre inmediato y realiza un cierre manual de la instalación. Por lo general, el cierre se producirá sin la necesidad de comunicar el cierre a la sala de control de operaciones hasta que se haya completado el cierre seguro.

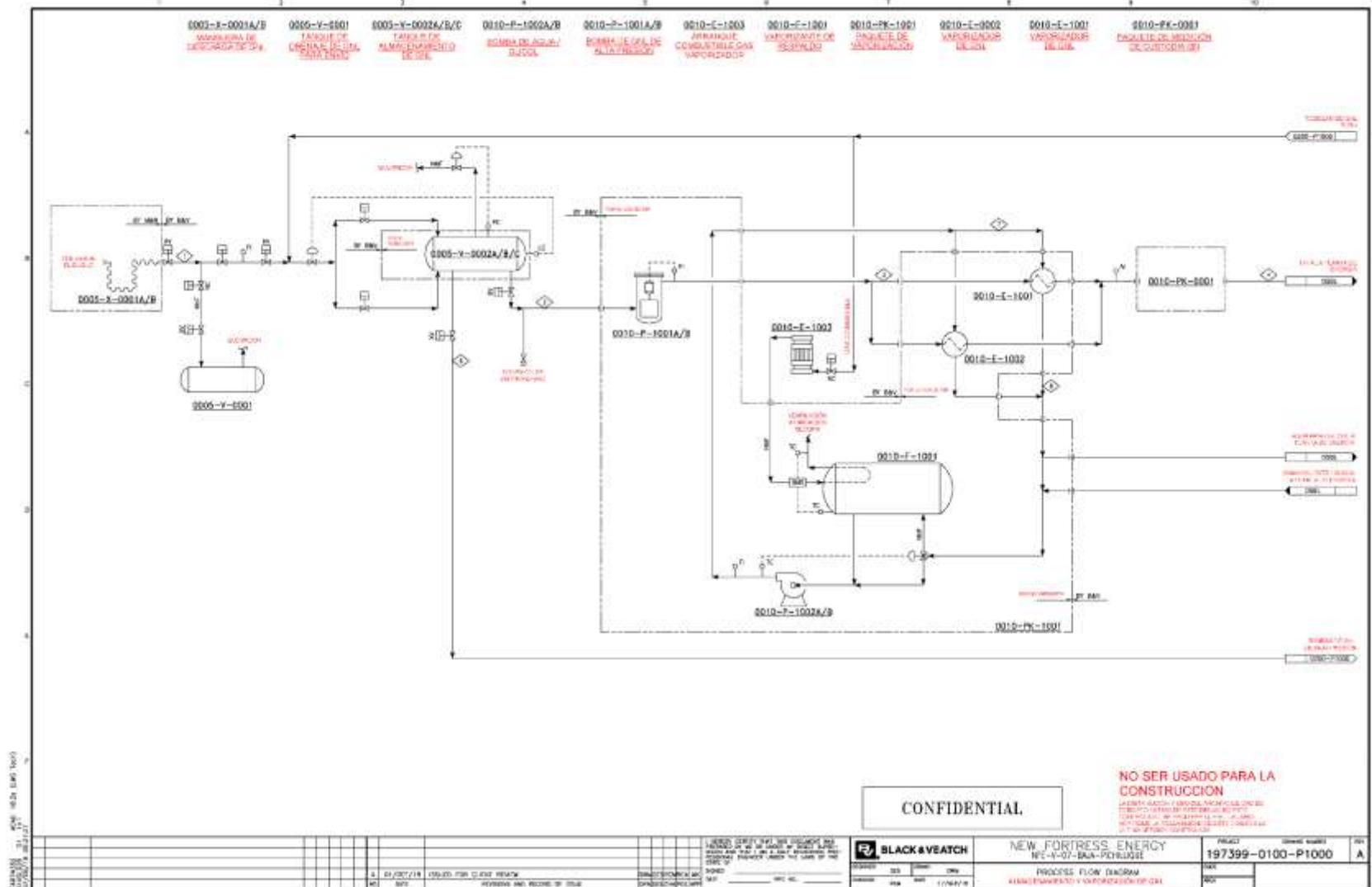


Figura 9 Diagrama de flujo de proceso

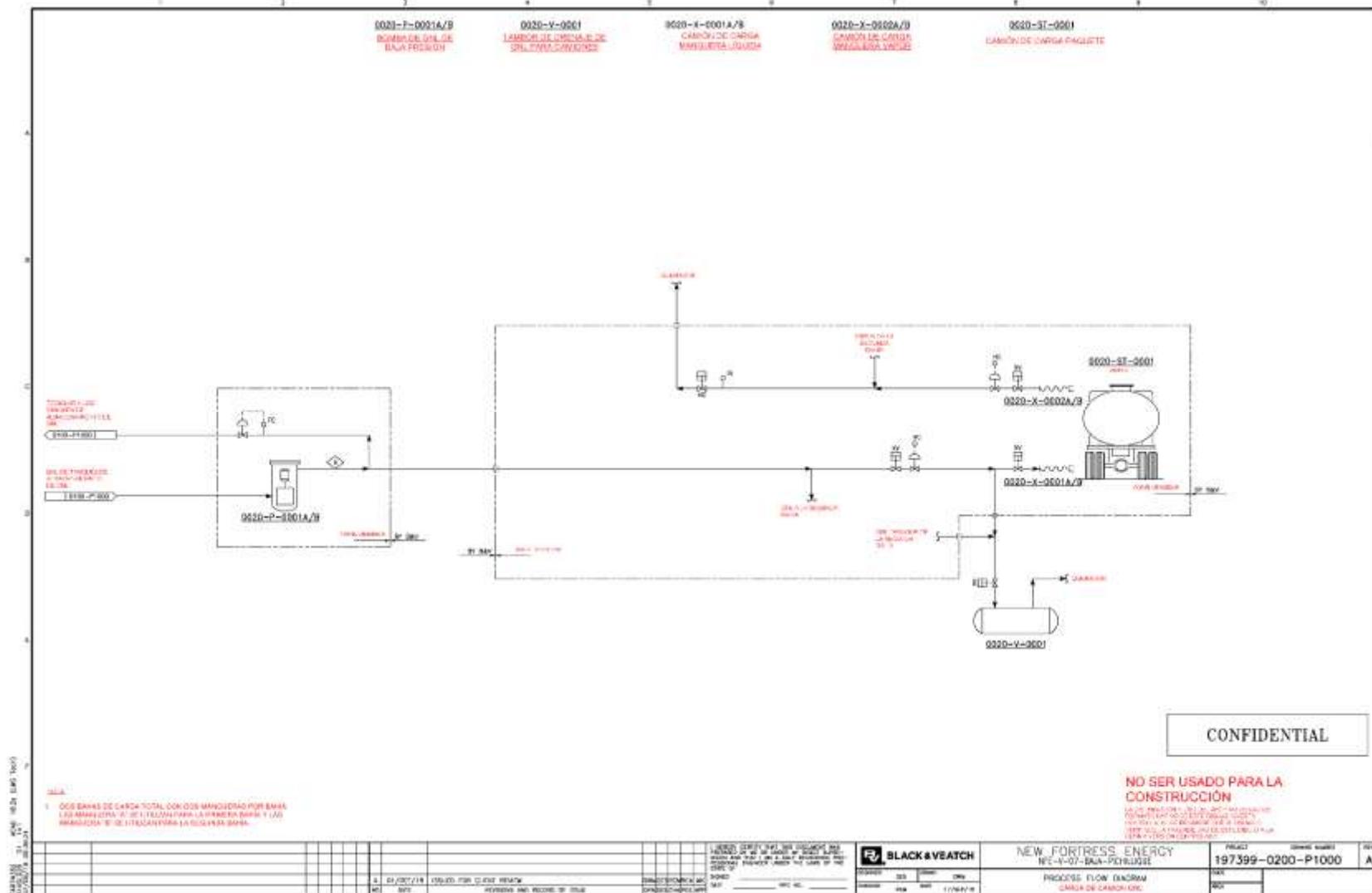


Figura 10 Diagrama de flujo de proceso (Continuación)

b. Materias primas y auxiliares, productos y subproductos

En la siguiente tabla se muestran las sustancias que se utilizarán para la operación de la Microterminal de Gas Natural; así como las cantidades de reporte de los insumos que se incluyen en los listados de actividades altamente riesgosas, emitidos por la Secretaría de Gobernación (DOF, 1992).

Tabla 10 Sustancias utilizadas en el proceso

| Sustancia | Cantidad máxima almacenada | Cantidad de reporte | Tipo de almacenamiento |
|---------------------|---------------------------------------|---------------------|---|
| Gas natural licuado | 945 m ³ (405,000 kg kg) | 500 kg | 3 tanques de 350 m ³ de cap. geom. (315 m ³ cap. real) |
| Glicol de etileno | 58.7 m ³ | -- | 1 tanques de 58.7 m ³ |

Como se observa en la tabla anterior, la máxima cantidad almacenada de gas natural licuado, rebasa la cantidad de reporte establecida en el segundo listado de actividades altamente riesgosas.

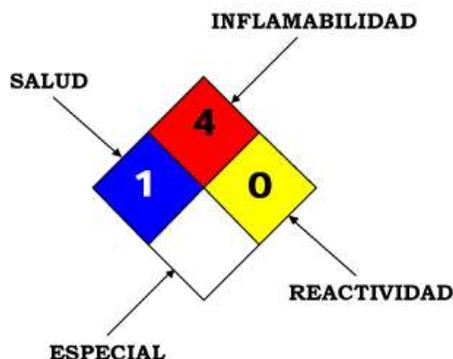
En la siguiente tabla se muestran las composiciones esperadas del GNL que será suministrado.

Tabla 11 Composición del GNL entregado

| Componente | Puro (mol %) | Normal (mol %) | Rico (mol %) |
|---------------------------|--------------|----------------|--------------|
| Nitrógeno | 0.02 | 0.31 | 0.07 |
| Dióxido de carbono | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Metano | 97.04 | 93.29 | 88.45 |
| Etano | 2.50 | 6.31 | 7.70 |
| Propano | 0.36 | 0.08 | 2.89 |
| iso-Butano | 0.04 | 0.00 | 0.37 |
| N-Butano | 0.04 | 0.01 | 0.49 |
| iso-Pentano | 0.00 | 0.00 | 0.03 |
| Peso molecular | 16.53 | 16.99 | 18.32 |
| HHV (kJ/Sm ³) | 38.765 | 39.518 | 42.364 |
| LHV (kJ/Sm ³) | 34.935 | 35.643 | 38.296 |

I.2.1. Hojas de seguridad

De acuerdo con las hojas de datos de seguridad, el gas natural presenta las siguientes características.



Las características de las categorías de riesgo anteriores, se describen de la siguiente manera:

Salud 1. Ligeramente peligroso

Irritación o posible lesión reversible. Ligeramente irritante, reversible dentro de siete días.

Inflamabilidad 4. Extremadamente inflamable

Sustancias que vaporizan rápida o completamente a presión atmosférica y a temperatura ambiente normal o que se dispersan con facilidad en el aire y que arden fácilmente.

El gas natural es más ligero que el aire (su densidad relativa es 0.61, aire = 1.0) y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna.

En el **Anexo 3** se presenta la hoja de datos de seguridad del gas natural, en donde se especifican todas sus características, así como las medidas de seguridad aplicables para su manejo.

I.2.2. Almacenamiento

Para su operación, la Microterminal de Gas Natural contará con los siguientes tanques de almacenamiento:

Tabla 12 Tanques de almacenamiento

| Tag | Sustancia | Capacidad | Dimensiones | | Material de Construcción |
|--------------|----------------------|---------------------|---------------|---------|--------------------------|
| | | | Diam. | L o H | |
| 0005-V-0002A | Gas natural licuado | 30,000 gal | 4.2 m | 28 m | Acero inox. |
| 0005-V-0002B | Gas natural licuado | 30,000 gal | 4.2 m | 28 m | Acero inox. |
| 0005-V-0002C | Gas natural licuado | 30,000 gal | 4.2 m | 28 m | Acero inox. |
| 0030-TK-0001 | Glicol de etileno | 58.7 m ³ | 3.65 m | 6.3 m | HDPE |
| 0030-TK-0002 | Agua desmineralizada | 58.7 m ³ | 3.65 m | 6.3 m | HDPE |
| ISO Tanque | Gas natural | 41.04 (95%) | 2.43 x 2.59 m | 12.19 m | Acero inox. |

En las siguientes figuras se muestran un tanque de almacenamiento de GNL y un tanque portátil ISO, similares a los que se instalarán en la Microterminal de Gas Natural:



Figura 11 Tanque para almacenamiento de GNL



Figura 12 Tanque portátil ISO de doble pared

La ubicación de estos tanques se muestra en el arreglo general de la planta que se encuentra en el **Anexo 2**.

I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares

En la siguiente tabla se describen los principales equipos de proceso y auxiliares, con que contará la Microterminal de Gas Natural.

Tabla 13 Principales equipos de proceso y auxiliares

| Tag | Nombre del equipo | Cantidad | Tipo | Capacidad | Tamaño | Diseño | | Materiales de Construcción |
|--|--|----------|-----------------------|--|-----------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------|
| | | | | | | Presión (barg) | Temperatura (°C) | |
| AREA 05: MANIFOLD Y ALMACENAMIENTO DE GNL | | | | | | | | |
| 0005-P-0001 | Bomba para almacenamiento de GNL | 1 | Centrifuga | | | Por el proveedor | Por el proveedor | CS |
| 0005-PM-0001 | Motor de bomba para almacenamiento de GNL | 1 | Transmisión eléctrica | | | | | |
| 0005-V-0001 | Tanque para dren de embarcación | 1 | Horizontal | | | FV / 12.8 | -180 / 66 | SS |
| 0005-V-0002A/B/C | Tanque para almacenamiento de GNL | 3 | Horizontal | 350.0 m ³ (cu.) | 4,200 mm ID x 25,000 mm T/T | FV / 8.8 | -196 / 66 | SS |
| 0005-X-0001A/B | Manguera para descarga de GNL | 2 | Manguera | | | | | |
| AREA 10: VAPORIZACION DE GNL | | | | | | | | |
| 0010-P-0001 | Bomba para vaporización de GNL | 1 | Centrifuga | | | Por el proveedor | Por el proveedor | CS |
| 0010-PM-0001 | Motor de la bomba para vaporización de GNL | 1 | Transmisión eléctrica | | | | | |
| 0010-PK-0001 | Paquete de medición de GN | 1 | Paquete | Por el proveedor | | Por el proveedor | Por el proveedor | CS |
| 0010-PK-1001 | Paquete de vaporización | - | - | | | | | |
| 0010-B-1001 | Soplador de vaporizador de respaldo | 1 | Centrifuga | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0010-BM-1001 | Motor de soplador de vaporizador de respaldo | 1 | Transmisión eléctrica | 55.9 kW (cu.) | Por el proveedor | | | |
| 0010-E-1001 | Vaporizador de GNL | 1 | Tubos y carcasa | Por el proveedor | Por el proveedor | TUBO: -. carcasa: -. | TUBO: -. SHELL: -. | TUBO: SS carcasa: CS |
| 0010-E-1002 | Vaporizador de GNL | 1 | Tubos y carcasa | Por el proveedor | Por el proveedor | TUBO: -. carcasa: -. | TUBO: -. SHELL: -. | TUBO: SS carcasa: CS |
| 0010-E-1003 | Vaporizador de arranque | 1 | Aire ambiente | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | SS |
| 0010-E-1004A/B | Bobina del vaporizador de respaldo | 1 | Sumergido | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | SS |
| 0010-F-1001 | Quemador del vaporizador de respaldo | 1 | Calentador | 7.3 MW (cu.) | Por el proveedor | 0.6 | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0010-P-1001A/B | Bomba HP de GNL | 2 | Bote vertical | 45.4 x 1.0 m ³ /h @ 46.2 bard | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | SS |

| Tag | Nombre del equipo | Cantidad | Tipo | Capacidad | Tamaño | Diseño | | Materiales de Construcción |
|--------------------------------------|--|----------|-----------------------|------------------------------|------------------|------------------|------------------|----------------------------|
| | | | | | | Presión (barg) | Temperatura (°C) | |
| 0010-PM-1001A/B | Motor de bomba HP de GNL | 2 | Transmisión eléctrica | 125 kW (ea.) | | | | |
| 0010-P-1002A/B | Bomba agua/glicol | 2 | Centrifuga | 636.0 x 1.0 m³/h @ UNK. bard | Por el proveedor | Por el proveedor | -29 / 100 | CS |
| 0010-PM-1002A/B | Motor de bomba agua/glicol | 2 | Transmisión eléctrica | 111.9 kW (cu.) | | | | |
| 0010-P-1003 | Bomba de circulación del vaporizador de respaldo | 1 | Centrifuga | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0010-PM-1003 | Motor de bomba de circulación del vaporizador de respaldo | 1 | Transmisión eléctrica | 22.4 kW | Por el proveedor | | | |
| 0010-S-1001 | Chimenea de vaporizador de respaldo | 1 | Elevado | | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | CS |
| 0010-V-1001 | Tanque del vaporizador de respaldo | 1 | Tanque | 187.3 m³ | Por el proveedor | 1 | -29 / 100 | CS |
| AREA 20: CARGA DE TANQUES ISO | | | | | | | | |
| 0020-P-0001A/B | Bomba LP de GNL | 2 | Bote vertical | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0020-PM-0001A/B | Motor de bomba LP de GNL | 2 | Transmisión eléctrica | Por el proveedor | | | | |
| 0020-P-0002 | Bomba para GNL del autotanque | 1 | Centrifuga | | | Por el proveedor | Por el proveedor | CS |
| 0020-PM-0002 | Motor de bomba para GNL del autotanque | 1 | Transmisión eléctrica | | | | | |
| 0020-ST-0001 | Estación paquete de carga de autotanque | 1 | Paquete | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0020-X-0001A/B | Manguera para liquido de la estación de carga de autotanque | 2 | Manguera | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0020-X-0002A/B | Manguera para vapor de la estación de carga de autotanque | 2 | Manguera | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0020-E-0001 | Vaporizador de purga de la estación de carga de autotanque | 1 | Aire ambiente | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0020-E-0002 | Vaporizador de retorno de la estación de carga de autotanque | 1 | Aire ambiente | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor |
| 0020-V-0001 | Tanque de dren de autotanque de GNL | 1 | Horizontal | | | FV / 9.7 | -180 / 66 | SS |

| Tag | Nombre del equipo | Cantidad | Tipo | Capacidad | Tamaño | Diseño | | Materiales de Construcción |
|---------------------------|--|----------|-----------------------|---------------------|------------------------|------------------|------------------|----------------------------|
| | | | | | | Presión (barg) | Temperatura (°C) | |
| AREA 30: SERVICIOS | | | | | | | | |
| 0030-PK-0001 | Paquete de aire de servicios | - | - | Por el proveedor | | 13.3 | 66 | CS |
| 0030-PK-0002 | Paquete de aire de instrumentos | - | - | Por el proveedor | | 10.9 | 66 | CS |
| 0030-PK-0003 | Paquete de generación de nitrógeno | - | - | Por el proveedor | | 9.7 | 66 | CS |
| 0030-PK-0004 | Generador de respaldo | 1 | Diésel | | | | | |
| 0030-PK-0005 | Paquete de almacenamiento de glicol | - | - | | | | | |
| 0030-P-0001 | Bomba de ajuste de glicol | 1 | Pos. Disp. | Por el proveedor | | | 66 | CS |
| 0030-PM-0001 | Motor de la bomba de ajuste de glicol | 1 | Transmisión eléctrica | Por el proveedor | | | | |
| 0030-TK-0001 | Tanque de almacenamiento de glicol | 1 | Tanque | 58.7 m ³ | 3,650 mm ID x 6,300 mm | Atmosférica | 66 | HDPE |
| 0030-PK-0006 | Paquete de almacenamiento de agua desmineralizada | - | - | | | | | |
| 0030-P-0002 | Bomba de transferencia de agua desmineralizada | 1 | Pos. Disp. | Por el proveedor | | | 66 | CS |
| 0030-PM-0002 | Motor de la bomba de transferencia de agua desmineralizada | 1 | Transmisión eléctrica | Por el proveedor | | | | |
| 0030-TK-0002 | Tanque de almacenamiento de agua desmineralizada | 1 | Tanque | 58.7 m ³ | 3,650 mm ID x 6,300 mm | Atmosférica | 66 | HDPE |
| 0030-S-0001 | Quemador LP | 1 | Adjunto | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | SS |
| 0030-S-0002 | Quemador hp | 1 | Adjunto | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | SS |
| 0030-V-0007 | Separador del quemador LP | 1 | Horizontal | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | SS |
| 0030-V-0008 | Separador del quemador HP | 1 | Horizontal | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | Por el proveedor | SS |

Todos estos equipos serán nuevos y su localización se muestra en el **Anexo 2**.

En las siguientes figuras se muestra el diseño mecánico del tanque de almacenamiento de GNL y del tanque portátil ISO; los planos se presentan en los **Anexo 4 y Anexo 5.**, respectivamente:

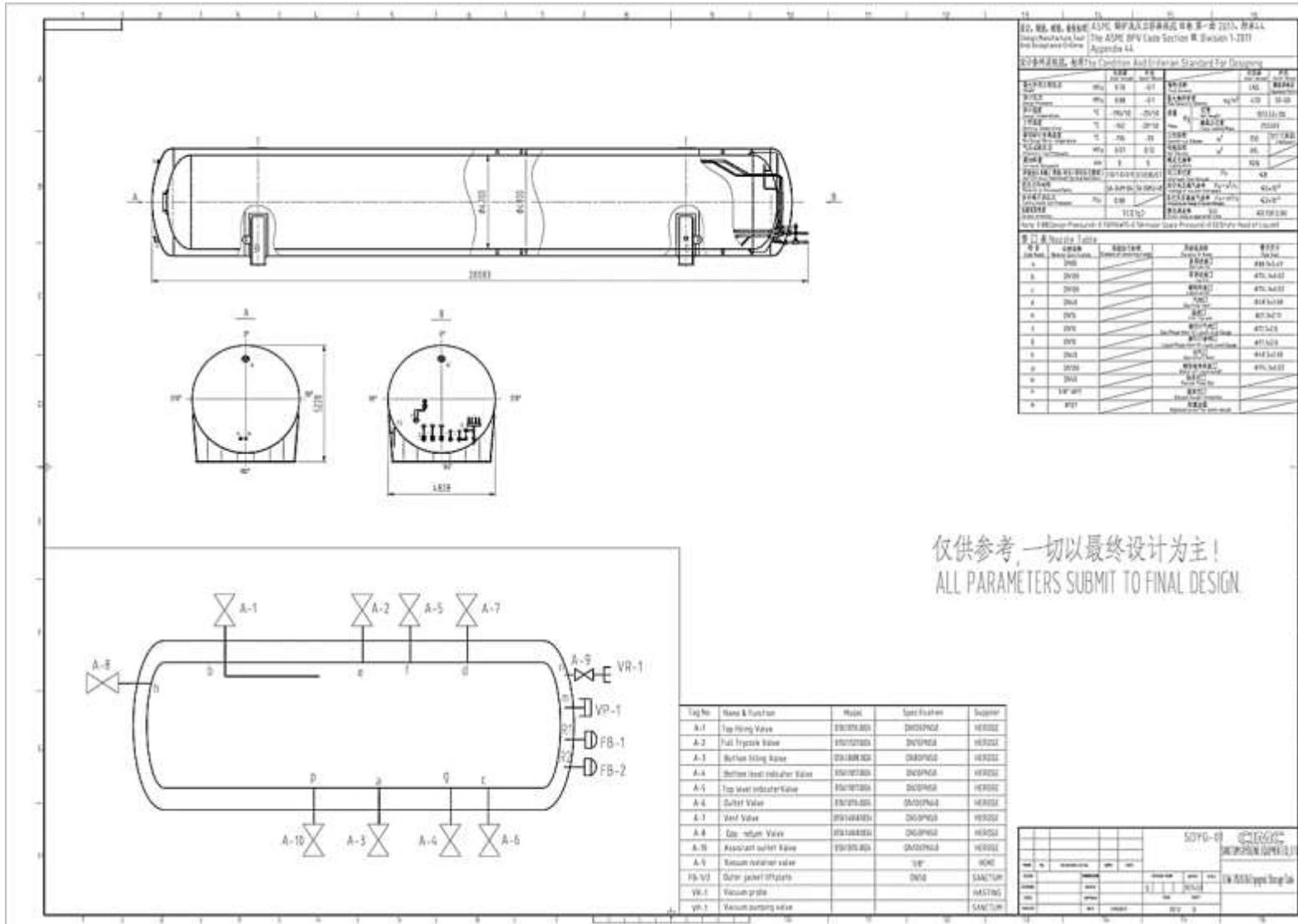


Figura 13 Diseño mecánico del tanque de almacenamiento de GNL

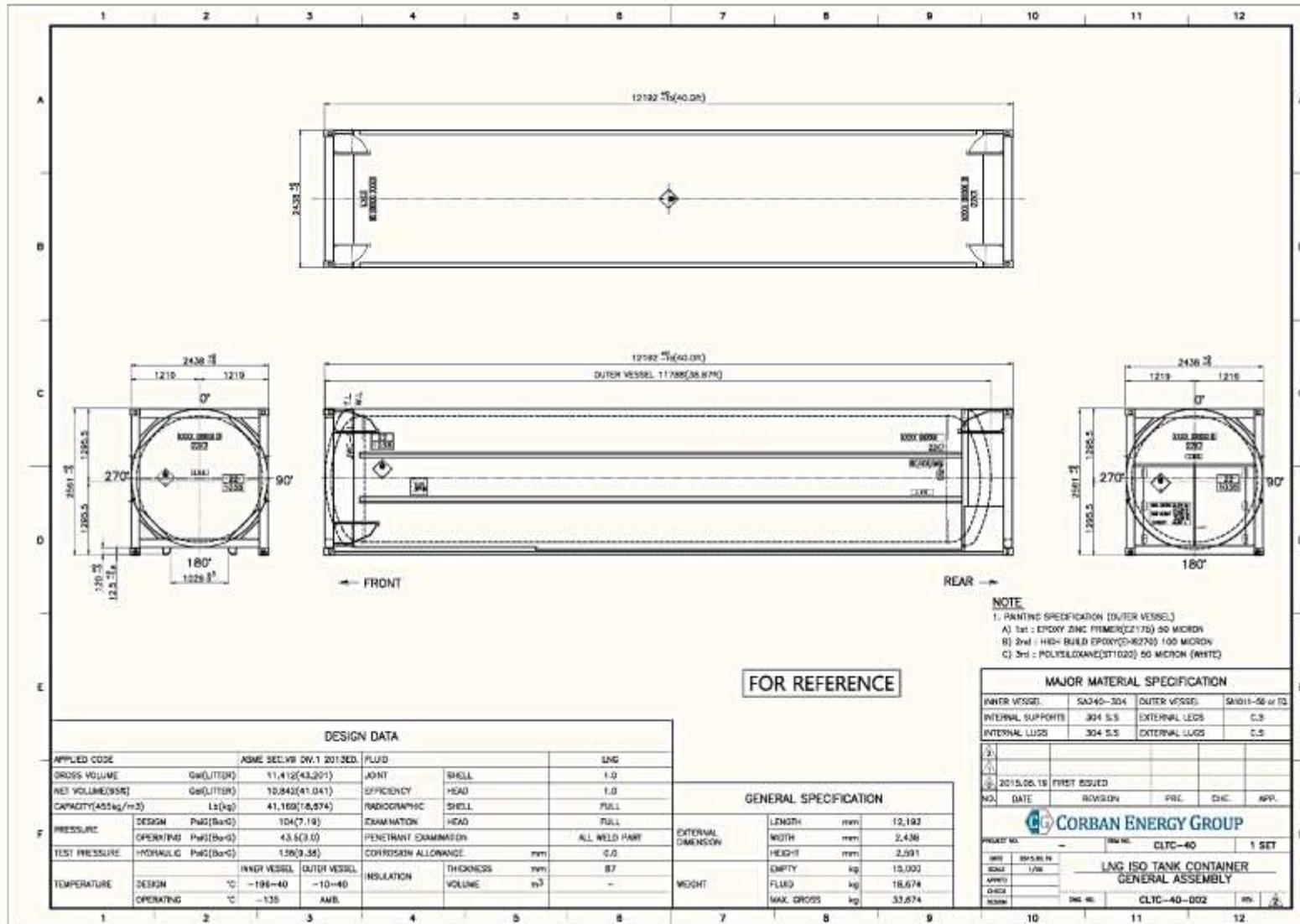


Figura 14 Diseño mecánico del tanque de almacenamiento de GNL

Tiempo de uso estimado

No todo el equipo en la instalación será utilizado continuamente. Esto afectará la vida útil de los equipos. Refiérase a la Tabla 8 para una lista de uso continuo versus uso transitorio.

Tabla 14 Tiempo de uso de equipos

| Equipo de uso continuo | Equipo de uso transitorio |
|---|---|
| Los tanques de almacenamiento del GNL | Mangueras de descarga de GNL |
| Bombas de GNL de alta presión | Depósito de desagüe del GNL del navío |
| Vaporizadores de GNL | Bombas de llenado de tanque ISO de GNL |
| Bombas de agua/ glicol | Vaporizador del gas combustible para puesta en marcha |
| Paquete para aire de servicios comunes | Vaporizador de reserva del GNL |
| Paquete para aire de instrumentos | Depósito de desagüe de tanque ISO de GNL |
| Paquete de generación de nitrógeno | Mangueras de la estación de llenado de tanque ISO (vapor/líquido) |
| Antorchas de alta presión/de baja presión | Almacenamiento de agua desmineralizada |
| | Almacenamiento de glicol |
| | Bombas de retención |

I.2.4. Pruebas de verificación

I.2.4.1. Pruebas de fábrica

La verificación y prueba de equipos del proyecto, se llevarán a cabo de la siguiente manera. El equipo ensamblado en fábrica y sus materiales serán examinados en la fábrica antes del envío cuando sea posible. Además de cualquier prueba realizada en la fábrica, las pruebas de campo serán realizadas para confirmar que los materiales usados cumplen los requisitos especificados y que la instalación del equipo está ejecutada de acuerdo con los estándares industriales aplicables, códigos, especificaciones de proyecto y que el equipo y los sistemas instalados son funcionales, seguros, y en un estado listo para operación.

Los equipos que serán probados en fábrica son los siguientes:

- Tanques,
- Bombas de alta presión
- Bombas de baja presión,
- Estaciones de carga de tanques ISO,
- Quemador de gas para el tanque de agua caliente,

- Intercambiadores de calor de carcasa y tubos (vaporizadores),
- Sistema de recirculación de agua / glicol,
- Patín de medición de gas
- Turbinas

I.2.4.2. Pruebas de campo

Todas las pruebas serán realizadas de acuerdo con el estándar industrial aplicable, código, regulación, y los requisitos de la especificación de proyecto. La compleción y aceptación de todas las verificaciones, pruebas, y chequeos de campo serán realizadas antes de la entrega de posesión para la operación comercial.

Todas las pruebas que se llevarán a cabo en campo, previo al inicio de operaciones, tomarán entre 20-30 días e incluirán a los ingenieros y el equipo de operaciones y fabricantes del equipo. Además, las pruebas serán realizadas por el contratista de instalación con la opción para que la compañía y/o el fabricante del equipo original sean testigos.

Las pruebas de campo tienen como propósito verificar la funcionalidad de los equipos o componentes del sistema, y no para llevarlos al punto de falla. Por lo tanto, todas las pruebas serán no destructivas. Para realizar algunas pruebas, el equipo o el sistema se puede aislar temporalmente o configurarse de una manera diferente al estado final de instalación. En estos casos, el equipo o el sistema serán restaurados a la configuración original luego de las pruebas se completen y sean aceptadas. Los medios de prueba serán desechados fuera de las instalaciones.

La verificación y la prueba del equipo incluirán lo siguiente:

- Examen no destructivo de soldaduras. Un mínimo de inspección visual del 100% será realizado por un inspector certificado de soldadura.
- Prueba de fugas de las tuberías y de envases de almacenamiento. Los métodos de prueba incluirán el servicio inicial, hidrostático, o neumático. Los medios de prueba incluirán el agua, tratada y no tratada para la prueba hidrostática; aire u otro gas no inflamable y no tóxico para pruebas neumáticas; o el líquido de operación normal.
- Chequeos de alineamiento de equipos.
- Balanceo de equipos rotatorios y chequeo de vibración.
- Calibración y prueba de instrumentos.
- Megger, continuidad, y pruebas de alto voltaje.

- Prueba de protección catódica. Las conexiones aisladas serán probadas para verificar el aislamiento eficaz.
- Prueba de resistividad eléctrica de la localidad para verificar la eficacia de puesta a tierra de la red.
- Verificación de la terminación y de la continuidad de cables y alambres eléctricos.
- Verificación de circuitos (controles de lazo). Esto incluye la verificación desde el dispositivo de campo hasta el interfaz con el operador del sistema de control.
- Prueba del suministro de hormigón antes de la colocación. La prueba incluirá flujo y contenido del aire.
- Prueba de la fuerza compresiva del hormigón.
- Prueba de compactación.
- Prueba estructural de perno (prueba de Skidmore).

I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN

De acuerdo con el balance de materia del proceso, las condiciones de operación de la planta serán las siguientes:

Tabla 15 Condiciones de operación

| Equipo | Temperatura (°C) | Presión (bar) | Flujo Kg/hr | Fase | Balance de materia No. de corriente |
|--------------------------------------|------------------|---------------|-------------|---------|-------------------------------------|
| Cabezal de descarga de GNL en muelle | -151.0 | 6.5 | 42,661 | Líquido | 1 |
| Tanque de almacenamiento de GNL | -151.0 | 5.1 | - | Líquido | 2 |
| Vaporizador | -149.0 | 45.5 | 21,330* | Gas | 3 |
| Patín de medición | 1.9 | 44.8 | 42,661 | Gas | 4 |
| Estación de carga de tanques ISO | -151.0 | 5.2 | 19,496 | Líquido | 6 |
| Tanque portátil ISO | -151.0 | 4.8 | - | Líquido | - |

* Por vaporizador

En los **Anexos 6, 7 y 8** se presentan el balance de materia, el diagrama de flujo del proceso y los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's).

I.3.1. Especificación del cuarto de control

Todos los instrumentos, equipo del control, y servicios asociados serán diseñados e instalados de acuerdo con los estándares aplicables y las clasificaciones de áreas peligrosas (e.g. NOM-013-SECRE-2012). El

equipo eléctrico que no se puede instalar en área peligrosa será incluido en caja hermética o recinto purgado/o presurizado. El sistema de instrumentación y control será diseñado e instalado para apoyar las funciones siguientes:

- Monitoreo y control remoto desde la cuarto de control central
- Proveer un nivel adecuado de seguridad al personal bajo condiciones de operación normales y anormales
- Proveer alarmas y protección
- Operación fail-safe
- Operaciones automáticas
- Minimizar la interrupción de la operación
- Indicación local donde se necesite

El cuarto de control central estará ubicado en tierra y será administrado por el operador del cuarto de control con la capacidad de monitorear y controlar todo el sistema de manejo entre embarcación y tierra. El cuarto de control albergará el Sistema de Control Distribuido (DCS) que es un sistema de control computarizado integrado que se utiliza para monitorear y controlar el sistema de carga y la Microterminal de Gas Natural.

Todos los paros se pueden activar remotamente desde el cuarto y los incendios potenciales y liberaciones de gas se pueden detectar remotamente por los sistemas de incendio y gas conectados al cuarto de control.

El cuarto de control se comunica centralmente con la embarcación por medio del teléfono directo; el área de carga y transferencia por medio del operador que utiliza un radio VHF; el supervisor de seguridad en el punto de control de acceso por medio del intercomunicador y las partes externas por medio de teléfonos de línea terrestre.

Disposición del cuarto de control

Las consolas de DCS serán el interfaz principal entre el operador y el proceso. Las consolas de proceso estarán ubicadas juntas en el cuarto de control. Habrá un número suficiente de consolas para observar el proceso detalladamente para el interfaz seguro del operador durante todas las condiciones de operación. Las alarmas de F&G (gas y fuego) estarán disponibles para visualización en las consolas principales del sistema DCS en el cuarto de control.

El diseño de la disposición del cuarto de control será concluido durante la etapa de diseño detallado para la sala de control. Sin embargo, las consolas del sistema generalmente se sitúan en forma de semicírculo con el operador sentado en el centro.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo simplificado del cuarto de control.

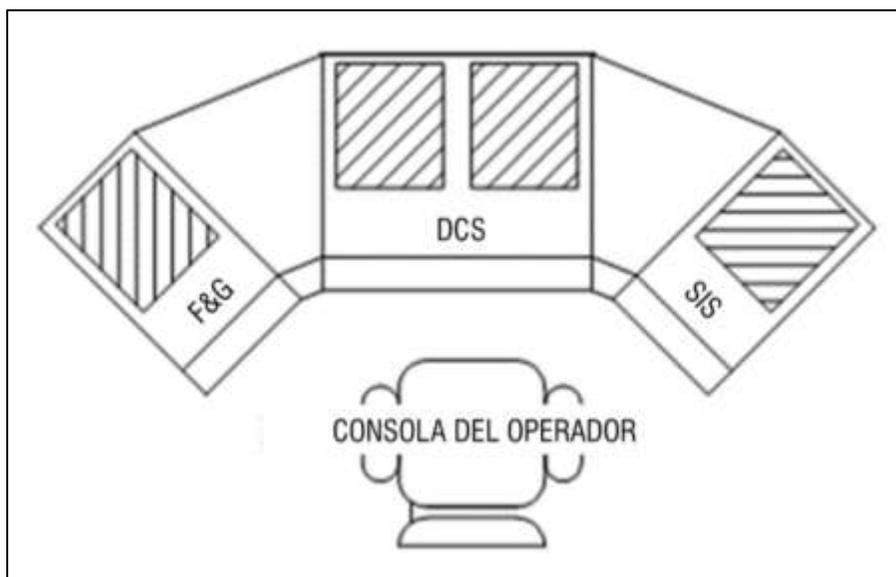


Figura 15 Ejemplo de estación de trabajo de la el Cuarto de Control

Otras terminales y gabinetes se pueden colocar en el cuarto de control, pero estarán separados de la consola del sistema. El cuarto de control será arreglado para minimizar distracciones e interferencias al operador.

I.3.2. Sistemas de aislamiento

I.3.2.1. Conexiones de Transferencia

Mangueras GN

Las mangueras Multi-GN se utilizan para la transferencia GN entre la embarcación y tierra. Las mangueras están diseñadas y probadas para transferir GN hasta una temperatura de -196.0°C y con una presión de hasta 10.5 bares. Las mangueras multi-GN están fabricadas y certificadas con los estándares internacionales tales como EN 13766, IMO IGC y EN 1472-II.

Las mangueras GN están protegidas contra la embarcación a la deriva por medio del Acoplamiento de Liberación de Emergencia (ERC). Más detalles sobre el ERC se pueden encontrar en la siguiente sección. Las mangueras GN se inspeccionan, prueba y documentan anualmente. Una prueba de presión de 1.5

veces la Presión de Trabajo Calificada (RWP) se realiza para verificar fugas o movimiento de los accesorios finales.

Acoplamientos de Liberación de Emergencia Energizados

El Acoplamiento de Liberación de Emergencia Energizado (PERC) que a veces se refiere como Acoplamiento de Liberación de Emergencia (ERC), es un dispositivo operado hidráulicamente para proporcionar una rápida desconexión de las mangueras del múltiple del muelle en una emergencia. Tiene una válvula en cada lado del punto de liberación para minimizar las fugas. El Acoplamiento de Liberación de Emergencia (ERC) es el punto de desconexión diseñado entre el sistema de transferencia de manguera GN y está colocado en la plataforma de tierra entre la conexión del múltiple de tierra y la manguera de transferencia GN flexible. El ERC está diseñado para funcionar en temperaturas criogénicas y bajo condiciones de liberación en una emergencia en donde el ERC se separa y las válvulas se cierran, apagando el flujo ascendente y descendente de GN en cualquier lado del ERC. La operación instantánea del mecanismo de válvula Flip-Flap dentro del ERC está diseñado para reducir los derrames al mínimo.

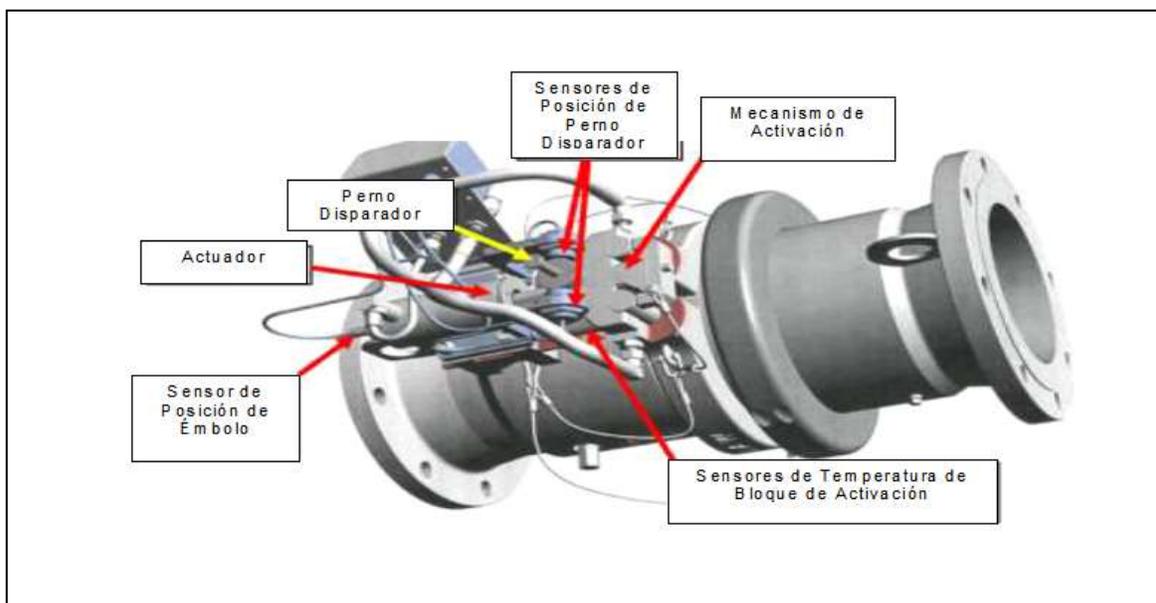


Figura 16 Acoplamiento de Liberación de Emergencia (ERC)

El ERC está diseñado para ciclos térmicos repetidos desde condiciones criogénicas para ambiente y la disposición de Válvula Flip-Flap resulta en una restricción de flujo mínima y por ende proporciona características de caída de baja presión.

El mecanismo de liberación de collarín se opera hidráulicamente desde la Unidad de Energía Hidráulica, proporcionando control completo de los requerimientos de liberación designados. La activación depende

del Mecanismo de Liberación de Collarín y no en las cargas de tensión que se ejercen por medio de la conexión de las dos válvulas del acoplamiento. El ERC no es vulnerable a la vibración, picos de presión u otros problemas de manejo de manguera.



Figura 17 Unidad de Energía Hidráulica (HPU)

El HPU permite la liberación de emergencia de todas las conexiones ERP del múltiple con el cierre de válvula doble y proporciona un punto de salida seguro dentro del sistema. El ERC asegura que el riesgo de derrame y de cualquier riesgo de lesiones al personal y daño a la terminal y a la embarcación se minimice.

Después del inicio de ESD-2, el sistema activará y liberará todos los ERCs conectados en una secuencia predeterminada y cronometrada en modo automático.

El Acoplamiento Criogénico ERC es un acoplamiento de liberación de emergencia de tipo de liberación de collarín que incluye un mecanismo de válvula Flip-Flap, con las siguientes características principales:

- Un sistema de liberación de emergencia que comprende un acoplamiento de liberación de emergencia entre dos válvulas de acoplamiento, con Válvulas Flip-Flap energizadas con resorte doble.
- Collarín ERC operado hidráulicamente que activa la liberación en un punto de instalación predeterminado.
- ERC con conexiones finales bridadas.
- Cilindro hidráulico montado en el cuerpo del ERC, que activa la liberación del ERC.

- Un collarín de paragolpes que, en el caso de una separación, se mantiene con la mitad fuera de borda del acoplamiento y reduce el daño causado por el impacto del final de la manguera que cae.

I.3.2.2. Sistema de Paro de emergencia (ESD)

La Terminal de GNL tendrá un Sistema de Paro de Emergencia para aislar o para apagar una fuente de GNL, de líquidos inflamables, de refrigerante inflamable, o de gases inflamables, y para apagar equipos cuya operación continua podría añadir a o sostener una emergencia.

El ESD estará diseñado para llevar la instalación a un estado seguro en el caso de una emergencia de protección personal, el medio ambiente y la instalación en sí. Durante tal evento, la Instalación se puede aislar remotamente mediante el cierre de las válvulas de aislamiento del proceso. El sistema también puede iniciar el apagado del equipo crítico en funcionamiento.

I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

La primera instalación comercial para producción o utilización de GNL, fue una planta para cubrir la demanda pico que comenzó a operar en 1941 en Cleveland, Ohio. (Una planta para cubrir la demanda pico de gas natural licuado, cuando la demanda de gas por parte del cliente es baja y luego lo regasifica cuando la demanda sube, y así atiende períodos de demanda pico que no pueden cubrirse en gasoductos existentes). Desde ese entonces, se han construido más de 150 plantas de este tipo en todo el mundo (aproximadamente la mitad son instalaciones satélites, que no tienen capacidad de licuefacción). Asimismo, se han construido 16 instalaciones grandes de licuefacción de gas natural (terminales de exportación) y 43 terminales grandes de importación de GNL.

La Tabla 16, resume los incidentes riesgosos mayores que han ocurrido en instalaciones de GNL en tierra (plantas para cubrir la demanda pico, instalaciones de licuefacción/exportación y terminales de importación/regasificación). Esta lista se limita a incidentes que provocaron lesiones graves o fatalidades. En total, se han registrado sólo cuatro incidentes en instalaciones de GNL en operación que provocaron una fatalidad o más: P. T. Badak -Bontang, Indonesia, 1983; Cove Point, Maryland, 1979; Arzew, Algeria, 1977; y Cleveland, Ohio, 1944. Los incidentes en Portland, Oregon, y Staten Island, Nueva York, deberían clasificarse como accidentes de construcción y/o mantenimiento, dado que estas dos instalaciones no estaban operando en el momento en que ocurrieron los incidentes.

El accidente ocurrido en la planta para cubrir la demanda pico de East Ohio Gas Company en Cleveland, Ohio, es el único incidente en el que hubo lesiones o fatalidades de personas que no trabajaban en la planta de GNL o para alguno de sus contratistas. Este accidente a menudo se utiliza como ejemplo del peligro o el riesgo de la industria del GNL. Sin embargo, la misma ha cambiado drásticamente desde 1944. Las plantas modernas de GNL están diseñadas y construidas de conformidad con normas y códigos estrictos con los que no se podría haber cumplido en la planta de Cleveland. Por ejemplo, el uso de acero-níquel a 3.5 % para el tanque interno de un tanque de almacenamiento de GNL, en este momento está prohibido, y cada tanque de GNL debe contar con un sistema de contención de derrames dentro de su estructura o bien estar provisto de un sistema externo con capacidad para contener como mínimo 100 % de la capacidad del tanque.

Cabe mencionar, que el objetivo de la Tabla 16 no es presentar una lista completa de los incidentes potencialmente riesgosos, que han ocurrido en las instalaciones de GNL en tierra, sino que se limita a accidentes en los que una persona o más resultaron gravemente heridas o fallecieron.

Han ocurrido muchos otros incidentes potencialmente riesgosos en instalaciones de GNL, sin que los mismos dejaran heridos o muertes. Por ejemplo, los techos externos o domos de unos tanques de GNL convencionales con paredes dobles han sufrido pequeñas fracturas como resultado de la fragilización a causa de la baja temperatura iniciada por fugas de GNL en los ductos que se encuentran por encima del tanque. Estas fracturas provocaron la emisión de vapor de GNL (es decir, gas natural) de los tanques. En estos casos, los mismos se repararon de manera segura, sin que tuvieran que salir de servicio. De manera similar, los tanques internos de varios de los tanques de almacenamiento de GNL convencionales (es decir, tanque interno de metal criogénico y tanque externo de acero al carbono), han sufrido fracturas como resultado del levantamiento por congelación o debido a calentadores inadecuados o inoperativos ubicados debajo de los tanques. Se han reparado estos tanques y puestos nuevamente en servicio de manera segura.

Tabla 16 Incidentes graves en instalaciones terrestres de GNL

| Fecha del incidente | Localización | Tipo de instalación | Descripción del incidente | Observaciones |
|---------------------|---|------------------------------------|--|---|
| Octubre de 1944 | Cleveland, Ohio, Estados Unidos | Planta para cubrir la demanda pico | Colapsó un tanque de almacenamiento de GNL de un diseño muy particular. Debido a la falta de estructuras de diques adecuadas, el GNL se esparció por una zona extensa. El GNL y su respectivo vapor fluyeron por la calle y por el sistema de alcantarillado y hasta encontrar una fuente de ignición. Varios incendios y deflagraciones (en el sistema de alcantarillado y en las casas que estaban conectadas al mismo) causaron la muerte de 133 personas (incluidos 50 empleados de la East Ohio Gas Company). Otras 225 personas fueron hospitalizadas. | El tanque interno del tanque de almacenamiento que falló estaba construido con acero-níquel al 3.5 por ciento. Según el análisis que siguió al accidente, esta aleación no posee ductilidad suficiente a bajas temperaturas. Asimismo, la instalación no contaba con diques adecuados para este tanque de GNL ni para los otros tres. |
| Mayo de 1965 | Canvey Island, Essex, Reino Unido | Terminal de importación | Se derramó una pequeña cantidad de GNL de un tanque durante las operaciones de mantenimiento. El derrame se inflamó y un trabajador sufrió quemaduras graves. | No hay detalles. |
| Marzo de 1968 | Portland, Oregon, Estados Unidos | Planta para cubrir la demanda pico | Cuatro trabajadores que se encontraban dentro de un tanque de almacenamiento de GNL sin terminar murieron cuando el gas natural de un ducto en el que se estaban realizando pruebas de presión inadvertidamente ingresó al tanque como resultado de aislación inadecuada y luego se incendió. El tanque se dañó a tal punto que fue imposible repararlo. Ni el tanque ni la planta de proceso habían comenzado sus operaciones al momento en que ocurrió el accidente. | El tanque de GNL implicado en este accidente nunca se había puesto en funcionamiento; por lo tanto, nunca había contenido GNL. |
| Enero de 1972 | Montreal, Canadá | Planta para cubrir la demanda pico | Ingresó gas natural a la sala de máquinas al regresar por una línea de aire para los instrumentos e hirió a cinco trabajadores. En el momento del accidente, parte de la planta aún estaba en funcionamiento. | Se interconectaron inadvertidamente los sistemas de aire para los instrumentos y de gas natural como resultado del error humano durante las actividades de reparación. |
| Febrero de 1973 | Staten Island, Nueva York, Estados Unidos | Planta para cubrir la demanda pico | Un incendio en un tanque de almacenamiento de GNL de un diseño muy particular causó que el techo de dicho tanque colapsara, ocasionando la muerte de 40 trabajadores que estaban remendando orificios en el revestimiento no metálico del tanque. Al momento en que ocurrió este accidente, el tanque había estado fuera de | El diseño de este tanque era muy particular. Tenía un tanque externo de concreto, y estaba aislado internamente con planchas de espuma de poliuretano y tenía un revestimiento de Mylar aluminizado. No se ha construido ninguna otra |

| Fecha del incidente | Localización | Tipo de instalación | Descripción del incidente | Observaciones |
|---------------------|--------------------------------------|------------------------------------|--|--|
| | | | servicio durante aproximadamente 11 meses y los trabajadores habían estado trabajando dentro del tanque por 3 meses. La rápida combustión del revestimiento inflamable y del aislante y/o la formación de bolsas de gas natural causó un rápido aumento de la presión interna. | estructura de almacenamiento de GNL con un revestimiento metálico inflamable. |
| Marzo de 1977 | Arzew, Algeria | Terminal de exportación | Un trabajador en la planta CAMEL murió congelado al ser rociado con el GNL que salía del cuerpo de una válvula con una ruptura encima de un tanque de almacenamiento en tierra. La emisión de GNL fue de aproximadamente 1,500 a 2,000 m ³ pero el vapor de gas resultante no se encendió. | El cuerpo de la válvula que tenía la ruptura estaba construido de aluminio fundido. Prácticamente todas las válvulas grandes del proceso criogénico en las instalaciones de GNL ahora se construyen de acero inoxidable. |
| Octubre de 1979 | Cove Point, Maryland, Estados Unidos | Terminal de importación | Los sellos defectuosos de un conducto eléctrico permitieron que el vapor de GNL se desplazara de una bomba encajonada al edificio donde se encontraba la conexión eléctrica. El gas natural que quedó confinado dentro de dicho edificio explotó cuando un trabajador de planta accionó un interruptor para detener la bomba. Murieron dos trabajadores. | Como resultado de este accidente, se modificó el Código de Electricidad Nacional de los Estados Unidos (<i>U.S. National Electric Code</i>) (NFPA 70) para evitar que se repita este tipo de accidentes. |
| Abril de 1983 | Bontang, Indonesia | Terminal de exportación | La columna de licuefacción principal (el gran intercambiador de calor vertical acorazado) en el Tren C se rompió a raíz de excesiva presión interna durante la puesta en marcha después de un paro programado para realizar actividades de mantenimiento. Murieron tres trabajadores por la metralla de la columna. Se apagó el incendio subsecuente en unos 30 minutos. Se produjo una combinación de la obstrucción de la línea de purga del agua (por error humano) y las fugas internas y esto causó una sobrepresurización del revestimiento. | En las terminales de importación de GNL no se utilizan grandes intercambiadores de calor acorazados como el que estuvo implicado en este accidente. |
| Agosto de 1985 | Pinson, Alabama, Estados Unidos | Planta para cubrir la demanda pico | Las soldaduras de una "placa de conexión" de 8 ¼ pulgadas por 12 en un tanque de aluminio (3 pies de diámetro por 7 de alto) fallaron mientras el tanque estaba recibiendo el GNL que se estaba drenando de la cámara de frío de licuefacción. La plancha fue disparada a un edificio en el que se encontraban la sala de control, la sala de calderas y las oficinas. Algunas de las ventanas de la sala | |

| Fecha del incidente | Localización | Tipo de instalación | Descripción del incidente | Observaciones |
|---------------------|----------------------|------------------------------------|---|---|
| | | | de máquinas estallaron hacia adentro y el gas natural que escapaba del tanque defectuoso ingresó al edificio y se encendió. Seis trabajadores resultaron heridos. | |
| 1989 | Thurley, Reino Unido | Planta para cubrir la demanda pico | Mientras se enfriaban los vaporizadores en preparación para despachar gas natural, se abrieron las válvulas de drenaje ubicadas en la parte inferior. Una de estas no se cerró cuando arrancaron las bombas y el GNL ingresó a los vaporizadores. En consecuencia, se liberó el GNL a la atmósfera como un chorro de alta presión. La nube de gas resultante se encendió unos 30 segundos después del comienzo de la emisión. El incendio fugaz abarcó una zona de unos 40 metros por 25. Dos operadores recibieron quemaduras en el rostro y en las manos. | Se cree que la fuente de ignición fue la luz piloto en uno de los vaporizadores de combustión sumergidos. |
| Enero de 2004 | Skikda, Algeria | Terminal de exportación | Una emisión de fluido inflamable dentro de uno de los trenes de licuefacción, resulto en explosión e incendio. El origen de la fuga aún se desconoce, pero se piensa que la fuente de ignición fue un calentador localizado en el tren 40 y 30. La ignición de la nube de gas flamable dentro del calentador causo una explosión dentro de este y segundos más tarde se presentaron explosiones más severas entre los trenes 40 y 30. Los trenes 40, 30 y 20 resultaron severamente dañados. Los edificios de mantenimiento y seguridad y control de incendios ubicados a un lado del tren 40 fueron destruidos, así como el cuarto de control de los trenes 40,30 y 20. El número de muertos fue de 27 y otras 74 personas resultaron lesionadas. Estas 97 personas eran trabajadores de la planta. La mayoría de las lesiones fueron causadas por las ondas de sobrepresión y los pedazos de vidrio que fungieron como proyectiles, no por quemaduras. De las 74 personas que no recibieron lesiones fatales, 42 de ellas fueron tratadas y rehabilitadas exitosamente. | Los cuatro tanques de almacenamiento de GNL, no resultaron dañados por el incendio o la explosión. |

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización

El presente análisis identifica los posibles eventos de riesgo creíbles hipotéticos a suceder en la Microterminal de Gas Natural. Para llevar a cabo este análisis se estableció la siguiente metodología:

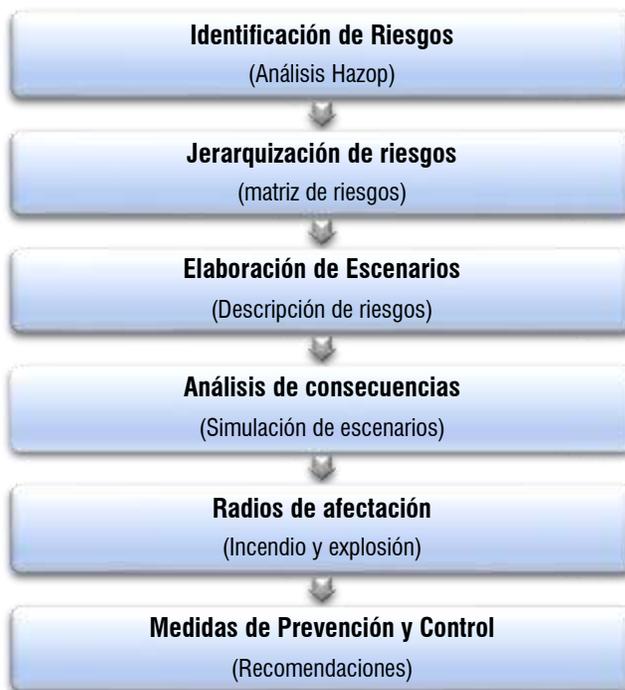


Figura 18 Metodología de identificación y jerarquización de riesgos.

I.4.2.1. Criterios para la selección de la metodología utilizada para la identificación de riesgos

Existen varios tipos de técnicas para identificar y evaluar los riesgos de un proceso o una planta, éstos van desde técnicas comparativas, relativamente sencillas, como las listas de verificación, hasta las sistemáticas como el árbol de fallas.

Las técnicas sistemáticas y analíticas se aplican para análisis detallados y profundos, pero requieren una mayor cantidad de información, inversión de tiempo, además del profundo conocimiento del proceso

La decisión de cual técnica se debe utilizar, depende de la complejidad del proceso a analizar, de la etapa de desarrollo del proyecto, de la Información disponible y del tipo de riesgo que se presenta.

Por otra parte, las técnicas de identificación de riesgos, requieren de un mínimo de tiempo y experiencia por parte de quien las aplica. En la siguiente Tabla se muestran las técnicas de identificación de riesgos en orden creciente de tiempo y de experiencia requerida¹:

Tabla 17 Comparación de los métodos de identificación de riesgos

| Método | Observaciones |
|---|---|
| ¿Qué pasa si? (What if) | <ul style="list-style-type: none"> • Limitada estructura y profundidad • Análisis cualitativo para peligros obvios del sistema |
| Listas de verificación (Checklist) | <ul style="list-style-type: none"> • Comparación de procesos con la experiencia de la compañía, códigos, estándares y normas • Identifica peligros obvios en el menor tiempo para grandes áreas |
| Análisis de modo de falla y análisis de efectos (FMEA) | <ul style="list-style-type: none"> • Falla de componentes → consecuencias • Análisis tabulado de cada componente • Grado aproximado de peligro, probabilidad y gravedad • Consideración limitada de fallas humanas, componentes faltantes y pérdida de contención |
| Análisis de riesgos y operabilidad (Hazop) | <ul style="list-style-type: none"> • Fallas ← desviación → consecuencias • Enfoque con palabras guía tabuladas • Discusiones no cuantitativas |
| Análisis de árbol de falla (FTA) | <ul style="list-style-type: none"> • Consecuencia → falla de componentes • Modelo lógico • Análisis de riesgo cualitativo o cuantitativo • Ayuda para toma de decisiones • Análisis de fallas humanas, modos de falla comunes y múltiples |

Estas técnicas son aplicadas a distintas etapas de la vida de los procesos industriales: diseño, construcción, puesta en marcha y funcionamiento de una operación normal, modificaciones del proceso y desmantelamiento o abandono de las instalaciones. La identificación de los accidentes potenciales en las primeras etapas de diseño mejora la eficacia de las medidas reductoras del riesgo, y al mismo tiempo disminuye los costes de su implementación. No se debe dejar de lado que la gestión del riesgo se realiza de forma continuada a lo largo de la vida de la instalación; por lo tanto, la identificación siempre está presente. En las distintas etapas del proyecto, el nivel de detalle e inclusive los objetivos de la identificación varían².

Las técnicas de análisis tienen características distintas, lo cual las hace apropiadas para ser aplicadas a diferentes etapas de la vida de una instalación o para proporcionar un nivel de detalle del estudio diferente. La siguiente figura muestra las técnicas de análisis que son utilizadas normalmente en las diferentes etapas de la vida de las instalaciones de proceso.

¹ Cruz, G.A. Cruz, R.M. y Rosas. AJ. Gestión de las Actividades Riesgosas para la Prevención de Accidentes. INE. México, D.F. 1998. Págs. 1-13, 26-52.

² Casal, Montiel, et al. Análisis del riesgo en instalaciones industriales. 1ª ed., 1992.

| | Auditoría de seguridad | Análisis histórico de accidentes | Listas de control | Análisis preliminar de peligros | Qué pasa si ...? | HAZOP | FMEA | Árboles de fallos | Árboles de sucesos |
|-------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Definición del proceso (I+D) | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Experimentación planta piloto | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Proyecto básico | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Proyecto de detalle | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Ejecución de obra e inicio | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Operación normal | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Modificaciones | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Estudio de incidentes | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Abandono del proceso | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

Poco utilizado
 Utilizado normalmente

Figura 19 Utilización de las técnicas de identificación de riesgos en el ciclo de vida de un proyecto³.

Para la identificación de riesgos en este proyecto, se seleccionó la metodología “Hazop”, debido a que es una técnica estructurada que requiere de pocos recursos y que no sólo permite mejorar la seguridad de una instalación, sino que también sirve para poner de relieve los posibles problemas de diseño y/o de operatividad en una fase temprana del desarrollo del proyecto.

I.4.2.2. Identificación de riesgos

La identificación de riesgos, tiene como objetivo principal, analizar e identificar desviaciones en cada una de las etapas donde se maneja sustancias peligrosas, que puedan dar origen a un evento de riesgo, esta identificación se realizó de acuerdo con el procedimiento establecido en la norma IEC 61882:2016. Hazard and operability studies (HAZOP studies), a través de tres etapas:

³ Guidelines For Hazard Evaluation Procedures, AIChE. 2ª. Ed., 1992.

En la primera etapa, se llevó a cabo la recopilación de la información de ingeniería; la cual incluye, planos de localización, de distribución, bases de diseño, diagramas de flujo, y de tubería e instrumentación, descripción del proceso y balance de materia, entre otros.

En la segunda fase se llevó a cabo la revisión y definición de nodos, variables y palabras guía aplicables al proceso. En la tercera fase se llevó a cabo la identificación de riesgos, aplicando la metodología HAZOP (Análisis de Riesgo y Operabilidad).

El análisis HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables o condiciones del proceso con respecto de los parámetros normales de operación.

El análisis HAZOP consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas “palabras guías”.

Las palabras guías deben ser aplicadas a las variables de acuerdo a la intención de diseño del nodo establecido, para identificar y evaluar las desviaciones potenciales de la operación de la instalación.

Para cada nodo se plantean de forma sistemática las desviaciones de las variables de proceso aplicando a cada variable una palabra guía.

El análisis HAZOP consiste en la aplicación exhaustiva de todas las combinaciones posibles entre palabra guía y variable de proceso, descartándose durante la sesión las desviaciones que no tengan sentido para un nodo determinado.

a. Análisis Hazop

Para la aplicación del análisis Hazop se procedió de acuerdo a la siguiente secuencia:

1. Seleccionar una sección del proceso o paso de operación (nodo).
2. Explicar la función del sistema (intención de diseño).
3. Seleccionar una variable del proceso o tarea.
4. Aplicar una palabra guía a la variable de proceso para determinar la desviación.
5. Hacer una lista de las causas posibles (pasar al punto 4 si no hay causas creíbles).
6. Examinar las consecuencias (pasar al punto 4 si no hay consecuencias de interés).
7. Se identifican las protecciones existentes para prevenir la desviación.
8. Proponer acciones correctivas apropiadas.
9. Repetir los pasos 3 a 8 para todas las variables/etapas del proceso.

10. Repetir del paso 4 al 8 para todas las palabras guías.

11. Repetir los pasos 1 a 10 para todos los nodos.

a.1. Definición de nodos

El criterio utilizado para seleccionar los nodos fue considerar los puntos del proceso en los cuales se produce una variación significativa de alguna de las variables o condiciones del proceso, con respecto a las demás etapas⁴. De acuerdo con la descripción del proceso y los diagramas de tubería e instrumentación se definieron los siguientes nodos:

Tabla 18 Nodos seleccionados para la identificación de riesgos

| Nodo | Equipo | DTI | Limites |
|------|--|--|---|
| 1 | Cabezal de descarga de GNL 8"-LNG-05-00001-31S2NA-C-6.5" y 8"-LNG-05-00101-31S2NA-C-6.5" | 197399-0050-P2000 197399-0050-P2001 197399-0050-P2003 | Desde la conexión de la manguera con la línea de descarga del buque, hasta válvulas UV00-402 y UV00-404 |
| 2 | Tanque de almacenamiento de GNL 0005-V-0002A/0002B/0002C | 197399-0050-P2004A 197399-0050-P2004B 197399-0050-P2004C | Desde la válvula UV00-402 de entrada al tanque de almacenamiento de GNL 0005-V-0002A/0002B/0002C, hasta la válvula XV-00402 |
| 3 | Vaporizador 0010-E-1001/1002 | 197399-0100-P1000 | Desde la brida de entrada al vaporizador 0010-E-1001/1002, hasta la brida de salida |
| 4 | Paquete de medición 0010-PK-0001 | 197399-0100-P2007 | Desde la válvula XV-00701 hasta la válvula PV-00702 |
| 5 | Estación de carga de tanques ISO 0020-ST-0001/0002 | 197399-0200-P2001 197399-0200-P2002 | Desde la válvula en la salida de la bomba de baja presión 0020-P-0001A/B, hasta la conexión con el camión en la bahía 1/2 |
| 6 | Tanque portátil ISO | 197399-0200-P2001 197399-0200-P2002 | Desde la brida de entrada al tanque hasta la brida de salida |

Los nodos seleccionados se muestran en el **Anexo 9**.

a.2. Variables, palabras guía y desviaciones analizadas

Las palabras guía empleadas, las variables que interviene en los nodos y las desviaciones analizadas se muestran en la siguiente tabla.

⁴ Guía Técnica – métodos cualitativos para el análisis de riesgos. Dirección General de Protección Civil y Emergencias, España

Tabla 19 Variables, palabras guía y desviaciones analizadas

| Variable | Palabra guía | Desviación |
|-------------|--------------|------------------|
| Presión | Alto | Alta presión |
| | Bajo | Baja presión |
| Flujo | Alto | Alto flujo |
| | Bajo | Bajo flujo |
| | No | No flujo |
| | Inverso | Flujo inverso |
| Nivel | Alto | Alto nivel |
| | Bajo | Bajo nivel |
| | No | No nivel |
| Temperatura | Alto | Alta temperatura |
| | Bajo | Baja temperatura |

El análisis Hazop se presenta en el **Anexo 10**.

I.4.3. Criterios para la selección de la metodología utilizada para la jerarquización de riesgos.

Contar con una metodología para valorar los niveles de riesgo es importante cuando el conjunto de riesgos identificados es amplio y los recursos para su administración son limitados. El valorar los niveles de riesgo y asignar prioridades a la atención de las recomendaciones que los prevengan o los mitiguen, permite una administración adecuada de los recursos.

Una escala de valores de riesgo se diseña para contar con una medida de comparación entre diversos riesgos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones.

Para llevar a cabo la jerarquización de los riesgos identificados mediante el análisis Hazop, se seleccionó el uso de la matriz de riesgos debido a lo siguiente:

- Es simple de entender y fácil de usar
- Incluye todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales
- Describe detalladamente las consecuencias en cada categoría (personal, población, medio ambiente, producción e instalaciones)
- Define claramente los niveles de riesgo tolerable, indeseable, aceptable con controles y tolerable

La matriz de riesgos es una gráfica en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia y la categoría de severidad de las consecuencias sobre el personal, la población, el medio ambiente, la producción y las instalaciones. La matriz está dividida en regiones que representan los riesgos no tolerables, indeseables, aceptables con controles y tolerables.

La jerarquización de los escenarios a través de una matriz de riesgos, se establece con base en rangos de frecuencia y consecuencias adoptados y reconocidos por alguna entidad, autoridad u organización. En el presente caso se utilizó la matriz de riesgos publicada por PEMEX, en el documento 800-16400-DCO-GT-75. Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso.

A continuación, se muestra la matriz de riesgo empleada:

| | | | | | | | |
|------------|----|--------------|----|----|----|----|----|
| FRECUENCIA | F6 | C | B | A | A | A | A |
| | F5 | C | C | B | B | A | A |
| | F4 | D | C | C | B | B | A |
| | F3 | D | C | C | B | B | A |
| | F2 | D | D | C | C | C | B |
| | F1 | D | D | D | D | C | C |
| | | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | C6 |
| | | CONSECUENCIA | | | | | |

Figura 20 Matriz de riesgo

Las diferentes categorías de riesgo se definen de la siguiente manera:

Riesgo No Tolerable (Tipo A):

El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "C".

Riesgo Indeseable (Tipo B):

El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo Tipo "B" representa una situación de riesgo Indeseable y deben establecerse Controles Permanentes Inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgos permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo a Tipo "C" y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo "D".

Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C):

El riesgo es significativo, pero se pueden gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo "C" representa una situación de riesgo Aceptable siempre y cuando se establezcan Controles Permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "C" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para reducirlos a riesgos tipo "D", debe estar en función de un Análisis Costo Beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.

Riesgo Tolerable (Tipo D):

El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

Las diferentes categorías de Frecuencia y Consecuencias se describen en las siguientes tablas.

Tabla 20 Categorías de Frecuencia

| Clase | Categoría | Descripción de la Frecuencia de Ocurrencia | Frecuencia / año |
|-------|---------------------|--|---|
| F6 | Muy Frecuente | Puede ocurrir más de una vez en un año | ≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$) |
| F5 | Frecuente | Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años | ≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 10^0$) |
| F4 | Poco Frecuente | Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años | ≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$) |
| F3 | Raro | Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años | ≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$) |
| F2 | Muy Raro | Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación | ≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$) |
| F1 | Extremadamente Raro | Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro | ≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$) |

Tabla 21 Categorías de Consecuencias

| Categoría de consecuencia (Impacto) | Daños al personal | Efecto en la población | Impacto ambiental | Pérdida o diferimiento de producción [USD] | Daños a la instalación [USD] |
|--|---|--|---|---|-------------------------------------|
| 6 (Catastrófico) | Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades. | Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades. | Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana | > 500´000,000 | > 500´000,000 |
| 5 (Mayor) | Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades. | Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades. | Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana | > 50´000,000 a 500´000,000 | > 50´000,000 a 500´000,000 |
| 4 (Grave) | Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad. | Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización. | Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas | > 5´000,000 a 50´000,000 | > 5´000,000 a 50´000,000 |
| 3 (Moderado) | Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad. | Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos. | Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora | > 500,000 a 5´000,000 | > 500,000 a 5´000,000 |
| 2 (Menor) | Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica. | Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación. | Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato | > 50,000 a 500,000 | > 50,000 a 500,000 |
| 1 (Despreciable) | No se esperan lesiones o daños físicos. | No se esperan impactos, lesiones o daños físicos | No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por | <50,000 | <50,000 |

| Categoría de consecuencia (Impacto) | Daños al personal | Efecto en la población | Impacto ambiental | Pérdida o diferimiento de producción [USD] | Daños a la instalación [USD] |
|-------------------------------------|-------------------|------------------------|------------------------------------|--|------------------------------|
| | | | arriba de los límites establecidos | | |

I.4.4. Jerarquización de riesgos.

Para llevar a cabo la jerarquización de riesgos se procedió de la siguiente manera:

1. Para cada causa identificada en el análisis Hazop, se establece una categoría de frecuencia y una categoría de consecuencia, mediante el uso de las tablas 20 y 21.
2. Se determina el nivel de riesgo mediante la matriz de riesgo (figura 21).
3. A cada causa identificada en el análisis Hazop, se le asigna la categoría de riesgo que corresponda de acuerdo con la matriz.
4. Los resultados se registran en las columnas de frecuencia, consecuencia y riesgo de las hojas de trabajo del análisis Hazop que se presentan en el **Anexo 10**.

I.4.5. Escenarios identificados.

De acuerdo con los resultados de los análisis HAZOP, y considerando los riesgos con nivel más alto, se identificaron seis escenarios de riesgo, como se muestra a continuación:

Tabla 22 Escenarios de riesgo

| Nodo | Escenario | Desviación Hazop |
|------|--|------------------|
| 1 | Manguera de descarga de GNL 0005-X-0001A/0001B | 1.2.3 |
| 2 | Tanque de almacenamiento de GNL 0005-V-0002A/0002B/0002C | 2.6.2 |
| 3 | Vaporizador 0010-E-1001/1002 | 3.2.3 |
| 4 | Tren de medición | 4.2.2 |
| 5 | Manguera de carga de tanques ISO | 5.2.3 |
| 6 | Tanque ISO | 6.2.2 |

II. ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

II.1.1. Programa de simulación

Para determinar los radios potenciales de afectación de los escenarios descritos, se utilizó el programa de simulación Phast (Process Hazard Analysis Software Tools), ver. 6.6; desarrollado por la compañía Det Norske Veritas (DNV).

Los eventos modelados en cada escenario fueron incendio y explosión; con fugas a través de orificios del 20% y 100% del diámetro nominal de las tuberías.

II.1.2. Criterios para definir las zonas de seguridad

Los criterios empleados en la simulación de los escenarios, para determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, fueron los establecidos por la ASEA, como se indica en la siguiente Tabla:

Tabla 23 Criterios para definir las zonas de alto riesgo y amortiguamiento

| Evento | Zona | |
|------------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | Alto riesgo | Amortiguamiento |
| Inflamabilidad (Radiación térmica) | 5 kW/m ² | 1.4 kW/m ² |
| Explosividad (Sobrepresión) | 0.070 kg/cm ² | 0.035 kg/cm ² |

II.1.3. Simulación de escenarios

Condiciones meteorológicas del sitio

De acuerdo con el Servicio Meteorológico Nacional, las condiciones meteorológicas para La Paz, B.C.S.; en el periodo 1981-2000, son las siguientes:

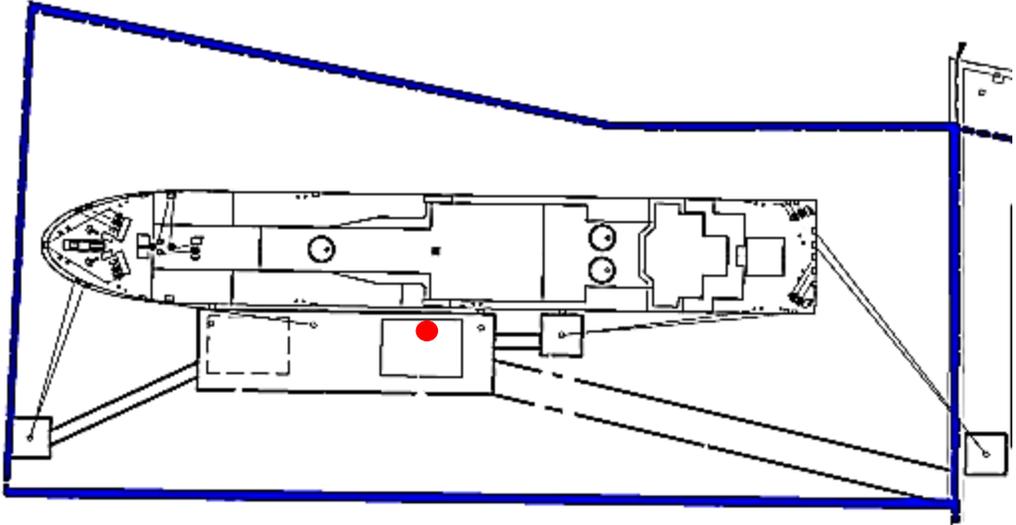
Tabla 24 Condiciones meteorológicas del sitio

| Parámetro | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Promedio anual |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----------------|
| Temperatura (° C) | 18.7 | 19.7 | 21.1 | 23.2 | 25.4 | 28.3 | 30.4 | 30.6 | 29.9 | 27.1 | 23.1 | 19.8 | 24.8 |
| Velocidad del viento (m/s) | 5.6 | 5.9 | 6.1 | 6.1 | 6.2 | 6.1 | 5.9 | 5.8 | 5.3 | 5.2 | 4.9 | 5.5 | 5.7 |
| Humedad relativa (%) | 66 | 60 | 58 | 55 | 55 | 54 | 58 | 61 | 63 | 63 | 64 | 66 | 60 |

Escenario 1.

Fuga de gas natural licuado en la manguera de descarga 0005-X-0001A/0001B, por desgaste o falla de material.

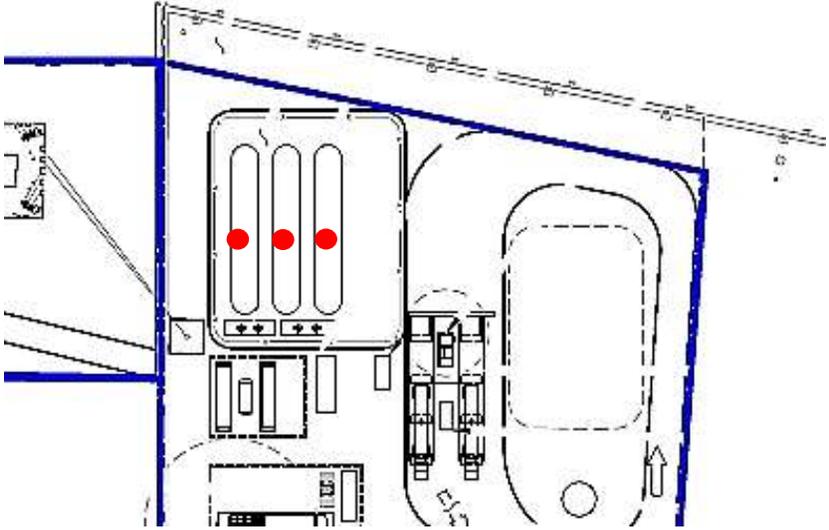
Tabla 25. Escenario 1. Fuga en la manguera de descarga

| Condiciones atmosféricas y localización | | | | | |
|--|------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------|---------------|
| Temperatura ambiente (°C) | 24.8 | | Humedad relativa (%) | 60 | |
| Zona tipo | Rural: | | Urbana: | | Industrial: X |
| Condiciones meteorológicas | | | | | |
| Velocidad del viento (m/s) | 5.7 | | Estabilidad Pasquill | D | |
| Sustancia peligrosa | | | | | |
| Nombre | Gas natural | Componente y % de la mezcla | Metano 93% | Fase | liquido |
| Características y localización del recipiente, instalación o equipo | | | | | |
| Tipo de recipiente: | Vertical | Horizontal | Esférico | Otro | X |
| Instalación o equipo | Manguera | Dimensiones | Ø: 8" | Capacidad | No aplica |
| Temperatura (°C) | -151 | Presión (bar) | 6.5 | Flujo (kg/hr) | 42,661 |
| Superficie del dique (m ²) | No aplica | | Altura hidráulica (m) | No aplica | |
| Diámetro del orificio de fuga (pulg.) | 1.6" (20%) y 8" (100%) | | Elevación de la fuga (m) | 2.5 | |
|  | | | | | |
| Localización del escenario: Torre de mangueras | | | | | |

Escenario 2.

Fuga de gas natural licuado en la válvula de llenado inferior del tanque de almacenamiento 0005-V-0002A/0002B/0002C, por golpe externo.

Tabla 26. Escenario 2. Fuga en tanque de almacenamiento de GNL

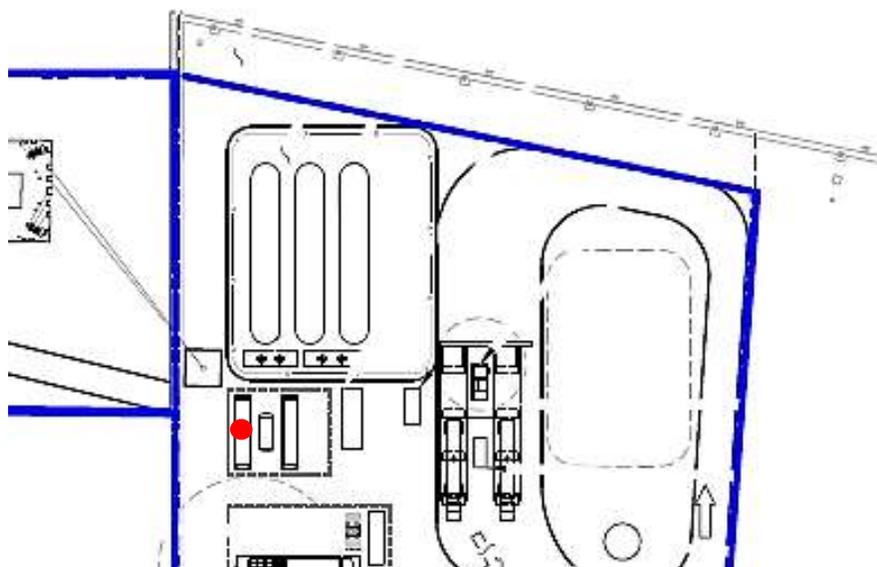
| Condiciones atmosféricas y localización | | | | | |
|--|------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------|--------------------|
| Temperatura ambiente (°C) | 24.8 | | Humedad relativa (%) | 60 | |
| Zona tipo | Rural: | Urbana: | Industrial: X | | |
| Condiciones meteorológicas | | | | | |
| Velocidad del viento (m/s) | 5.7 | | Estabilidad Pasquill | D | |
| Sustancia peligrosa | | | | | |
| Nombre | Gas natural | Componente y % de la mezcla | Metano 93% | Fase | liquido |
| Características y localización del recipiente, instalación o equipo | | | | | |
| Tipo de recipiente: | Vertical | Horizontal X | Esférico | Otro | |
| Instalación o equipo | Tanque | Dimensiones | Ø: 4.2 m | Capacidad | 315 m ³ |
| Temperatura (°C) | -151 | Presión (bar) | 5.1 | Flujo (kg/hr) | No aplica |
| Superficie del dique (m ²) | No aplica | | Altura hidráulica (m) | - | |
| Diámetro del orificio de fuga (pulg.) | 0.6" (20%) y 3" (100%) | | Elevación de la fuga (m) | 1 | |
|  | | | | | |
| Localización del escenario: Tanques de GNL 0005-V-0002A/0002B/0002C | | | | | |

Escenario 3.

Fuga de gas natural licuado en la entrada al vaporizador 0010-E-1001/1002, por falla de sello en la brida.

Tabla 27. Escenario 3. Fuga en el vaporizador

| Condiciones atmosféricas y localización | | | | | |
|---|------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------|----------|
| Temperatura ambiente (°C) | 24.8 | | Humedad relativa (%) | 60 | |
| Zona tipo | Rural: | Urbana: | Industrial: X | | |
| Condiciones meteorológicas | | | | | |
| Velocidad del viento (m/s) | 5.7 | | Estabilidad Pasquill | D | |
| Sustancia peligrosa | | | | | |
| Nombre | Gas natural | Componente y % de la mezcla | Metano 93% | Fase | liquido |
| Características y localización del recipiente, instalación o equipo | | | | | |
| Tipo de recipiente: | Vertical | Horizontal | Esférico | Otro | X |
| Instalación o equipo | Vaporizador de tubos | Dimensiones | Ø: 4" | Capacidad | - |
| Temperatura (°C) | -149 | Presión (bar) | 45.5 | Flujo (kg/hr) | 21,330 |
| Superficie del dique (m ²) | No aplica | | Altura hidráulica (m) | No aplica | |
| Diámetro del orificio de fuga (pulg.) | 0.8 "(20%) y 4" (100%) | | Elevación de la fuga (m) | 1 | |

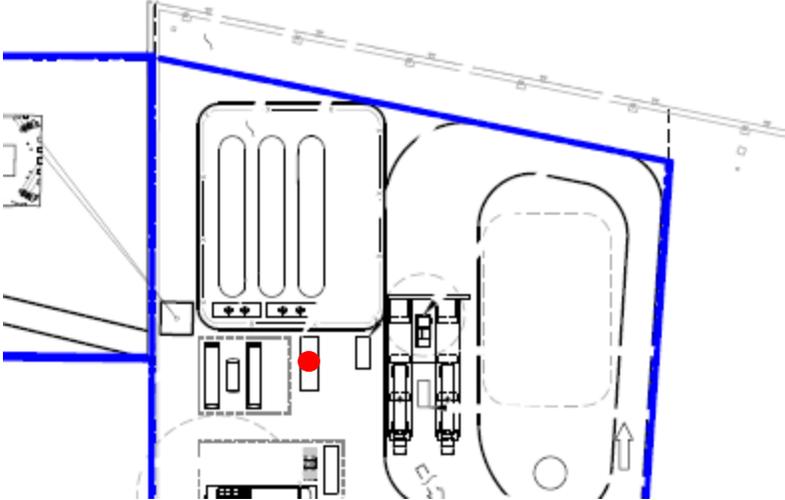


Localización del escenario: Vaporizador 0010-E-1001/1002

Escenario 4. Fuga en tren de medición

Fuga de gas natural en bridas de válvulas del tren de medición del paquete 0010-PK-0001, por falla de sello.

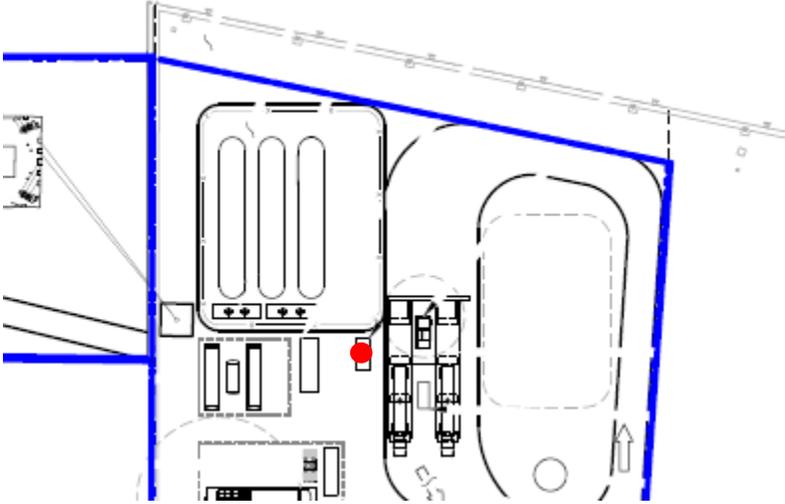
Tabla 28. Escenario 4. Fuga en tren de medición

| Condiciones atmosféricas y localización | | | | | |
|--|-------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------|--------|
| Temperatura ambiente (°C) | 24.8 | | Humedad relativa (%) | 60 | |
| Zona tipo | Rural: | | Urbana: | Industrial: X | |
| Condiciones meteorológicas | | | | | |
| Velocidad del viento (m/s) | 5.7 | | Estabilidad Pasquill | D | |
| Sustancia peligrosa | | | | | |
| Nombre | Gas natural | Componente y % de la mezcla | Metano 93% | Fase | gas |
| Características y localización del recipiente, instalación o equipo | | | | | |
| Tipo de recipiente: | Vertical | Horizontal | Esférico | Otro X | |
| Instalación o equipo | Tren de medición | Dimensiones | Ø: 10" | Capacidad | - |
| Temperatura (°C) | 1.9 | Presión (bar) | 44.8 | Flujo (kg/hr) | 42,661 |
| Superficie del dique (m ²) | No aplica | | Altura hidráulica (m) | No aplica | |
| Diámetro del orificio de fuga (pulg.) | 2.0 "(20%) y 10" (100%) | | Elevación de la fuga (m) | 1 | |
|  | | | | | |
| Localización del escenario: Tren de medición | | | | | |

Escenario 5.

Fuga de gas natural licuado en manguera de carga a tanque ISO, por desgaste o falla de material.

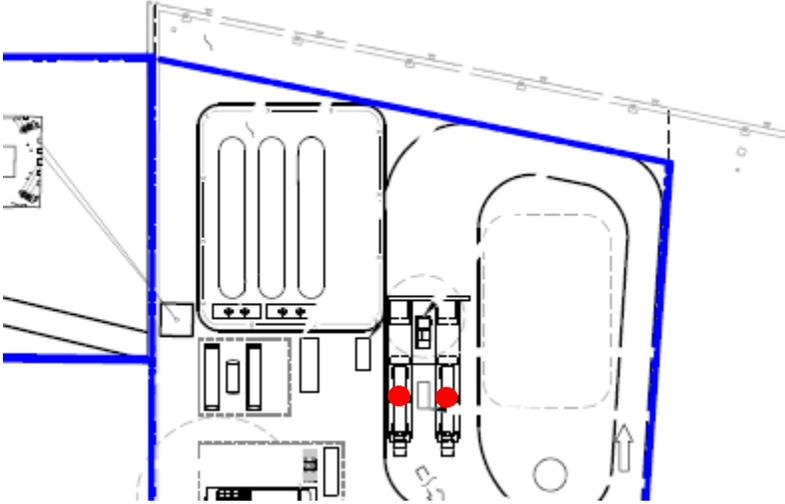
Tabla 29. Escenario 5. Fuga en manguera de carga de tanque ISO

| Condiciones atmosféricas y localización | | | | | |
|--|------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------|---------|
| Temperatura ambiente (°C) | 24.8 | | Humedad relativa (%) | 60 | |
| Zona tipo | Rural: | Urbana: | | Industrial: X | |
| Condiciones meteorológicas | | | | | |
| Velocidad del viento (m/s) | 5.7 | | Estabilidad Pasquill | D | |
| Sustancia peligrosa | | | | | |
| Nombre | Gas natural | Componente y % de la mezcla | Metano 93% | Fase | liquido |
| Características y localización del recipiente, instalación o equipo | | | | | |
| Tipo de recipiente: | Vertical | Horizontal | | Esférico | Otro X |
| Instalación o equipo | Manguera | Dimensiones | Ø: 3" | Capacidad | - |
| Temperatura (°C) | -151 | Presión (bar) | 5.2 | Flujo (kg/hr) | 19,496 |
| Superficie del dique (m ²) | No aplica | | Altura hidráulica (m) | No aplica | |
| Diámetro del orificio de fuga (pulg.) | 0.6 "(20%) y 3" (100%) | | Elevación de la fuga (m) | 1 | |
|  | | | | | |
| Localización del escenario. Manguera de carga de camiones | | | | | |

Escenario 6.

Fuga de gas natural licuado, en la boquilla inferior de entrada/salida de líquido del tanque ISO, por golpe externo.

Tabla 30. Escenario 6. Fuga en tanque ISO

| Condiciones atmosféricas y localización | | | | | |
|--|------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------|----------------------|
| Temperatura ambiente (°C) | 24.8 | | Humedad relativa (%) | 60 | |
| Zona tipo | Rural: | Urbana: | Industrial: | X | |
| Condiciones meteorológicas | | | | | |
| Velocidad del viento (m/s) | 5.7 | | Estabilidad Pasquill | D | |
| Sustancia peligrosa | | | | | |
| Nombre | Gas natural | Componente y % de la mezcla | Metano 93% | Fase | liquido |
| Características y localización del recipiente, instalación o equipo | | | | | |
| Tipo de recipiente: | Vertical | Horizontal | Esférico | Otro | X |
| Instalación o equipo | Tanque | Dimensiones | Ø: 2.2 m | Capacidad | 41.04 m ³ |
| Temperatura (°C) | -151 | Presión (bar) | 4.8 | Flujo (kg/hr) | No aplica |
| Superficie del dique (m ²) | No aplica | | Altura hidráulica (m) | - | |
| Diámetro del orificio de fuga (pulg.) | 0.6" (20%) y 3" (100%) | | Elevación de la fuga (m) | 1 | |
|  | | | | | |
| Localización del escenario: tanque ISO | | | | | |

Los resultados obtenidos de las simulaciones, se muestran a continuación.

Tabla 31 Radios de afectación

| No. | Escenario | Diám. de fuga | | Incendio Radios de afectación (m) | | Explosión Radios de afectación (m) | |
|-----|--|---------------|-------|---|-----------------|--|-----------------|
| | | % | Pulg. | Alto riesgo | Amortiguamiento | Alto riesgo | Amortiguamiento |
| 1 | Fuga en manguera de descarga de GNL 0005-X-0001A/0001B | 20 | 1.6 | 91.58 | 128.60 | 20.69 | 27.55 |
| | | 100 | 8.0 | 383.55 | 545.62 | 26.13 | 36.50 |
| 2 | Fuga en tanque de almacenamiento de GNL 0005-V-0002A/0002B/0002C | 20 | 0.6 | 36.20 | 50.24 | 10.78 | 14.50 |
| | | 100 | 3.0 | 153.01 | 215.90 | 12.31 | 17.00 |
| 3 | Fuga en vaporizador 0010-E-1001/1002 | 20 | 0.8 | 69.39 | 96.79 | 10.33 | 13.75 |
| | | 100 | 4.0 | 293.83 | 415.46 | 13.53 | 19.01 |
| 4 | Fuga en tren de medición | 20 | 2.0 | 66.47 | 92.16 | 13.09 | 18.29 |
| | | 100 | 10.0 | 282.84 | 419.40 | 18.30 | 26.86 |
| 5 | Fuga en manguera de carga de tanques ISO | 20 | 0.6 | 36.34 | 50.45 | 10.78 | 14.50 |
| | | 100 | 3.0 | 153.61 | 216.76 | 12.31 | 17.01 |
| 6 | Fuga en tanque ISO | 20 | 0.6 | 35.79 | 49.68 | 10.80 | 14.53 |
| | | 100 | 3.0 | 151.29 | 213.46 | 12.29 | 16.98 |

La memoria de cálculo de las simulaciones realizadas se presenta en el **Anexo 11**, y la representación en planos, de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas, se presentan en el **Anexo 12**.

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO

A continuación, se describen las interacciones de riesgo que pudieran presentarse en cada escenario de riesgo; así como las medidas preventivas orientadas a la reducción de la probabilidad de ocurrencia de dicha interacción y la compatibilidad del proyecto con la infraestructura existente.

II.2.1. Interacciones de riesgo

De acuerdo con los radios potenciales de afectación obtenidos, las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones que se encuentran dentro de las Zonas de Alto Riesgo; son las siguientes:

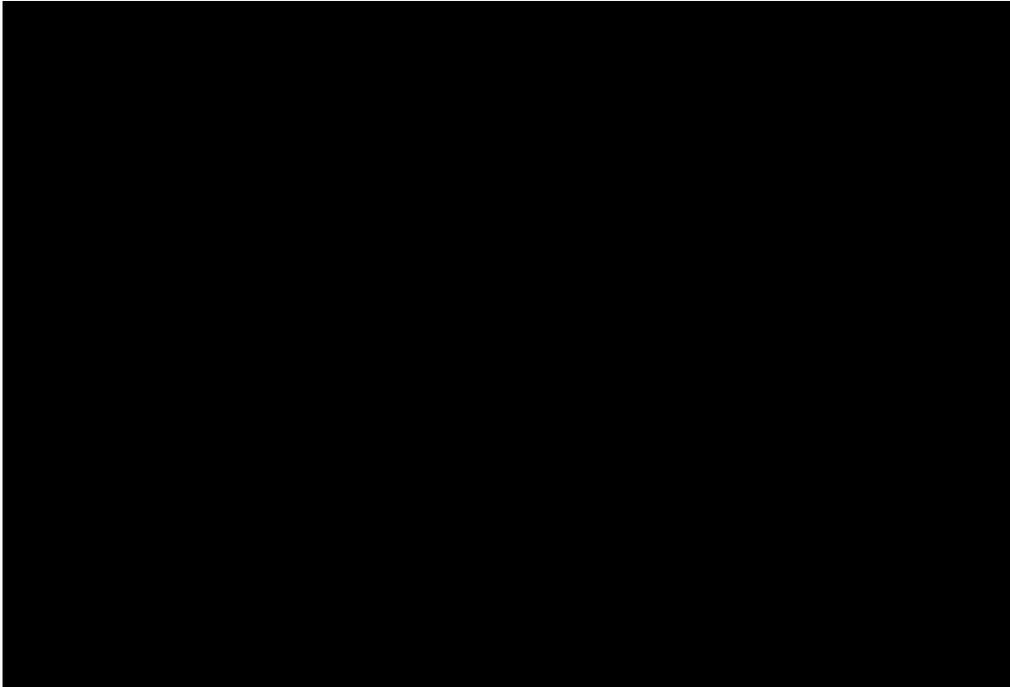


Figura 21. Escenario 1. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de descarga

En el caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la manguera de descarga; el radio de alto riesgo (91.58 m.), rebasa los límites del área de concesión marina e incluye todo el muelle de la Microterminal. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (20.69 m) no rebasa los límites del área de concesión marina y solo incluye parte del muelle de la Microterminal.

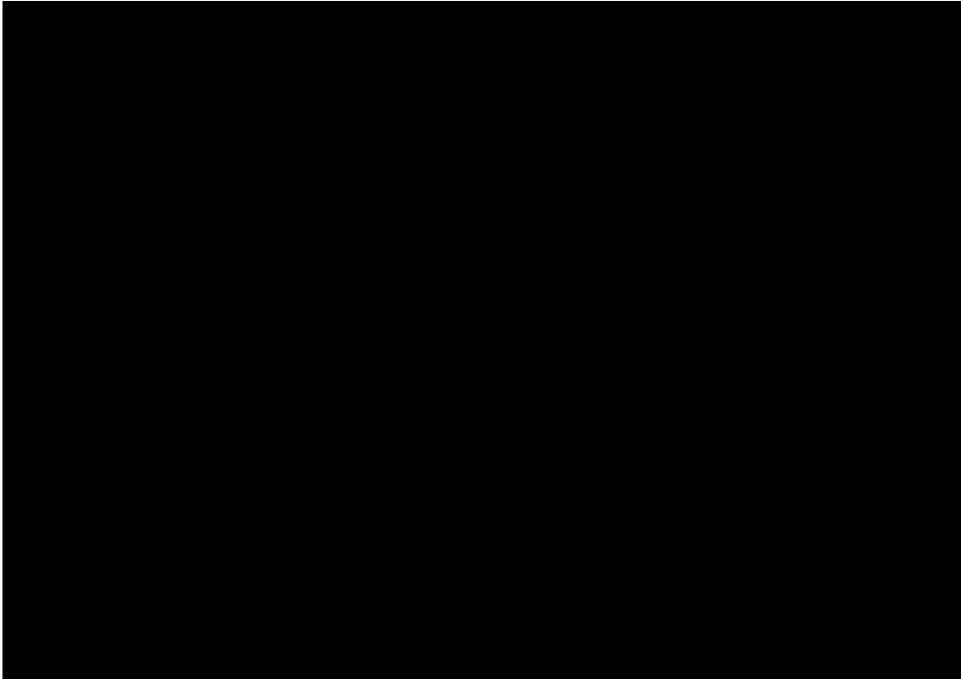


Figura 22. Escenario 1. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga; el radio de alto riesgo (383.55 m.), rebasa los límites del área de concesión marina y terrestre, e incluye toda la Microterminal, parte del muelle vecino al norte de la Microterminal y parte de las instalaciones de investigación de la Universidad Autónoma de Baja California Sur, al sureste de la Microterminal. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (26.13 m) rebasa ligeramente los límites del área de concesión marina e incluye parte del muelle de la Microterminal.

Escenario 2. Fuga en tanque de almacenamiento de GNL 0005-V-0002A/0002B/0002C

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y
110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

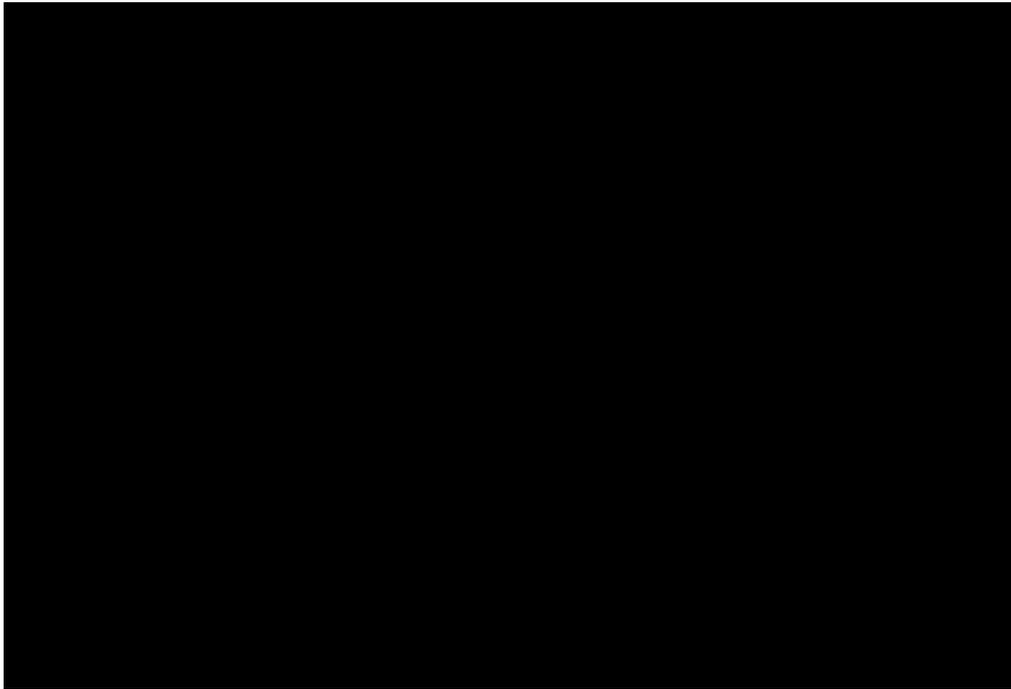


Figura 23. Escenario 2. Fuga del 20% del diámetro de la conexión de llenado de fondo

En el caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la conexión de llenado de fondo; el radio de alto riesgo (36.20 m.), rebasa ligeramente los límites de concesión marina y terrestre, e incluye toda el área de tanques de almacenamiento de GNL, vaporizadores, módulo de medición, generador de N₂ y parte de la estación de carga de tanques ISO. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (153.01 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre y solo incluye el área de tanques de GNL.

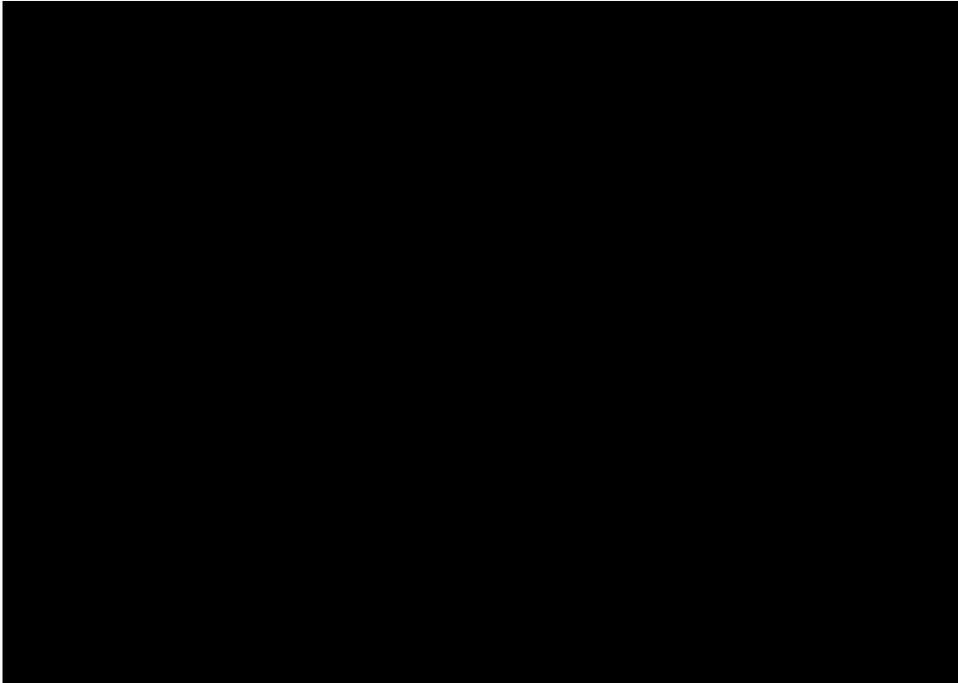


Figura 24. Escenario 2. Fuga del 100% del diámetro de la conexión de llenado de fondo

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la conexión de llenado de fondo; el radio de alto riesgo (153.01 m.), rebasa los límites del área de concesión marina y terrestre, e incluye toda la Microterminal. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (12.31 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre y solo incluye el área de tanques de GNL.

Escenario 3. Fuga en vaporizador 0010-E-1001/1002

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I
DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

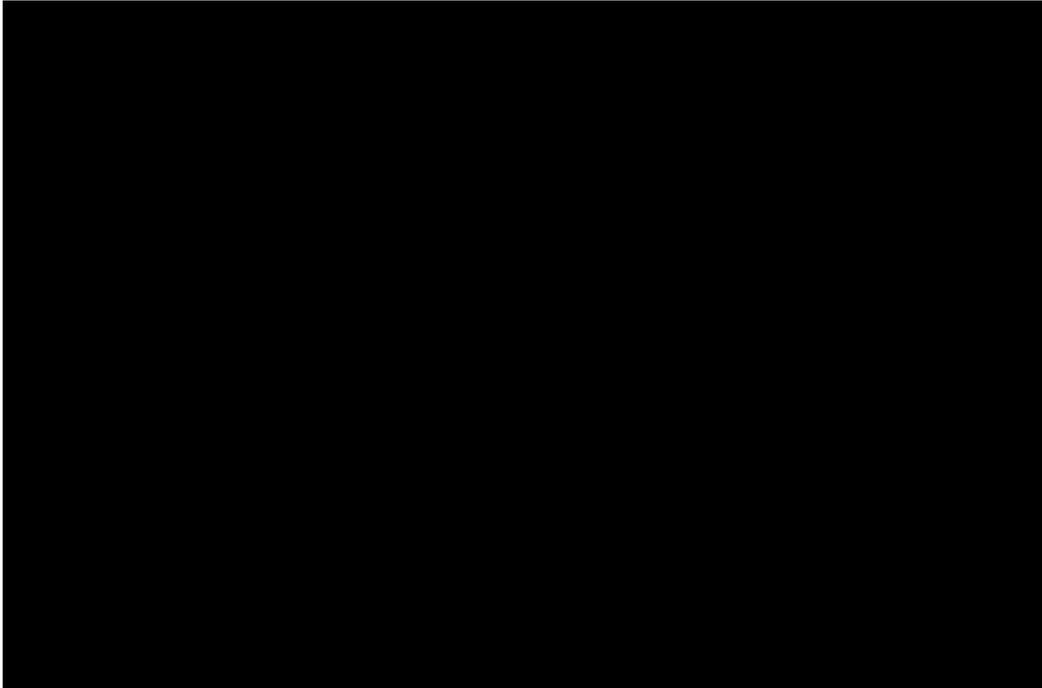


Figura 25. Escenario 3. Fuga del 20% del diámetro de la brida de entrada al vaporizador

En el caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la brida de entrada al vaporizador; el radio de alto riesgo (69.39 m.), rebasa los límites de concesión marina y terrestre, e incluye el área de tanques de almacenamiento de GNL, vaporizadores, módulo de medición, generador de N₂, estación de carga de tanques ISO, vaporizadores de gas y de aire, oficina y cuarto eléctrico. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (10.33 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre y solo incluye el área de vaporizadores.

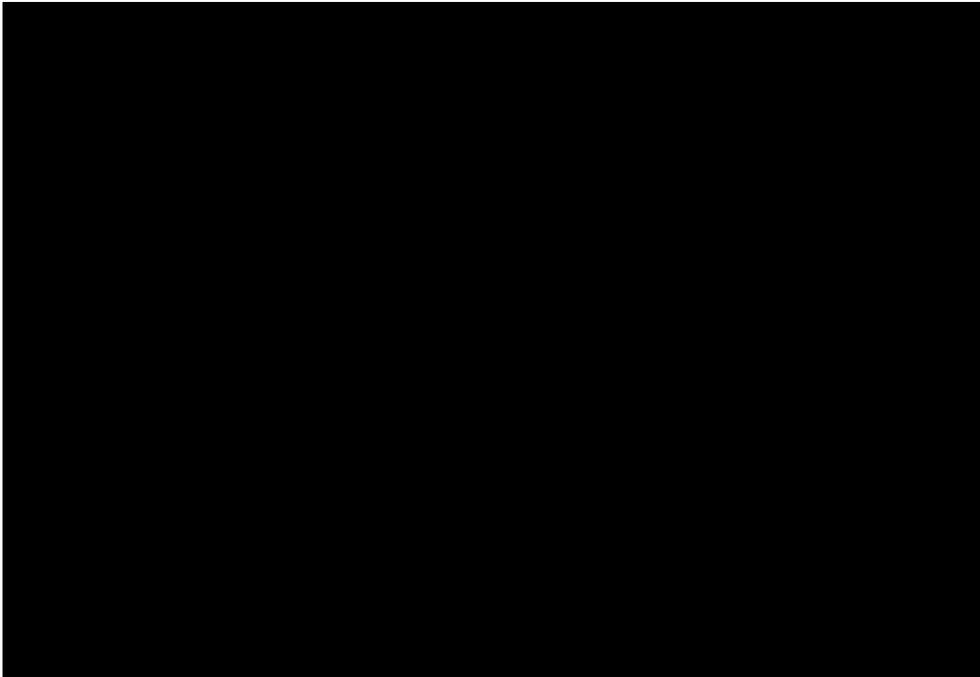


Figura 26. Escenario 3. Fuga del 100% del diámetro de la brida de entrada al vaporizador

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la brida de entrada al vaporizador; el radio de alto riesgo (293.83 m.), rebasa los límites del área de concesión marina y terrestre, e incluye toda la Microterminal de Gas Natural y parte del muelle vecino al norte de la Microterminal de Gas Natural. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (13.53 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre y solo incluye el área de vaporizadores.

Escenario 4. Fuga en tren de medición

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE
LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP



Figura 27. Escenario 4. Fuga del 20% del diámetro de la brida de la válvula de corte

En el caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la brida de la válvula de corte; el radio de alto riesgo (66.47 m.), rebasa los límites de concesión marina y terrestre, e incluye el área de tanques de almacenamiento de GNL, vaporizadores, módulo de medición, generador de N₂, estación de carga de tanques ISO, vaporizadores de gas y de aire, oficina y cuarto eléctrico. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (13.09 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre e incluye vaporizadores, módulo de medición, generador de N₂ y vaporizador de aire.

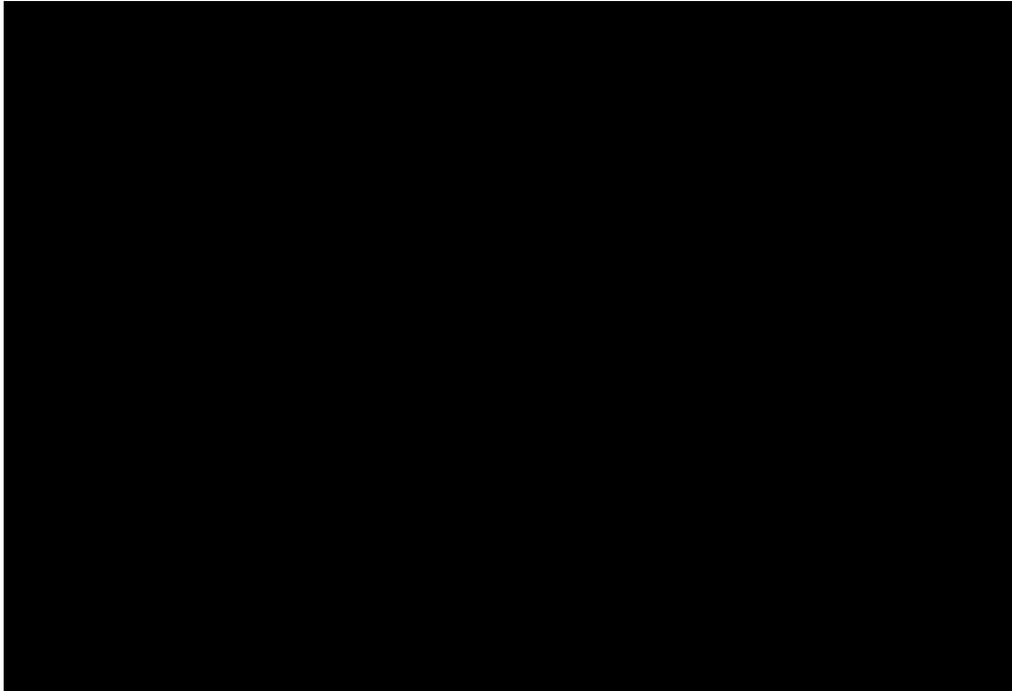


Figura 28. Escenario 4. Fuga del 100% del diámetro de la brida de la válvula de corte

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la brida de la válvula de corte; el radio de alto riesgo (282.84 m.), rebasa los límites del área de concesión marina y terrestre, e incluye toda la Microterminal de Gas Natural y parte del muelle vecino al norte de la Microterminal de Gas Natural. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (18.30 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre e incluye vaporizadores, módulo de medición, generador de N₂ y vaporizador de aire.

Escenario 5. Fuga en manguera de carga de tanques ISO

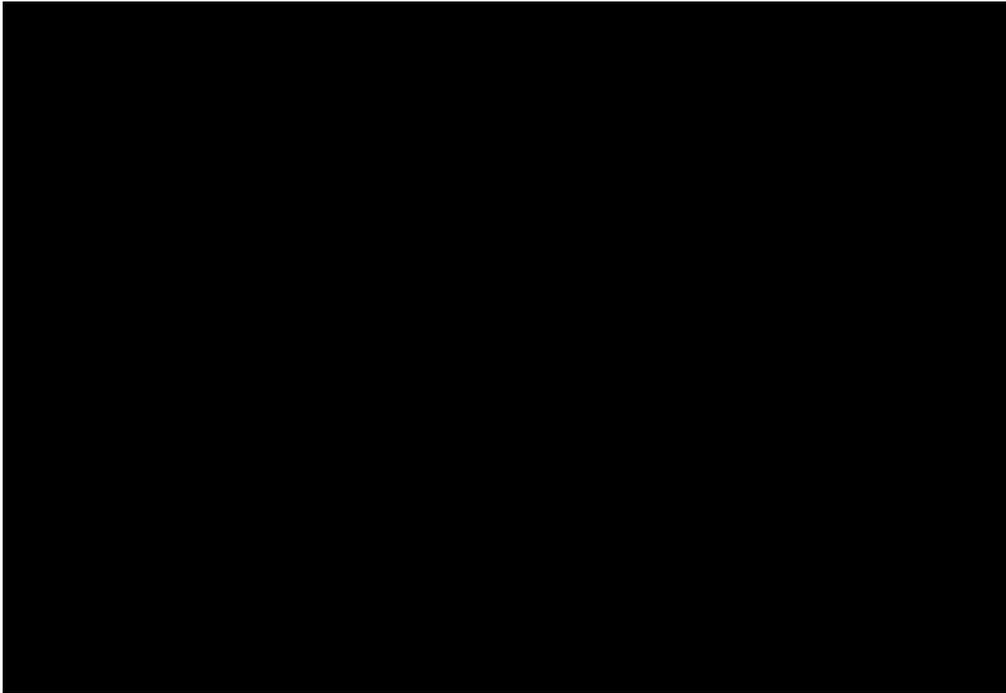


Figura 29. Escenario 5. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de carga a tanques ISO

En el caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la brida de la manguera de carga a tanques ISO; el radio de alto riesgo (36.34 m.), no rebasa los límites de concesión marina y terrestre, pero incluye la mayor parte del área de tanques de almacenamiento de GNL, vaporizadores, vaporizadores de gas y de aire, módulo de medición, generador de N₂, estación de carga de tanques ISO y oficina. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (10.78 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre y solo incluye el módulo de medición, generador de N₂ y parte de la estación de carga de tanques ISO.

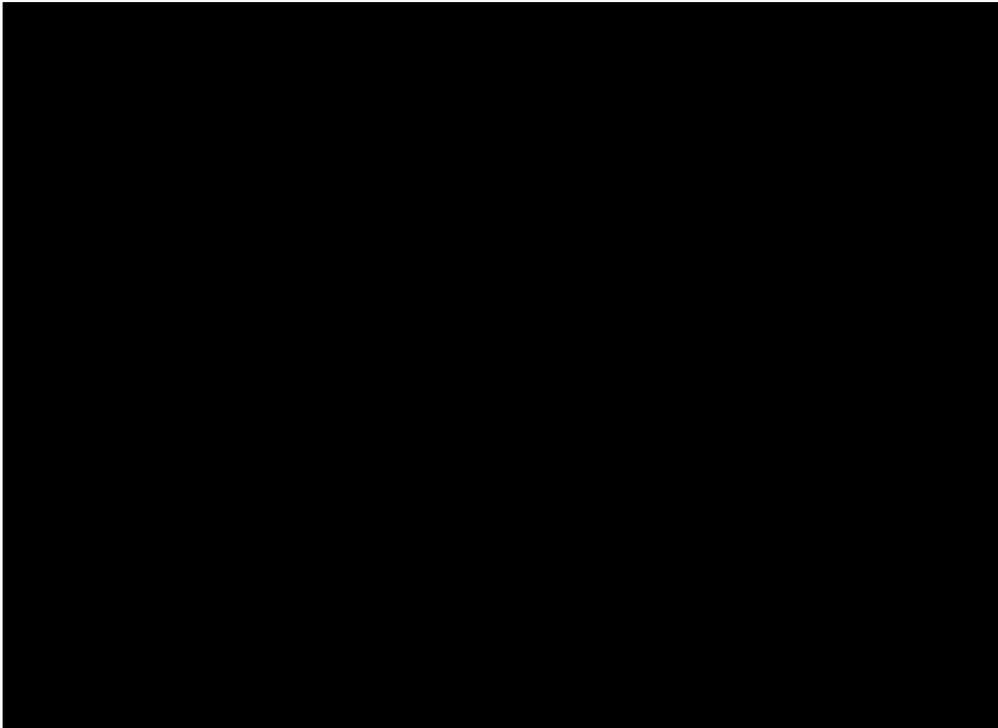


Figura 30. Escenario 5. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de carga a tanques ISO

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la manguera de carga a tanques ISO; el radio de alto riesgo (153.61 m.), rebasa los límites del área de concesión marina y terrestre, e incluye toda la Microterminal de Gas Natural. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (12.31 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre e incluye el módulo de medición, generador de N₂ y parte de la estación de carga de tanques ISO.

Escenario 6. Fuga en tanque ISO

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I
DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP



Figura 31. Escenario 6. Fuga del 20% del diámetro de la conexión de llenado de fondo

En el caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la conexión de llenado de fondo; el radio de alto riesgo (35.79 m.), no rebasa los límites de concesión marina y terrestre, pero incluye una pequeña parte del área de tanques de almacenamiento de GNL, vaporizadores, vaporizadores de gas y de aire, módulo de medición, generador de N₂, estación de carga de tanques ISO y oficina. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (10.80 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre y solo incluye la estación de carga de tanques ISO.

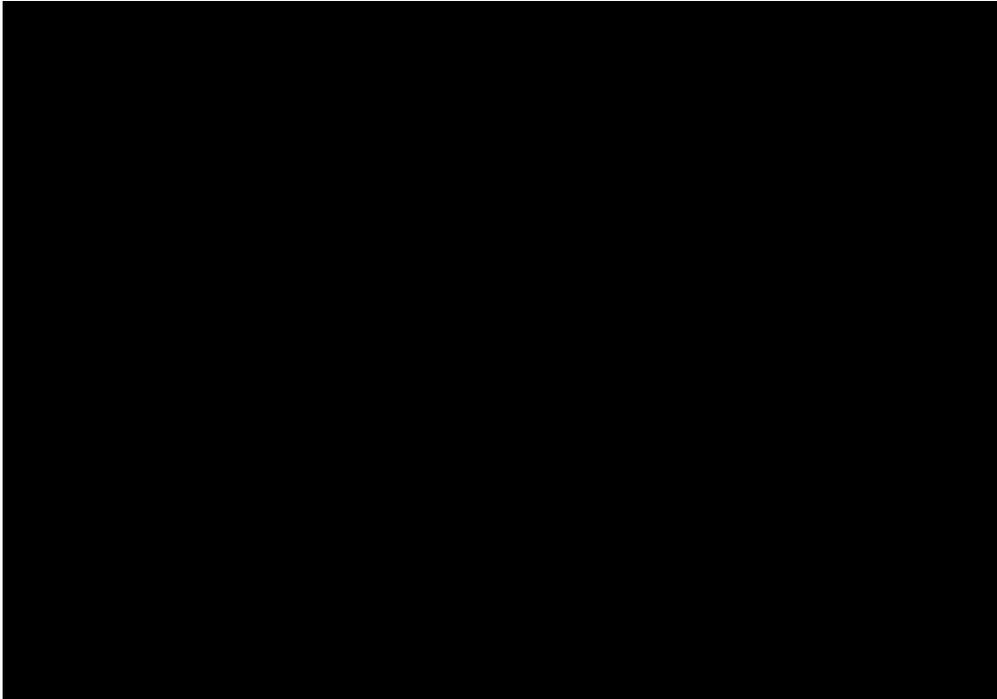


Figura 32. Escenario 6. Fuga del 100% del diámetro de la conexión de llenado de fondo

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la conexión de llenado de fondo; el radio de alto riesgo (151.29 m.), rebasa los límites del área de concesión marina y terrestre, e incluye toda la Microterminal de Gas Natural. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (12.29 m) no rebasa los límites del área de concesión marina ni terrestre y solo incluye la estación de carga de tanques ISO.

Es importante señalar que aún y cuando algunos escenarios rebasan los límites de concesión marina y terrestre; en las colindancias de la Microterminal de Gas Natural, no existen áreas, equipos o instalaciones con las que pudiera presentarse interacciones tales como un efecto domino. Solo en los escenarios 1, 3 y 4 de incendio por fugas del 100% del diámetro de la manguera o conexiones, los radios de alto riesgo incluyen parte del muelle vecino al norte de la Microterminal de Gas Natural y parte de las instalaciones de investigación de la Universidad Autónoma de Baja California Sur.

II.2.2. Medidas preventivas para la reducción de la ocurrencia de las interacciones de riesgo.

La planta contará con las medidas de preventivas y sistemas de seguridad que se describen en las secciones III.1.1.y III.1.2., sin embargo, para el control específico de los escenarios de riesgo identificados, la planta contará con lo siguiente.

Para el control de sobrepresión en instalaciones y equipos, se contará con válvulas de seguridad (PSV) que descargarán a cabezales y conducirán los vapores de gas natural a quemadores de alta y baja presión

Para evitar derrames de GNL, durante la descarga del buque y durante la carga de tanques ISO, se utilizarán acoplamientos de liberación de emergencia; los cuales permiten la desconexión de las mangueras y el cierre automático de válvulas en sus extremos; en caso de desplazamiento del buque o de los autotanques.

Para prevenir y controlar los efectos por sobrepresión, la planta se ubica lejos de cualquier población, centros de reunión y de cualquier instalación con riesgo de desencadenar una interacción peligrosa.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

De acuerdo con el diagnóstico de la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Regional con Riesgo, de la Microterminal de Gas Natural; y con base en los radios de afectación de los eventos de riesgo identificados; los efectos sobre los componentes ambientales del sitio son los siguientes:

Tabla 32. Efectos sobre los componentes ambientales

| Componente ambiental | Indicador | Sitio del Proyecto | Efecto sobre el componente ambiental |
|--|-----------------------------------|--|--|
| Hidrología superficial | Número de corriente de agua | En el sitio del proyecto no hay corrientes de agua, sin embargo, el sitio colinda con la bahía de Pichilingue. | En caso de fuga o derrame, no se espera contaminación del sitio ya que el GNL es más ligero que el agua, por lo que, si se derrama sobre esta, flota y se vaporiza rápidamente. |
| Hidrología subterránea | Grado de explotación del acuífero | Déficit registrado para el acuífero de La Paz. | El GNL se almacena a temperaturas criogénicas por lo que, en caso de fuga, se evapora rápidamente por efecto de la temperatura ambiental, antes de poder infiltrarse en el suelo |
| Vegetación | Riqueza de especies | El Sitio del Proyecto no presenta vegetación | En caso de derrame o fuga no existe vegetación afectable |
| Especies vegetales en estatus de conservación | Presencia/ausencia | En el sitio no hay registro de especies en la NOM-059-SEMARNAT-2010. | En caso de derrame o fuga no existe vegetación afectable |
| Fauna | Calidad del hábitat | El sitio del proyecto, al no presentar vegetación, no registra presencia de fauna, a excepción de sobrevuelos de algunas especies de aves. | No existe fauna afectable |
| Fauna | Riqueza de especies | Dentro del sitio no se registró ningún grupo faunístico. | No existe fauna afectable |
| Especies de fauna en | Presencia/ausencia | No presenta registros de fauna, en alguna categoría de la NOM-059-SEMARNAT-2010 | No existe fauna afectable |

| Componente ambiental | Indicador | Sitio del Proyecto | Efecto sobre el componente ambiental |
|--------------------------------|---------------------|--|---------------------------------------|
| estatus de conservación | | | |
| Demografía | Tasa de crecimiento | En el sitio del proyecto no se presentan comunidades de ningún tipo. | No existe población cercana afectable |

De acuerdo con lo anterior, en caso de presentarse alguno de los eventos de riesgo identificados, el efecto sobre los componentes ambientales del sitio sería bajo. Esto se debe a que: 1. El sitio se encuentran totalmente modificado con respecto a sus condiciones naturales, por las instalaciones y las actividades de la APIBCS y 2. Los eventos identificados no son permanentes, sino de corta duración (unas cuantas horas).

En estas condiciones, el sistema ambiental tiene la capacidad de recuperar los valores normales en sus componentes bióticos y abióticos.

III. MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

Con base en los resultados obtenidos a través de la identificación y jerarquización de riesgos, así como de la simulación de escenarios del presente estudio; se establecieron las siguientes recomendaciones:

Tabla 33. Recomendaciones técnico-operativas

| No. | Recomendación |
|-----|---|
| 1. | Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento al equipo de bombeo del buque |
| 2. | Aplicar el programa de mantenimiento a válvulas automáticas, manuales y de seguridad |
| 3. | Aplicar el programa de inspecciones y pruebas periódicas a mangueras de descarga y de carga |
| 4. | Aplicar el programa de capacitación al personal de operación, mantenimiento y de seguridad, en las actividades propias de sus puestos |
| 5. | Aplicar el programa de mantenimiento a bombas de GNL |
| 6. | Aplicar el programa de mantenimiento a vaporizadores |
| 7. | Aplicar el programa de mantenimiento al paquete de medición |
| 8. | Aplicar el programa de mantenimiento y calibración a instrumentos |
| 9. | Aplicar el programa de inspecciones periódicas a tanques ISO |

III.1.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD

III.1.1.1 Cerca perimetral

La Microterminal de Gas Natural estará asegurada por una cerca de malla. El cuarto de control, las fuentes de energía eléctrica, las estaciones de carga y los espacios de confinamiento estarán protegidos contra intrusiones y accesos no autorizados.

III.1.1.2 Acceso a la Microterminal de Gas Natural

La Microterminal de Gas Natural normalmente operará bajo el Nivel de seguridad 1. El acceso a la Microterminal de Gas Natural será administrado por los guardias de seguridad que informan a la sala de control para su verificación o confirmación. Las identidades de todos los visitantes a la Microterminal de Gas Natural se verificarán antes de otorgar el acceso. Existirá un sistema de administración de acceso en el que cada visitante recibirá una identificación que muestre la zona a la que se otorga el acceso.

III.1.1.3 Acceso al área de transferencia marina

El acceso al área de transferencia marítima estará limitado al personal que maneja las operaciones de transferencia de GNL. La identidad de todos los visitantes al área de transferencia marítima a través de la costa o la tierra será verificada según el sistema de gestión de acceso. Se emitirá una tarjeta de identificación para el visitante que muestre el acceso otorgado al área. El visitante también será acompañado.

III.1.1.5 Sistemas de circuito cerrado de televisión (CCTV)

La Microterminal de Gas Natural estará protegida por un sistema de CCTV tripulado que también controla la entrada y salida de la Microterminal de Gas Natural, el perímetro y la terminal en general. Las cámaras podrán moverse y acercarse para vigilar la Microterminal de Gas Natural para detectar personas no autorizadas, incendios y descargas de GNL.

III.1.1.6 Contención de fugas y derrames

Áreas de transferencia y almacenamiento del GNL estarán provistas con bordillos y suelo inclinado para recoger derramamientos del GNL en una estructura de retención hecha de hormigón o de otro material apropiado. La estructura será diseñada según NFPA 59A. Una bomba será provista para remover la precipitación de lluvia excesiva del sistema de contención de derramamiento.

Los tanques de almacenamiento de combustible tendrán construcción de pared doble para contener cualquier escape. El espacio entre tanque tendrá drenajes múltiples alrededor del perímetro para identificar en cual cuadrante ocurrió un escape.

Estaciones de llenado de tanques ISO

Un embalse será proporcionado alrededor del área de la estación de carga de autotanques de GNL para contener los hidrocarburos en caso de fugas. Todas las descargas y vapores generados por escape del calor irán al quemador antorcha.

Una bomba será proporcionada en la cuenca del embalse para el retiro del agua de lluvia. Esta bomba no será automática y operará solamente a discreción del personal.

Las estaciones de llenado de tanques ISO serán suplidas por un solo tambor de drenaje GNL. Después de desacoplar la manguera del camión de GNL, la estación de llenado será aislada, y el fluido restante en el

cabezal será purgado a presión con nitrógeno al tambor de drenaje. La capacidad mínima de este contenedor es dos volúmenes de la manguera más el cabezal de tubería hasta el punto de aislamiento más cercano. El tambor permitirá que el GNL se vaporice debido al escape de calor del ambiente, y que fluya al quemador antorcha. Una boquilla con válvula doble bloqueo y descarga será provista también en el fondo del tambor. Esta conexión se usará para la inyección de nitrógeno en el contenedor y aumentar el índice de vaporización al quemador de antorcha.

Área de tanques de almacenamiento de GNL

Todos los tanques de almacenamiento del GNL en sitio son envases de contención-simple. Un estanque de retención por lo tanto será proporcionado alrededor del área de almacenamiento del GNL para contener los hidrocarburos en caso de fallo del envase primario. El estanque de retención conservará solamente los hidrocarburos para prevenir el agravamiento de este evento.

Todas las descargas y vapores generados por escape de calor en los tanques de almacenamiento de GNL serán conducidos al quemador antorcha.

Una bomba será provista en el estanque de retención para remover el agua de lluvia. Esta bomba no será automática y será operada a discreción del personal de la planta.

III.1.2 MEDIDAS PREVENTIVAS

III.1.2.1 Programa de mantenimiento

Con la capacidad de poner fuera de servicio casi cualquier dispositivo, componente o pieza de equipo durante las operaciones normales, la filosofía de mantenimiento de la instalación es realizar todo el mantenimiento de rutina y periódico según lo programado y sin demora. Además, para el mantenimiento no rutinario, se realizará tan pronto como sea razonablemente posible. El equipo de mantenimiento tiene la autoridad para autorizar un "interruptor", mediante el cual los operadores de la sala de control hacen uso de la (s) unidad (es) de respaldo, y deshabilitan la (s) unidad (es) principal (es) hasta que se complete el mantenimiento. El personal de mantenimiento son empleados a tiempo completo y no serán responsables de las operaciones normales de la instalación: su atención se centrará en la salud de los activos operativos.

IV. RESUMEN

IV.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

De acuerdo con los radios potenciales de afectación obtenidos, los eventos de riesgo identificados pueden tener las siguientes interacciones de riesgo:

En el escenario 1 (fuga en manguera de descarga de GNL), en caso de incendio por fuga del 20% del diam. de la manguera, el radio de alto riesgo rebasa los límites de concesión marina, para fuga del 100%, el radio rebasa los límites de concesión marina y terrestre. En el caso de explosión, por fuga del 20%, el radio no rebasa los límites de concesión marina ni terrestre y para fuga del 100%, el radio rebasa los límites de concesión marina.

En los escenarios 2 (fuga en tanque de almacenamiento de GNL), 3 (fuga en vaporizador) y 4 (fuga en tren de medición) en caso de incendio por fuga del 20% y 100% del diam. de la conexión o brida, el radio de alto riesgo rebasa los límites de concesión marina y terrestre. En el caso de explosión, por fuga del 20% y del 100%, el radio no rebasa los límites de concesión marina ni terrestre.

Escenario 5 (fuga en manguera de carga de tanques ISO) y 6 (fuga en tanque ISO), en caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la conexión o brida, el radio de alto riesgo no rebasa los límites de concesión marina ni terrestre, para fuga del 100%, el radio rebasa los límites de concesión marina y terrestre. En el caso de explosión, por fuga del 20% y del 100%, el radio no rebasa los límites de concesión marina ni terrestre.

Es importante señalar que aún y cuando algunos escenarios rebasan los límites de concesión marina y terrestre; en las colindancias de la Microterminal de Gas Natural, no existen áreas, equipos o instalaciones con las que pudiera presentarse interacciones tales como un efecto domino. Solo en los escenarios 1, 3 y 4 de incendio por fugas del 100% del diámetro de la manguera o conexiones, los radios de alto riesgo incluyen parte del muelle vecino al norte de la Microterminal de Gas Natural y parte de las instalaciones de investigación de la Universidad Autónoma de Baja California Sur.

También se debe aclarar que estos escenarios de riesgo no consideran la existencia de las protecciones ni medidas de seguridad del proyecto, por lo que dichos resultados representan las peores condiciones posibles. En la práctica, las medidas de seguridad tanto de diseño como de operación y los planes, programas y procedimientos con que contará la Microterminal de Gas Natural, hacen que dichos escenarios sean muy poco probables y que sus posibles consecuencias se reduzcan considerablemente.

Por otra parte, la Microterminal de Gas Natural contará con medidas preventivas para el control específico de los escenarios de riesgo identificados. Estas medidas incluyen válvulas de seguridad (PSV) que descargarán a cabezales y conducirán los vapores de gas natural a quemadores de alta y baja presión; para evitar derrames de GNL, durante la descarga del buque y durante la carga de tanques ISO, se utilizarán acoplamientos de liberación de emergencia; los cuales permiten la desconexión de las mangueras y el cierre automático de válvulas en sus extremos; en caso de desplazamiento del buque o de los autotanques. Además, para prevenir y controlar los efectos por sobrepresión, la planta se ubica lejos de cualquier población, centros de reunión y de cualquier instalación con riesgo de desencadenar una interacción peligrosa.

En relación a su localización, el proyecto se considera compatible con el sitio donde se pretende ubicar ya que no existe infraestructura que pudiera verse afectada, aún en caso de emergencia.

En cuanto a los posibles efectos sobre el sistema ambiental; en caso de presentarse alguno de los eventos de riesgo identificados, el efecto sobre los componentes ambientales del sitio sería bajo. Esto se debe a que: 1. El sitio se encuentra totalmente modificado con respecto a sus condiciones naturales, por las instalaciones y las actividades de la APIBCS y 2. Los eventos identificados no son permanentes, sino de corta duración (unas cuantas horas). En estas condiciones, el sistema ambiental tiene la capacidad de recuperar los valores normales en sus componentes bióticos y abióticos.

Aún y cuando el proyecto considera sistemas y medidas de seguridad adecuados para el tipo de riesgos que se pueden presentar; con base en los resultados obtenidos a través de la identificación y jerarquización de riesgos y con el fin de reducir los riesgos identificados y/o mitigar sus efectos, se establecieron 9 recomendaciones técnico-operativas.

Con base en lo anterior y bajo las condiciones actuales, los riesgos identificados y evaluados se consideran aceptables siempre y cuando se sigan las recomendaciones descritas en el presente estudio, las que pudiera establecer la ASEA como resultado de la evaluación del mismo; así como las establecidas en la legislación aplicable en materia de seguridad e higiene.

IV.2 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL

El proyecto consiste en construcción de una “Microterminal de Gas Natural” en el Puerto de Pichilingue, ubicado en el municipio de La Paz, Baja California Sur.

El Proyecto tiene tres funciones principales: a. Recepción, manejo y almacenamiento del Gas Natural Licuado (GNL), b. Regasificación del GNL para su posterior uso en la generación de energía eléctrica y c. Carga o llenado de tanques ISO para la comercialización del GNL.

Para la recepción del GNL, se arrendará una unidad flotante de almacenamiento (“FSU”) a ser anclada en la Bahía de La Paz; dicha FSU recibirá GNL a través de Buques transportador de gas de altura. Por otro lado, en el Puerto de Pichilingue se tendrá un Buque transportador de GNL, el cual será arrendado para que transporte el GNL desde la FSU hasta el muelle de descarga en Pichilingue.

Para la vaporización del GNL y la generación de gas natural para la generación energía eléctrica; la vaporización del GNL se realizará a través de una planta de regasificación. La planta tendrá un solo módulo de vaporización para suministrar el gas natural a las turbinas de combustión. El módulo tendrá dos intercambiadores de calor y el medio de calentamiento será un sistema de agua/glicol de circuito cerrado integrado con las turbinas de combustión. Para la carga de tanques ISO se contará con dos bahías de llenado de tanques ISO para la comercialización del GNL.

Para la identificación de riesgos en este proyecto, se seleccionó la metodología “Hazop”, y para su jerarquización se utilizó la matriz de riesgos publicada por PEMEX, en el documento 800-16400-DCO-GT-75. Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso.

Como resultado de la identificación y jerarquización de riesgos, se identificaron 6 escenarios, los cuales fueron simulados mediante el software Phast; para calcular los posibles radios de afectación.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el escenario con mayor radio de afectación de alto riesgo, es la fuga de GNL por la ruptura total de la manguera de descarga del buque (383.55 m.).

IV.3 INFORME TÉCNICO

En el **Anexo 13**, se presenta el Informe técnico.

V. INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN

V.1.1 Planos de localización

En la figura 2, se muestra la localización del proyecto y en el **Anexo 1**. se presenta el plano correspondiente.