ESTUDIO DE RIESGO
MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

PROYECTO: Terminal de Gas Natural CCI

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

MARZO DE 2021

Contenido

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO 1
I.1. BASES DE DISEÑO 1
I.1.1 Proyecto civil.....11
I.1.2. Proyecto mecánico.....17
I.1.3. Proyecto sistema contra incendio.....26
1.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO 32
I.2.1. Hojas de seguridad.....44
I.2.2. Almacenamiento.....45
I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares 46
I.2.4. Pruebas de verificación.....48
I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN 49
I.3.1. Especificación del cuarto de control 53
I.3.2. Sistemas de aislamiento 55
I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....56
1.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes 56
I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.....59
I.4.3. Criterios para la selección de la metodología utilizada para la jerarquización de riesgos.....67
I.4.4. Jerarquización de riesgos.....70
I.4.5. Escenarios identificados. 71
II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES 72
II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN 72
II.1.1. Programa de simulación 72
II.1.2. Criterios para definir las zonas de seguridad.....72
II.1.3. Simulación de escenarios.....72
II.2 INTERACCIONES DE RIESGO 80
II.2.1. Interacciones de riesgo 80

II.2.2. Medidas preventivas para la reducción de la ocurrencia de las interacciones de riesgo. 89
II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.....89
III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL. 92
III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....92
III.1.1. Sistemas de seguridad.....92
III.1.2. Medidas preventivas 102
IV. RESUMEN.....103
IV.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....103
IV.2 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.....105
IV.3 INFORME TÉCNICO 106
V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN.....107
V.1.1 Planos de localización 107
V.1.2 Fotografías.....107

Tablas

Tabla 1. Regionalización sísmica
Tabla 2. Categoría de ciclones tropicales de acuerdo a la clasificación de Saffir-Simpson
Tabla 3. Normas Oficiales aplicables
Tabla 4. Normas Mexicanas aplicables
Tabla 5. Cuadro de construcción
Tabla 6. Capacidades de carga, zapatas continuas o corridas.
Tabla 7. Capacidades de carga, zapata cuadrada.
Tabla 8. Especificaciones Generales
Tabla 9. Especificaciones Generales
Tabla 10. Criterios de diseño de la Red interior
Tabla 11. Sustancias utilizadas en la Terminal CCI
Tabla 12. Características del Gas Natural
Tabla 13. Tipos de recipientes de almacenamiento
Tabla 14. Pruebas de verificación
Tabla 15. Condiciones de operación
Tabla 16. Diagramas de tubería e instrumentación
Tabla 17. Comparación de los métodos de identificación de riesgos

Tabla 18. Nodos seleccionados para la identificación de riesgos
Tabla 19. Variables, palabras guía y desviaciones analizadas
Tabla 20. Categorías de Frecuencia
Tabla 21. Categorías de Consecuencias
Tabla 22. Escenarios de riesgo
Tabla 23. Criterios para definir las zonas de alto riesgo y amortiguamiento
Tabla 24. Condiciones meteorológicas del sitio
Tabla 25. Escenario 1. Fuga en ISO tanque
Tabla 26. Escenario 2. Fuga en manguera de descarga del ISO tanque
Tabla 27. Escenario 3. Fuga en tanque buffer
Tabla 28. Escenario 4. Fuga en manguera de descarga de la bomba de alta presión
Tabla 5. Escenario 5. Fuga en el vaporizador
Tabla 30. Escenario 6. Fuga en la línea de suministro a la CCI CFE
Tabla 31. Radios potenciales de afectación
Tabla 32. Efectos sobre los componentes ambientales
Tabla 33. Recomendaciones técnico operativas
Tabla 34. Escenarios de riesgo

Figuras

Figura 1. Localización de la Terminal CCI
Figura 2. Clasificación de la República Mexicana de acuerdo con la regionalización sísmica
Figura 3. Trayectoria de Ciclones Tropicales
Figura 4. Volcanes activos en México
Figura 5. Fallas y fracturas
Figura 6. Arreglo general de la Terminal CCI
Figura 7. Polígono de construcción
Figura 8. Puntos de muestreo
Figura 9. Especificaciones del ISO tanque
Figura 10. Instrumentación del ISO tanque
Figura 11. Especificaciones del tanque buffer
Figura 12. Arreglo general del vaporizador 1/2
Figura 13. Arreglo general del vaporizador 2/2
Figura 14. Tanque de agua contra incendio
Figura 15. Cuarto de bombas
Figura 16. Red exterior del sistema contra incendio

Figura 17. Red interior del sistema contra incendio
Figura 1Tanque de descarga y bomba de descarga
Figura 19. Tanque búfer y módulo de bomba de alta presión
Figura 20. Vaporizador de gas
Figura 21. Patín de bombas de descarga
Figura 22. Bomba de alta presión
Figura 23. Calentador de Gas
Figura 24. Diagrama de flujo del proceso
Figura 25. Balance de masa
Figura 26. Cuarto de control
Figura 27. Metodología de análisis de riesgos
Figura 28. Técnicas de identificación de riesgos en el ciclo de vida de un proyecto
Figura 29. Nodos analizados
Figura 30. Matriz de riesgo
Figura 31. Escenario 1. Fuga del 20% del diámetro de la boquilla de salida del ISO tanque
Figura 32. Escenario 1. Fuga del 100% del diámetro de la boquilla de salida del ISO tanque
Figura 33. Escenario 2. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de descarga del ISO tanque
Figura 34. Escenario 2. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga del ISO tanque
Figura 35. Escenario 3. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de salida del tanque Buffer
Figura 36. Escenario 3. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de salida del tanque Buffer
Figura 37. Escenario 4. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión
Figura 38. Escenario 4. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión
Figura 39. Escenario 5. Fuga del 20% del diámetro de la línea de salida del vaporizador
Figura 40. Escenario 5. Fuga del 100% del diámetro de la línea de salida del vaporizador
Figura 41. Escenario 6. Fuga del 20% del diámetro de la línea de suministro de gas a la CCI CFE
Figura 40. Escenario 6. Fuga del 100% del diámetro de la línea de suministro de gas a la CCI CFE

Anexos

1. Plano de localización del proyecto
2. Plano de arreglo general de la planta
3. Planos del diseño mecánico de los ISO Tanques
4. Plano del diseño mecánico del tanque buffer
5. Plano del diseño mecánico del vaporizador
6. Plano de la red exterior del sistema CI

7. Plano de la red interior del sistema CI
8. Hoja de datos de seguridad del Gas natural
9. Diagrama de flujo y balance de masa
10. Diagrama de Tubería e Instrumentación
11. Análisis Hazop
12. Memoria de cálculo de las simulaciones
13. Planos de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento
14. Informe técnico

Fotografías

Fotografía 1. Polígono del predio
Fotografía 2. Polígono del predio
Fotografía 3. Vista del predio. Sureste-noroeste
Fotografía 4. Vista del predio. Suroeste-noreste
Fotografía 5. Vista del predio. Sur-norte
Fotografía 6. Vista del interior del predio
Fotografía 7. Vista del interior del predio

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

NFE Pacífico, está desarrollando el proyecto Terminal de Gas Natural CCI (Terminal CCI), en la Paz, Baja California Sur; en un terreno de 2 Ha., ubicado a un costado de la Central de Combustión Interna Baja California Sur, de la CFE (CCI CFE).

El proyecto Terminal CCI consiste en la recepción de gas natural licuado, mediante ISO contenedores; los cuales serán transportados en plataformas con un tractocamión al sitio del proyecto, en donde serán descargados a un sistema de regasificación, para ser enviado a la planta CCI CFE.

En base a la logística de operación planteada, las instalaciones a construirse en el predio serán las necesarias para recibir los camiones con los ISO contenedores, la descarga del gas directamente del ISO contenedor al sistema de transición y finalmente saldrá directamente a la CCI CFE.

En el inciso I.2 se presenta la descripción detallada del proceso.

I.1. BASES DE DISEÑO

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

La Terminal CCI se ubicará en un predio que se localiza aproximadamente en el km [redacted] de La Paz, BCS. La localización del proyecto se muestra en la siguiente figura y el plano correspondiente se presenta en el **Anexo 1**.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

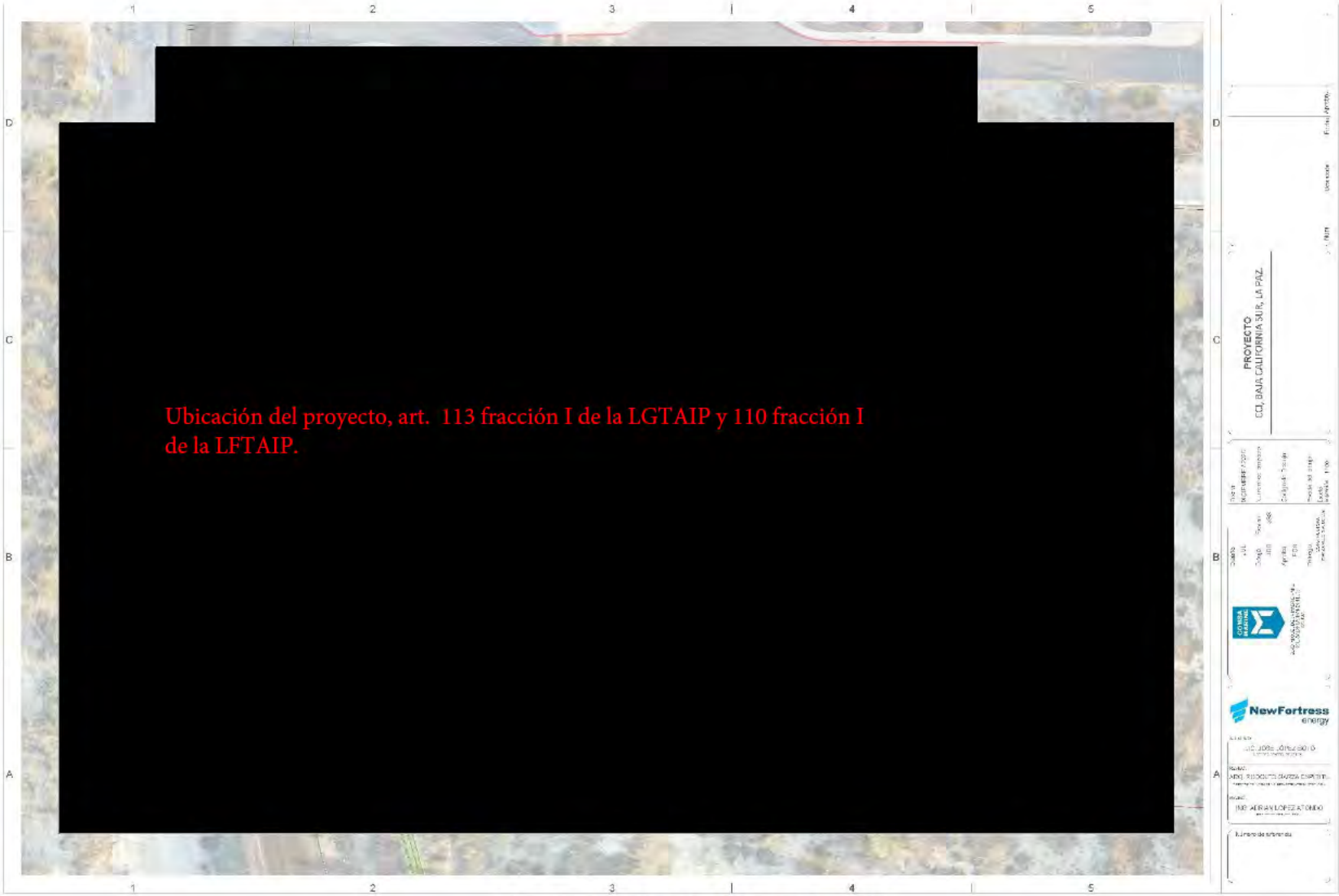


Figura 2. Localización de la Terminal CCI

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 Terminal CCI, en la regionalización sísmica de la Republica.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

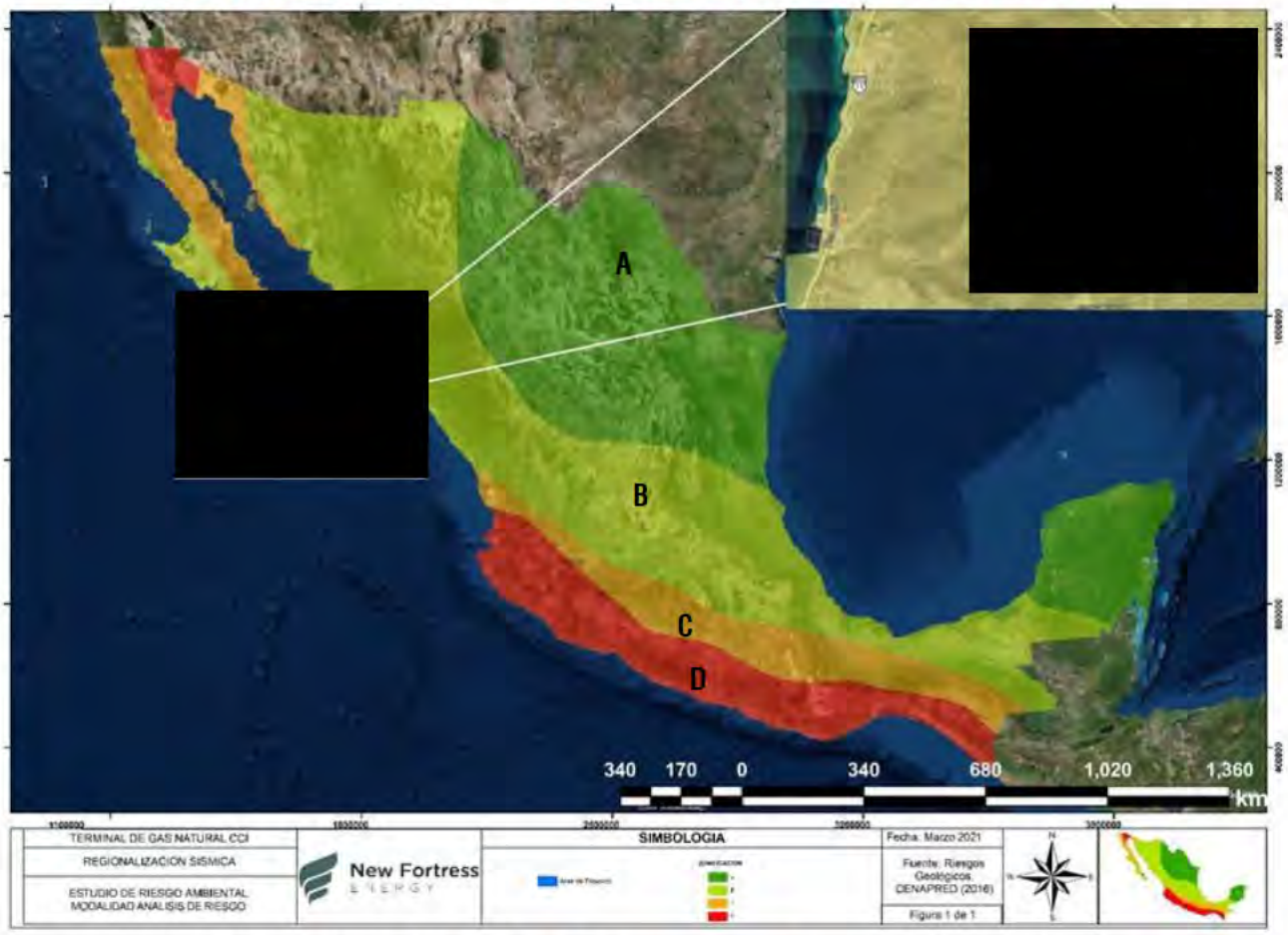


Figura 2. Clasificación de la República Mexicana de acuerdo con la regionalización sísmica

Tabla 6. 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 afectadas 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 Terminal CCI 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 7. 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 Pacifico y que han afectado al Estado de Baja California Sur, en el área de proyecto se observa que una distancia aproximada de 1.6 km al oeste, paso el huracán FAUSTO, el día 13 de septiembre de 996 a las 08:00 p.m., con categoría 1 y vientos de 138.9 km/h.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

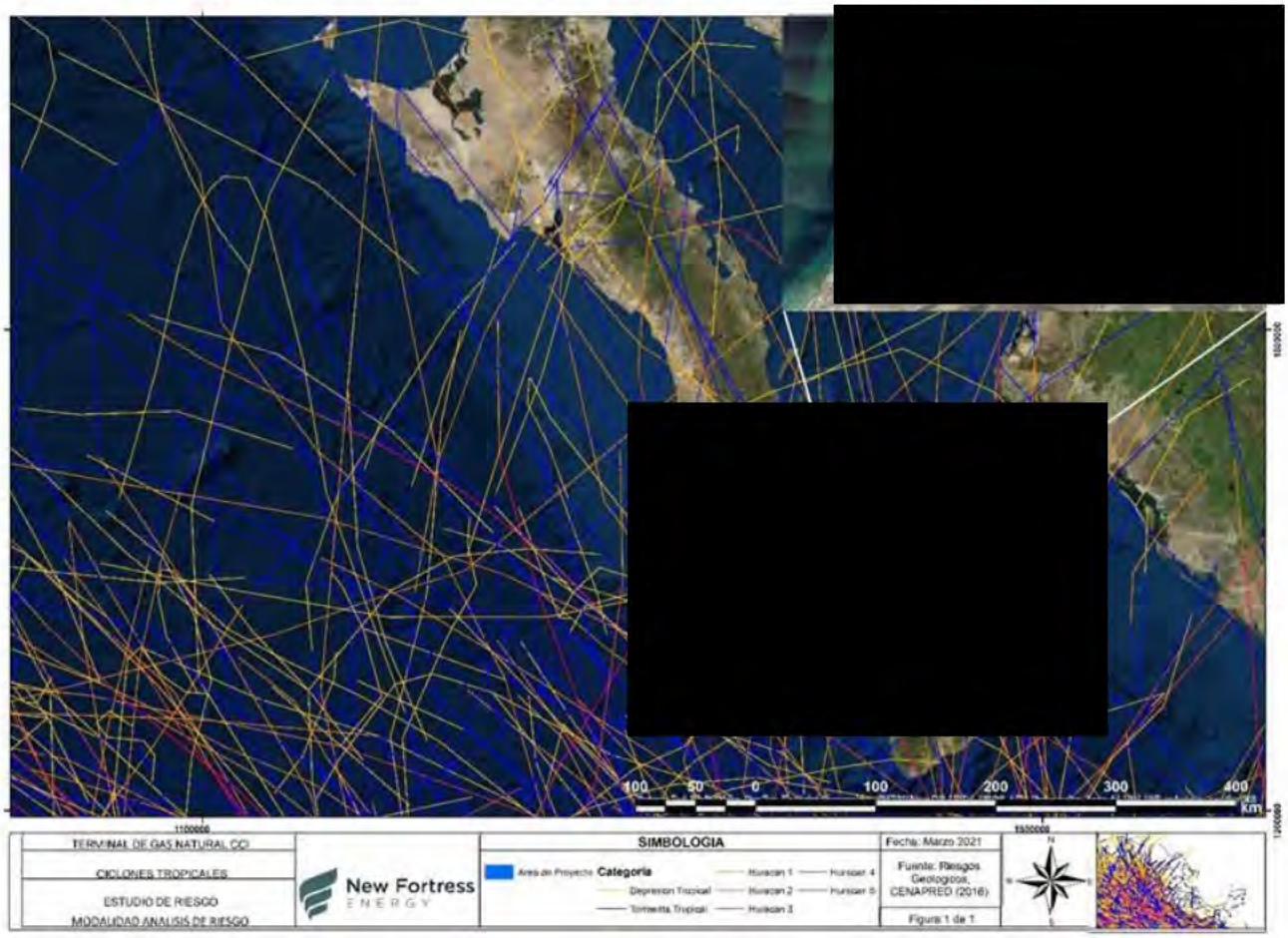


Figura 3. Trayectoria de Ciclones Tropicales

- **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 Popocatépetl, 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 Xítle, en la Ciudad de México.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

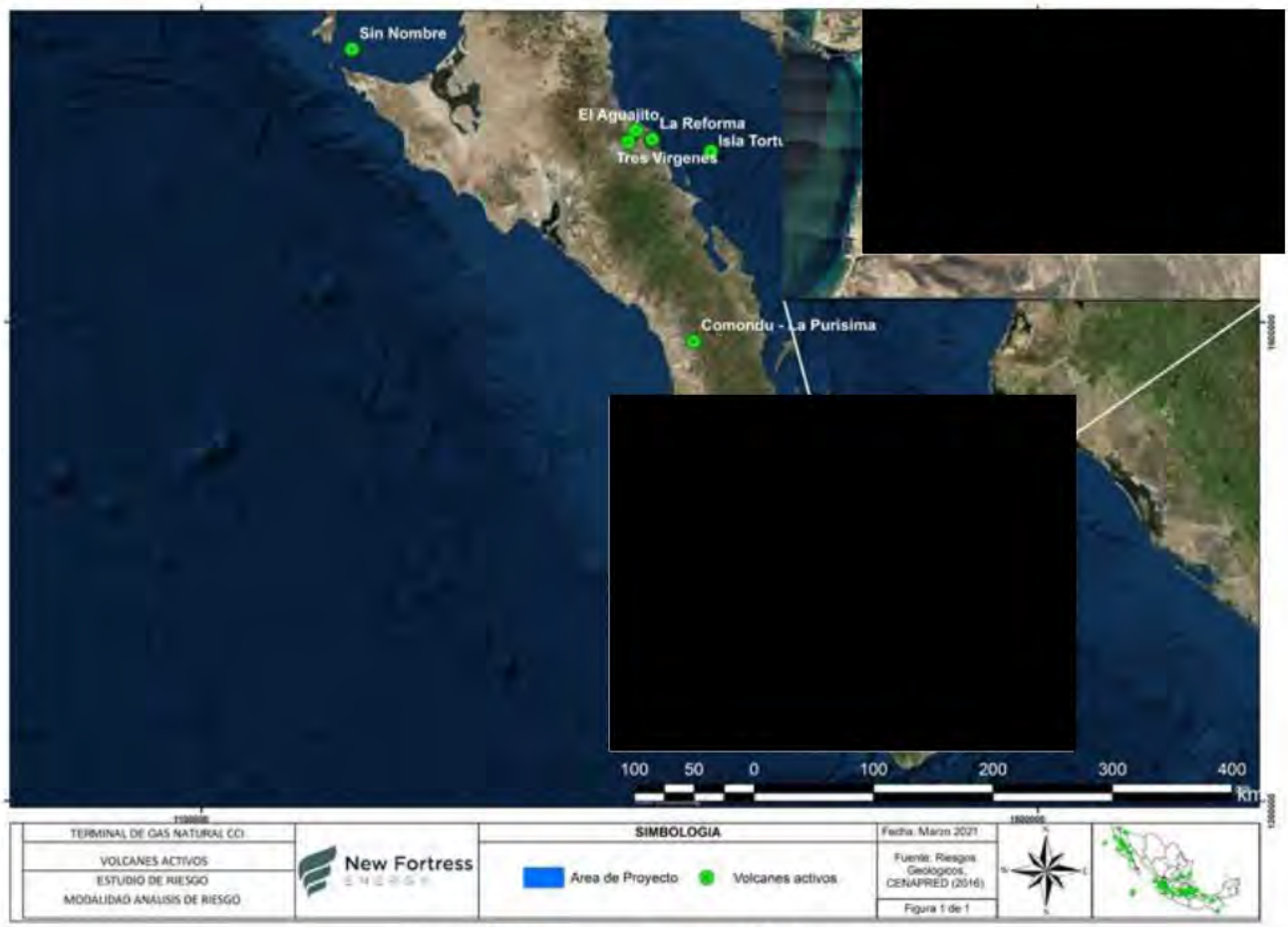


Figura 4. Volcanes activos en México

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.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

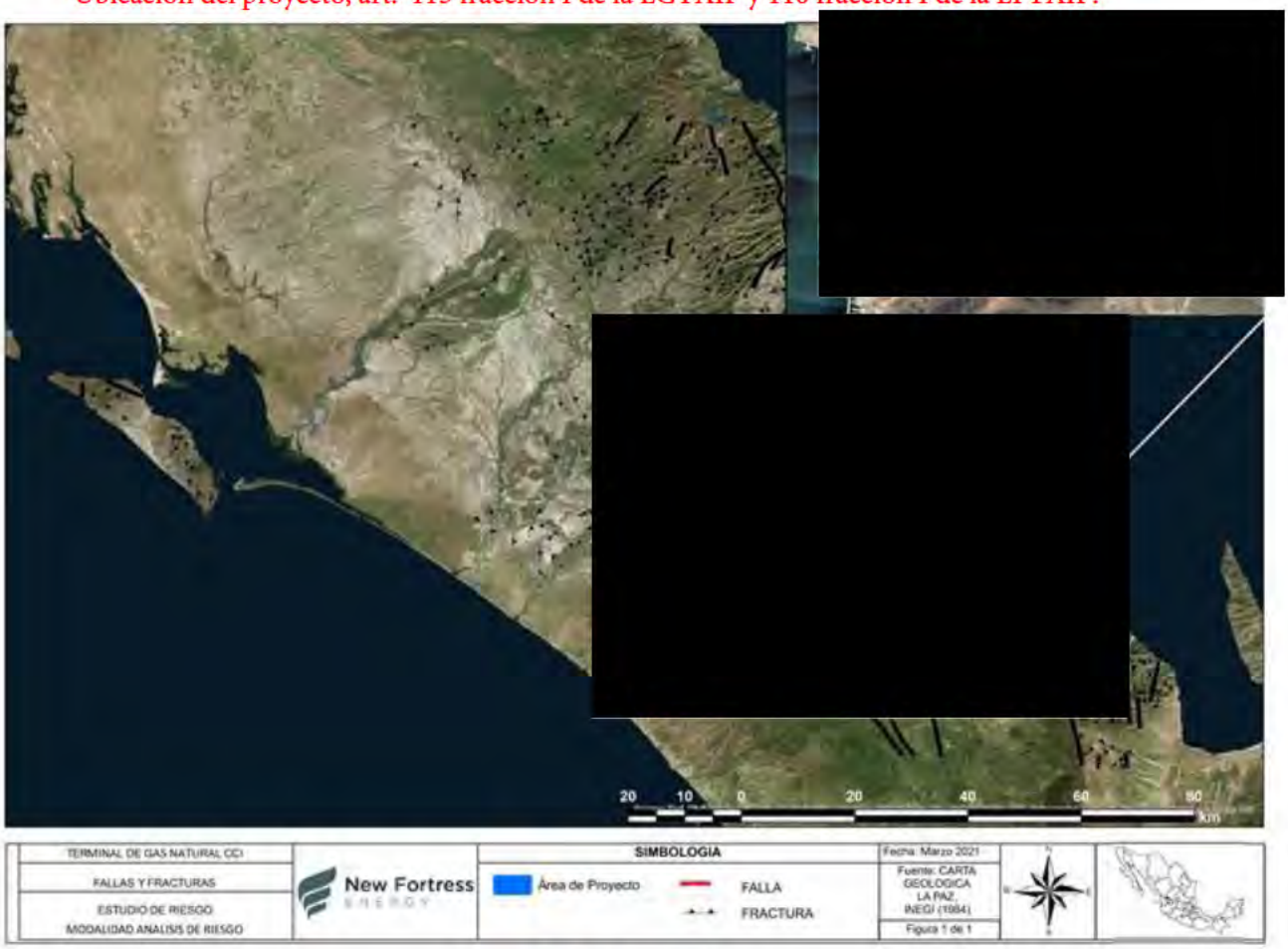


Figura 5. Fallas y fracturas

De acuerdo con la carta geológica La Paz (INEGI, 1984), a 1.5 km al norte y a 1.5 km al noreste del sitio, existen dos Fallas.

b. Instalaciones

Las instalaciones principales con que contará la Terminal CCI son las siguientes:

Regasificación:

- Iso tanque
- Patín de bahía de descarga
- Patín de bombeo de descarga de balance
- Tanque regulador
- Bombas de alta presión
- Vaporizadores
- Manguera flexible

Cabe mencionar que la Terminal CCI tendrá un edificio que contendrá: el cuarto de control y el taller de mantenimiento.

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

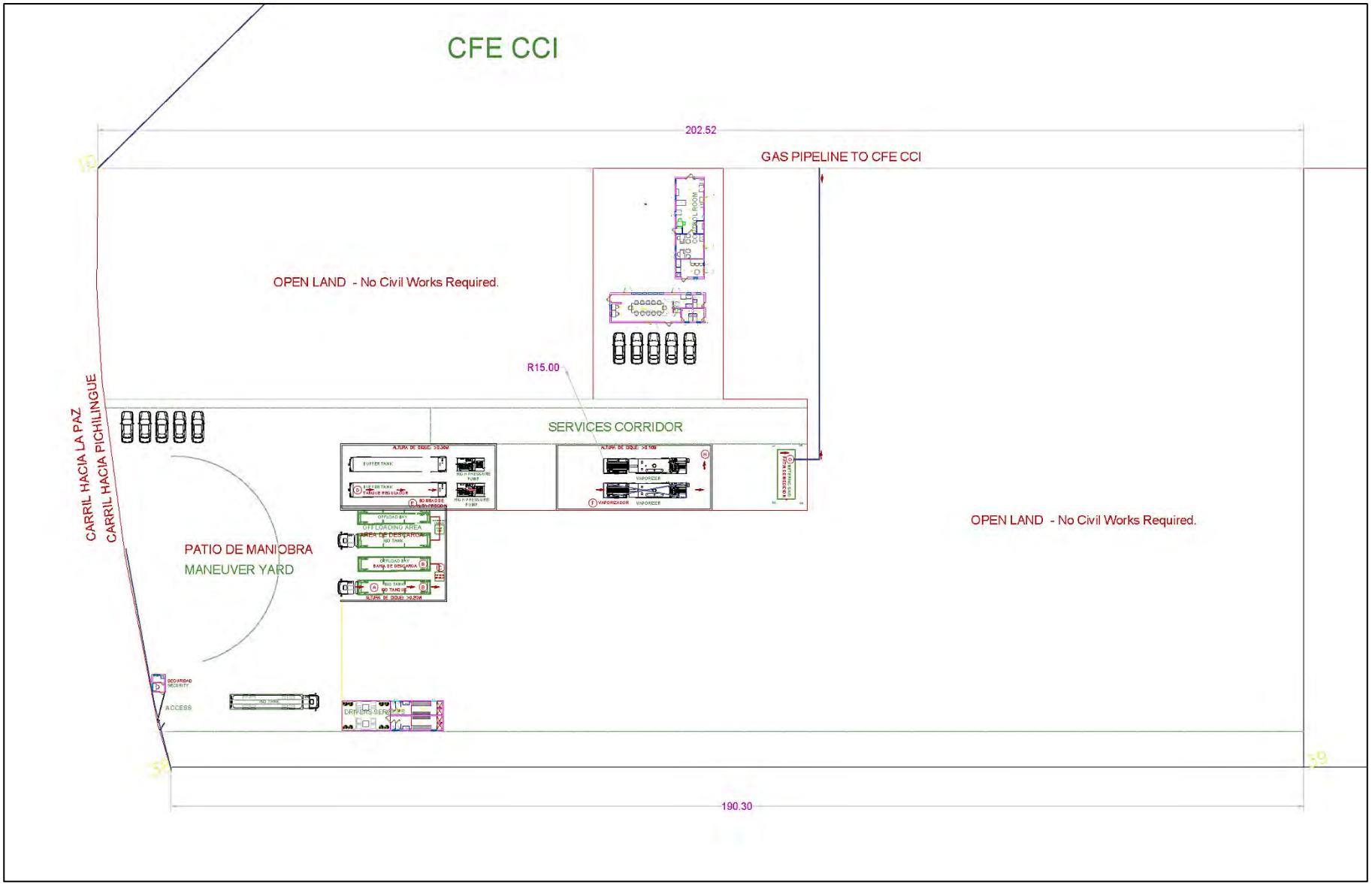


Figura 6. Arreglo general de la Terminal CCI

c. Normas utilizadas en el proyecto

El diseño de la Terminal CCI, tomará como estándares las siguientes normas nacionales y estándares internacionales. Adicionalmente, se seguirán las mejores prácticas de ingeniería aplicables al Proyecto.

Tabla 8. Normas Oficiales aplicables

Norma	Titulo	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 contraincendios
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 contraincendios

Tabla 9. Normas Mexicanas aplicables

Norma	Titulo	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

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

El diseño y construcción del equipo e infraestructura se realizarán conforme a las normas aplicables, cubriendo todos los requisitos ambientales y de seguridad.

El predio de 2 hectáreas, colinda con el Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y consiste en un terreno limpio, sin construcciones ni ningún tipo de relleno con escombro, basura u otro material distinto al natural.

No se prevé la instalación de ninguna cimentación profunda ya que los equipos a instalarse son de medidas similares de una plataforma para contenedor, para su fácil transportación, por lo que se consideran únicamente las cimentaciones de desplante para su correcta fijación.

El área de los patios de maniobras y estacionamientos estarán pavimentadas. Se contará con 2 oficinas en la misma zona, una contemplada como oficinas generales y la otra para las cuestiones de operación (cuarto de control). Así mismo, una caseta de vigilancia y área de servicios. Estas llegarán prefabricadas al área de montaje. Estarán conformadas por una estructura metálica la cual va montada sobre una cimentación de concreto previamente colada, esta se cubrirá con material aislante tipo insulpanel. También se contará con una sala de estar para choferes.

La operación y administración del patio, considera un máximo de 15 personas, por lo que los edificios de oficinas y cuarto de control, serán de una sola planta. En la siguiente figura se muestra el cuadro de construcción del proyecto.

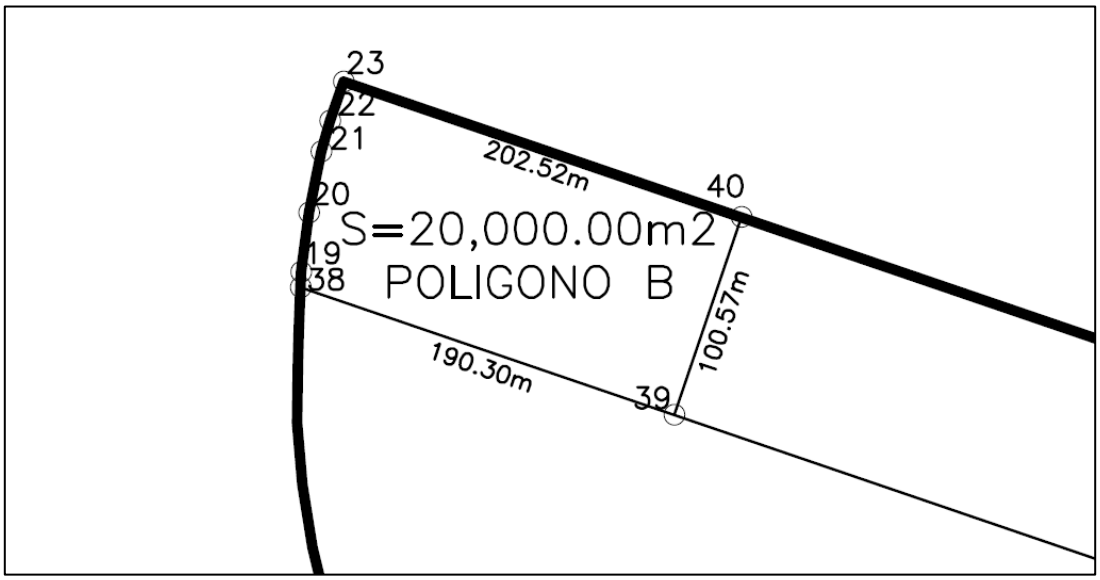


Figura 7. Polígono de construcción

Coordenada del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP

Tabla 5. Cuadro de construcción

CUADRO DE POLIGONO B						
LADO		RUMBO	DISTANCIA	V	COORDENADAS	
EST	PV				Y	X
				23	[redacted]	
23	40	S 71°10'14.46" E	202.523	40		
40	39	S 18°49'46.50" W	100.568	39		
39	38	N 71°10'13.50" W	190.304	38		
38	19	N 02°08'33.19" E	7.375	19		
19	20	N 07°49'18.72" E	28.872	20		
20	21	N 11°20'47.50" E	29.999	21		
21	22	N 15°35'37.20" E	15.455	22		
22	23	N 19°22'38.84" E	19.990	23		
SUPERFICIE = 20,000.000 m2						

Mecánica de Suelos

Con la finalidad de verificar las condiciones del suelo del predio, se encomendó realizar una exploración geotécnica, mediante pozos a cielo abierto, la cual permitirá conocer la estratigrafía del suelo y así poder contar con información adecuada proyección de la obra.

Con estas pruebas y haciendo el análisis correspondiente se cuenta con información para un adecuado diseño de cimentación. Los sondeos se realizaron en dos puntos, uno dentro del polígono (PCA-01) y el otro fuera de él (PCA-02), como se muestra en la siguiente figura.

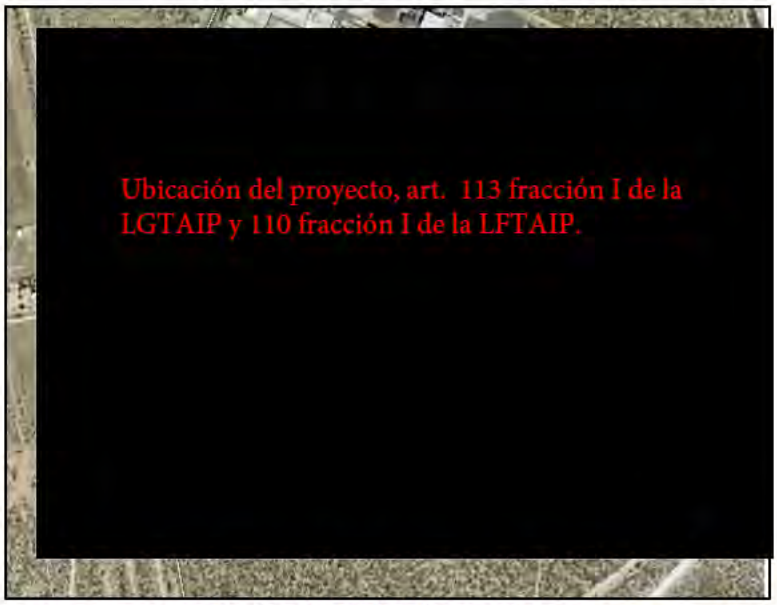


Figura 8. Puntos de muestreo

Estratigrafía del lugar

El material encontrado en los sondeos PCA-01 y 02 son característicos del lugar denominado arena limosa de baja plasticidad.

Del sondeo de exploración resulto la estratificación siguiente:

Sondeo PCA 01

- Estrato uno, Arena Limosa (SM), de color café claro, húmedo, semicompacto, de 0.00 a 0.50 M de profundidad, teniendo una composición grava 2.2%, arena 84.5% y fino 13.3%.

- Estrato dos, Arena Limosa (SM), de color café claro, húmedo, semicompacto, de 0.50 a 1.80 M de profundidad, teniendo una composición grava 5.1%, arena 83.5% y fino 11.4%.

Sondeo PCA 02

- Estrato uno, Arena Limosa (SM), de color café claro, húmedo, semicompacto, de 0.00 a 0.45 M de profundidad, teniendo una composición grava 3.5%, arena 89.1% y fino 7.5%.

- Estrato dos, Arena Limosa (SM), de color café claro, húmedo, semicompacto, de 0.50 a 1.80 M de profundidad, teniendo una composición grava 4.3%, arena 91.8% y fino 3.8%

Nivel freático

No se encontró a la profundidad de exploración.

Capacidad de carga

La capacidad de carga del terreno para este estudio se realiza bajo la consideración que se desplanta en arenas limosa de baja plasticidad, se estimara con la teoría de Terzaghi:

$$q_c = c N_c + \gamma D_f N_q + \frac{1}{2} \gamma B N_\gamma \qquad (7\text{-}9)$$

Se realiza un modelo geotécnico en cual se propone un material tipo con las características más representativas para el cálculo de capacidad de carga:

Tabla 6. Capacidades de carga, zapatas continuas o corridas.

Desplante		Espesor	Clasificación SUCS	Ancho de cimentación (cm)	Capacidad de carga Qu (ton/m^2)	F.S.	Capacidad de carga Qad (ton/m^2)
0.00	0.20	0.20	SM	1.00	10.66	2.00	5.33
0.20	0.40	0.40	SM	1.00	14.37	2.00	7.18
0.40	0.60	0.60	SM	1.00	18.08	2.00	9.04
0.60	0.80	0.80	SM	1.00	21.79	2.00	10.90
0.80	1.00	1.00	SM	1.00	25.51	2.00	12.75
1.00	1.50	1.50	SM	1.00	29.31	2.00	14.65
1.50	2.00	2.00	SM	1.00	38.59	2.00	19.29
2.00	2.50	2.50	SM	1.00	47.87	2.00	23.93

Tabla 7. Capacidades de carga, zapata cuadrada.

Desplante		Espesor	Clasificación SUCS	Ancho de cimentación (cm)	Capacidad de carga Qu (ton/m^2)	F.S.	Capacidad de carga Qad (ton/m^2)
0.00	0.20	0.20	SM	1.00	11.34	2.00	5.67
0.20	0.40	0.40	SM	1.00	15.06	2.00	7.53
0.40	0.60	0.60	SM	1.00	18.77	2.00	9.38
0.60	0.80	0.80	SM	1.00	22.48	2.00	11.24
0.80	1.00	1.00	SM	1.00	26.19	2.00	13.10
1.00	1.50	1.50	SM	1.00	32.69	2.00	16.34
1.50	2.00	2.00	SM	1.00	41.97	2.00	20.98
2.00	2.50	2.50	SM	1.00	51.25	2.00	25.62

Esta capacidad de carga se consideró para un ancho de cimentación de un metro, para el caso en que esta sea distinta, el ancho de cimentación se deberá utilizar como un factor que modifique la capacidad de carga.

Asentamientos

Debido a las condiciones estratigráficas encontradas en el sitio de estudio y al tipo de proyecto, es de esperarse asentamientos inmediatos, es decir que se presentaran durante la etapa de la construcción, además de que no serán mayores 2.5 centímetros, siempre y cuando se respeten los valores de capacidad de carga.

Conclusiones Generales

- El material por su compleción de ser fricciónate, en estado seco tendrán que excavar con sobre ancho para llegar a la profundidad deseada, deberán contemplar por lo menos 2 veces el ancho por la profundidad al excavar.

- Se considera una cimentación longitudinal en contacto con concreto o mampostería con el suelo.

- En el caso que el ancho de cimentación sea menor a 1.00m, la capacidad de carga de será multiplicada por un factor de reducción igual al ancho expresado en metros.

- Las zapatas sobre suelos de cualquier tipo deben desplantarse a una profundidad mínima de 50cm debajo de la superficie del suelo o piso terminado o adyacente.

- Factor de seguridad de 2 por considerar los efectos de sismo, de lo contrario debería aumentarse a un factor de 3.

- El nivel de aguas freáticas se encontró a la profundidad de exploración que fue de aprox. 2.90 metros.

- En el caso de construir capas de terraplén se compactará al 95% de su PVSM de la AASHTO estándar en capas de 30 cm de espesor con material producto de cortes.

- El desplante independientemente del nivel que se determine, se debe de garantizar que se alcance por lo menos el 95% de compactación.

- Se recomienda siempre desplantarse sobre una plantilla de concreto hidráulico pobre dejando la superficie nivelada y limpia.

- Una vez construidas las terracerías y estas no se le vaya a colocar el firme o algún tipo de losa de piso, es necesario mantener la superficie con humedad para que esta no se deteriore con rapidez.

Los espesores de las terracerías, salvo que el ingeniero calculista determine otra cosa, se recomienda lo siguiente:

- Los espesores en general en la construcción de terracerías en capas, deberá hacerse de 20 a 30 cm como máximo y siempre garantizando el grado de compactación y calidad del material mínimo subrasante según nivel de desplante.

Recomendación general para vialidades:

- Terreno Natural: se deberá compactar por lo menos al 95% de su masa volumétrica seca máxima AASHTO estándar.

En este caso el terreno natural cumple como calidad subrasante no podrá desplantarse directamente (para el desplante de estructuras).

- Subrasante: este material se aplicará sobre el terreno natural compactado, la subrasante deberá cumplir los criterios de la normatividad (SCT) y deberá compactarse al 100 + 2% de MVSM AASHTO estándar y aplicar la humedad optima.

- Base hidráulica: así mismo sobre la subrasante debidamente compactada se colocará la el material de base hca, el cual deberá cumplir con la normativa SCT, con el mismo procedimiento de colocación en la capa anterior y esta debe alcanzar el 100% de compactación, esta deberá protegerse con un riego de emulsión en el caso de que no se coloque la losa de concreto inmediatamente. Este riego de impregnación puede ser con emulsión asfáltica súper estable tipo ECI-60 en una cantidad suficiente que se cubra el 100% de la superficie teniendo como parámetro de 1.2 a 1.7 lt/m2.

- Losa de concreto hco: sobre la capa de la base hca deberá colocarse el concreto en un espesor de 20cm, con una resistencia a la flexión mínima de MR= 38 kg/cm^2 y realizando los cortes para asegurarse de que las losas sean moduladas en una relación largo-ancho entre 1.0 y 1.4.

- En las banquetas sin interacción con vehículos, considerar por lo menos la homogenización de una capa de 20 a 30cm de espesor con el mismo material del terreno natural.

- En las losas de firmes o banquetas de concreto hco deberán realizar las juntas longitudinales y transversales, estos deben cortar dichas losas, asegurando un espesor mínimo de 1/3 del espesor de la losa.

I.1.2. Proyecto mecánico

ISO Tanques

El tanque ISO es el contenedor principal donde se recibe el GNL en la Terminal CCI. Estos son contenedores tipo UN T-75 (intermodales, aprobados para transportar GNL por barco, carretera o tren) buques Dewar aislados al vacío dentro de un marco ISO estándar de 40 pies.

Cada tanque ISO está equipado con un gabinete de tubería orientado hacia atrás que permite una instalación de lado a lado sin hacer que ningún componente crítico sea inaccesible. El contenedor ISO tendrá dos conexiones dedicadas para la plataforma de carga, una para entrada de GNL a la parte inferior del tanque; y otro para retorno de vapor para evitar aumentos de presión durante el proceso de llenado.

Las entradas de líquido (fondo) en el tanque ISO tendrán una válvula de bloqueo contra incendios que se cerrará automáticamente y aislará el tanque si se expone al fuego o al calor. Esta válvula generalmente se abre mecánicamente y se mantiene abierta mediante una palanca de enlace fusible que, si se expone al calor, libera el mecanismo y provoca un cierre por resorte de la válvula. Esta válvula de bloqueo contra incendios también tiene la capacidad de activarse externamente al suministrarle presión de aire (neumática) con una conexión de aire diseñada para recibir presión de aire desde el patín de carga. De esta manera, el patín de carga puede abrir / cerrar selectivamente la válvula de bloqueo de fuego al proporcionar / eliminar presión de aire.

Cada ISO también está equipado con una bobina PBU para regular la presión, usada para presurizar el tanque para la descarga. Esta PBU está provista de una válvula de bloqueo contra incendios en la entrada y puede ayudar a una descarga de 250 GPM a 50 psig. La tubería también está equipada para permitir una función PBU de alimentación forzada cuando se descarga el ISO. Esto implica permitir que parte del GNL descargado y bombeado pase a través de la bobina de la PBU, permitiendo que se incremente la presión más rápido para mantener velocidades de descarga más altas. Cada tanque también está equipado con un conjunto de dos sensores que lee el nivel del tanque y la presión del tanque, señales que están conectadas al bastidor de carga para que el sistema de control lea y valide el estado del tanque.

Detalles de Ingeniería

- Capacidad del Tanque: 12,000 LNG Galones (Bruto)
- Presión Máxima de Trabajo: 110~120 psig
- Velocidad Normal de Evaporación del Tanque: < 0.25% de LNG por día

- Dimensiones del Tanque: 40ft largo x 8ft ancho x 8ft 6in alto (estándar 40ft ISO)
- Materiales de Construcción del Tanque: 304 Acero Inox dentro/fuera marco acero al carbón.
- Aprobaciones del Tanque: UN T75, IMDG, US DOT, ASME BPVC

Tabla 8. Especificaciones Generales

Tipo de tanque	Tanque ISO UN T75
Producto	GNL
Máxima Presión de operación	7.58 Bar (110 psi)
Capacidad de Agua	45,500 litros (12,020 galones)
Rango de Llenado	90%
Peso de tara	11,780 kg (25,970 lbs) (máxima tolerancia 3%)
Peso con Carga	22,220 kg (48,985 lbs)
Peso Máximo Bruto	34,000 kg (74,955 lbs)
Apilado	192,000 kg (423,283 lbs)
Códigos de Diseño	ISO1496, IMDG, ADR, RID, ASME VIII.1, DOT 49CFR, TC
Aprobaciones	CCC, CSC

En las siguientes figuras se muestran los planos del diseño mecánico de los ISO Tanques, y en el **Anexo 3**, se presentan estos planos.

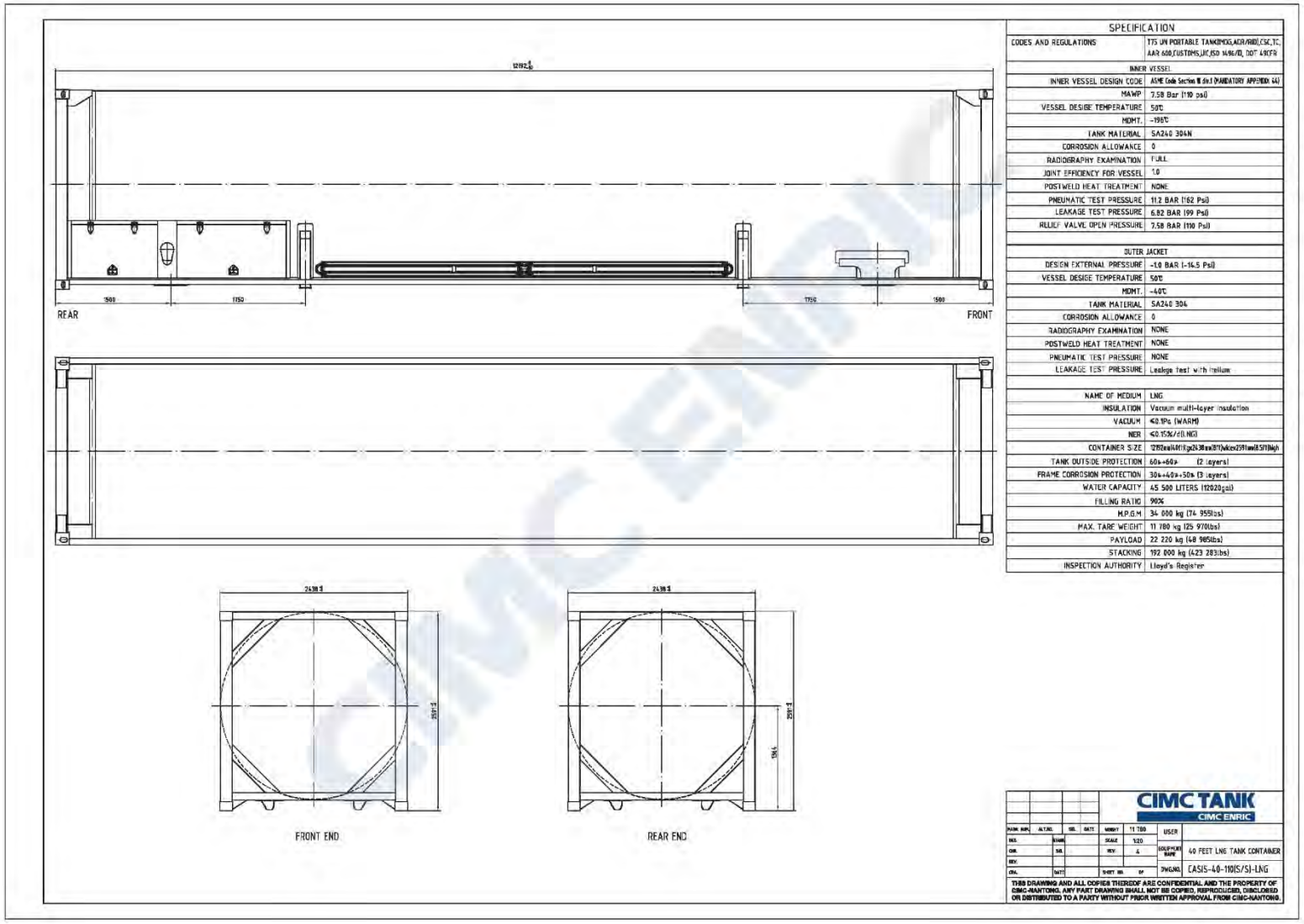
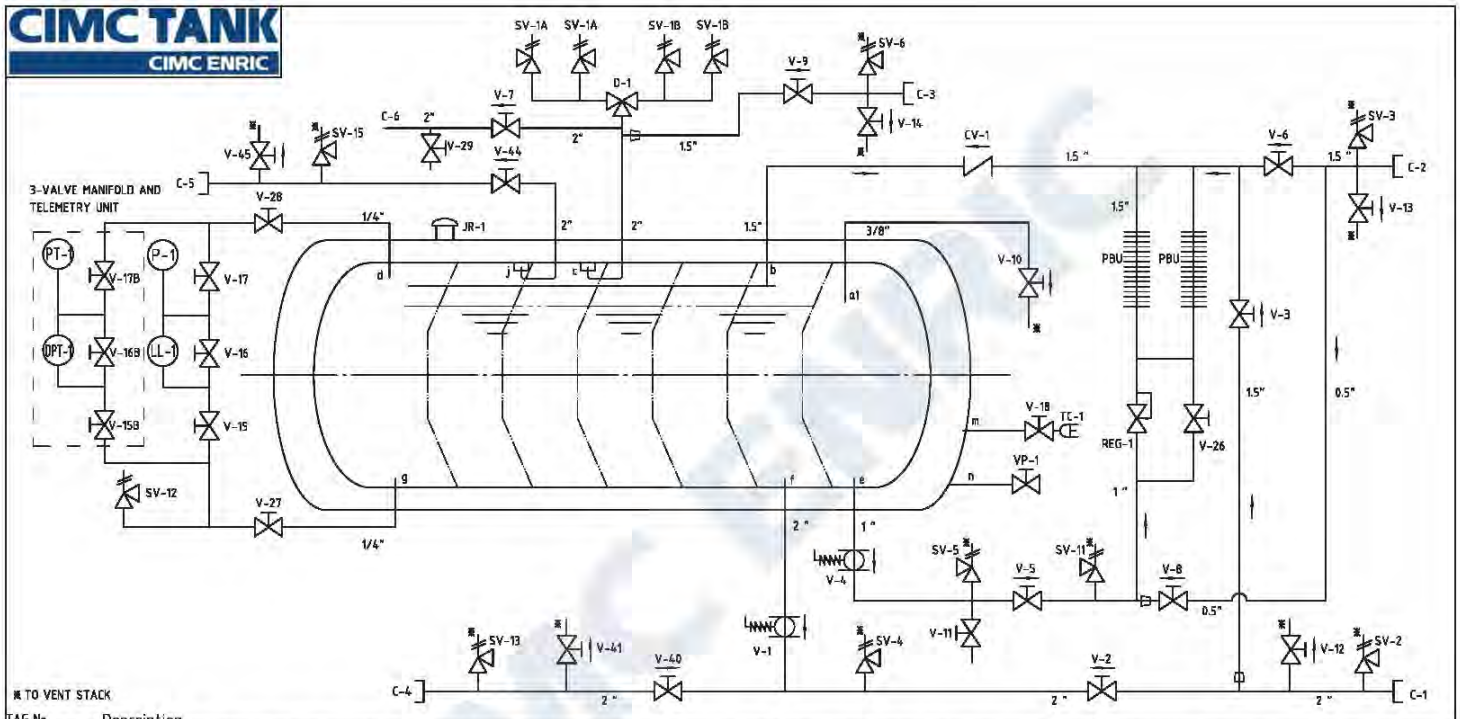


Figura 9. Especificaciones del ISO tanque



TAG No.	Description						
C-1	FILL & DRAIN LINE HOSE CONNECTION	V-11	LIQUID SAMPLE VALVE	V-41	FILL/DRAIN CONNECTION BLEED VALVE	SV-13	F/D CONNECTION LINE RELIEF VALVE, 350PSI
C-2	RECIRCULATION HOSE CONNECTION	V-12	FILL/DRAIN CONNECTION BLEED VALVE	V-44	VAPOR RECOVERY VALVE	SV-15	VAPOR RECOVERY LINE RELIEF VALVE, 350PSI
C-3	VAPOR RECOVERY HOSE CONNECTION	V-13	RECIRCULATION CONNECTION BLEED VALVE	V-45	VAPOR RECOVERY BLEED VALVE	LL-1	LIQUID LEVEL GAUGE
C-4	FILL & DRAIN LINE HOSE CONNECTION	V-14	VAPOR RECOVERY BLEED VALVE	CV-1	RECIRCULATION/TOP FILL CHECK VALVE	P-1	TANK PRESSURE GAUGE
C-5	VAPOR RECOVERY HOSE CONNECTION	V-15	HP GAUGE ISOLATION VALVE	REG-1	PBU REGULATOR	DPT-1	DIFFERENTIAL PRESSURE TRANSMITTER
C-6	MANUAL VENT OUTLET	V-15B	HP GAUGE ISOLATION VALVE	SV-1A	PRIMARY RELIEF VALVE, 110PSI	PT-1	PRESSURE TRANSMITTER
V-1	FILL & DRAIN FIREBLOCK VALVE	V-16	GAUGE EQUALIZATION VALVE	SV-1A	PRIMARY RELIEF VALVE, 110PSI	TC-1	VACUUM THERMOCOUPLE GAUGE TUBE
V-2	FILL & DRAIN CONTROL VALVE	V-16B	GAUGE EQUALIZATION VALVE	SV-1B	PRIMARY RELIEF VALVE, 70PSI	JR-1	VACUUM JACKET RELIEF PORT
V-3	TOP FILL VALVE	V-17	LP GAUGE ISOLATION VALVE	SV-1B	PRIMARY RELIEF VALVE, 70PSI	VP-1	VACUUM PUMPING PORT
V-4	PBU FIREBLOCK VALVE	V-17B	LP GAUGE ISOLATION VALVE	SV-2	F/D CONNECTION LINE RELIEF VALVE, 350PSI	D-1	RELIEF DIVERTER VALVE
V-5	PBU CONTROL VALVE	V-18	VACUUM THERMOCOUPLE ISOLATION VALVE	SV-3	RECIRC CONNECTION LINE RELIEF VALVE, 350PSI	PBU	PRESSURE BUILDING UNIT
V-6	RECIRCULATION VALVE	V-26	PBU REGULATOR BYPASS VALVE	SV-4	F/D FIREBLOCK LINE RELIEF VALVE, 350PSI	PBU	PRESSURE BUILDING UNIT
V-7	MANUAL VENT VALVE	V-27	HP GAUGE ISOLATION VALVE	SV-5	PBU FIREBLOCK LINE RELIEF VALVE, 350PSI		
V-8	PBU FORCE FEED VALVE	V-28	LP GAUGE ISOLATION VALVE	SV-6	VAPOR RECOVERY LINE RELIEF VALVE, 350PSI		
V-9	VAPOR RECOVERY VALVE	V-29	CONDENSATION DRAIN VALVE	SV-11	PB REGULATOR LINE RELIEF VALVE,350PSI		Rev.4
V-10	TRYCOCK VALVE (90%)	V-40	FILL & DRAIN CONTROL VALVE	SV-12	HIGH PRESSURE GAUGE ISOLATION LINE RELIEF,250PSI		

Figura 10. Instrumentación del ISO tanque

Tanques buffer

Estos recipientes de almacenamiento móviles se utilizan como estaciones móviles de clientes que tienen vaporizadores para la regasificación de GNL. Los tanques buffer tienen una capacidad de 16,000 galones. Estos recipientes de gran tamaño están diseñados para optimizar la capacidad de almacenamiento. En el sitio, los tanques buffer actúan como un almacenamiento de gran capacidad para el GNL que se recibe en lso tanques.

Tabla 9. Especificaciones Generales

Producto	Metano, liquido refrigerado
Presión Máxima de operación	7.58 Bar (110 psi)
Capacidad de Agua	60,377 litros (15,950 galones)
Temperatura de diseño del recipiente interior	-320°F a 100°F
Temperatura de diseño del recipiente exterior	-20°F a 100°F
Material del recipiente interior: Cabezales: Carcasa:	 SA 240 GR 304, SS SA 240 GR 201-2W /201l propiedades químicas, SS
Material del recipiente exterior: Cabezales: Delanteros Traseros Carcasa:	 A36, CS SA 240 GR 304, SS SA 240 GR 304, SS / A1011 GR 50, CS
Defensas	3 defensas transversales
Peso de tara	18,597 kg (41,000 lbs) (máxima tolerancia 3%)
Peso máximo de embarque:	24,493 kg (54,000 lbs.)
Códigos de Diseño	ASME Sec VIII div. 1, CGA 341, MC-338

En la siguiente figura se muestra el plano del diseño mecánico del tanque buffer, y en el **Anexo 4**, se presenta este plano.

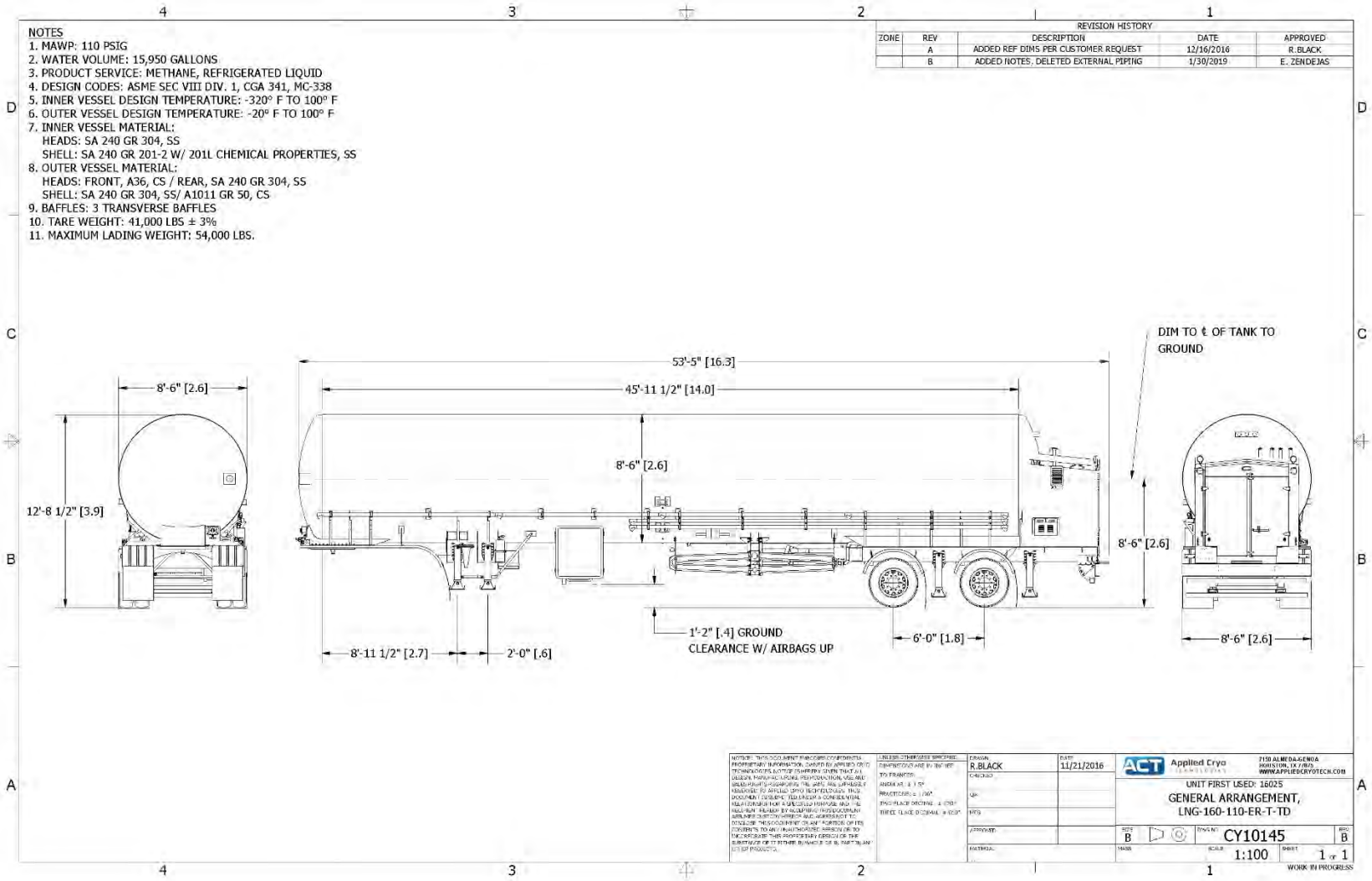


Figura 11. Especificaciones del tanque buffer

Vaporizadores

Esta unidad utilizará un vaporizador tipo baño de agua a gas para la vaporización de GNL. Habrá un panel de distribución de energía a bordo para energía de puerto de 480V / 3PH / 60Hz con VFD para distribuir energía de puerto, conectada para el ventilador del vaporizador y la bomba de circulación, todo el sistema de control de la unidad, el sistema ESD y los sistemas de iluminación de servicios públicos, así como un patín de la bomba de GNL externo. Los componentes a gas (quemador) se alimentan con gas de la descarga del vaporizador principal durante las operaciones normales.

Especificaciones de patines

El patín se fabricará a medida y se integrará con las monturas de montaje del vaporizador a gas y la carcasa del quemador. El diseño tendrá acceso a nivel del suelo según sea necesario para el mantenimiento, las operaciones y la configuración del sitio.

Especificaciones:

- Construido de acero al carbono pintado
- Bandejas de goteo de acero inoxidable incluidas para proteger todas las superficies de acero al carbono debajo de la tubería
- Incluye levantar ojos
- Dimensiones aproximadas: 8 pies 6 "de ancho x 30 pies de largo
- Peso seco aproximado: 35,000 libras.
- Incluye luces de trabajo LED en todos los lugares necesarios

Capacidades operativas:

- Tasa de flujo máxima: 650,000 SCFH LNG
- Máxima presión de operación: 700 psig
- Servicio: funcionamiento continuo
- Temperatura de entrada de diseño: -320 grados F
- Temperatura de funcionamiento de descarga: 60-150 grados F
- Condiciones ambientales: 0 grados F a 120 grados F - Todo clima

En la siguiente figura se muestra el plano del diseño mecánico del vaporizador, y en el **Anexo 5**, se presenta este plano.

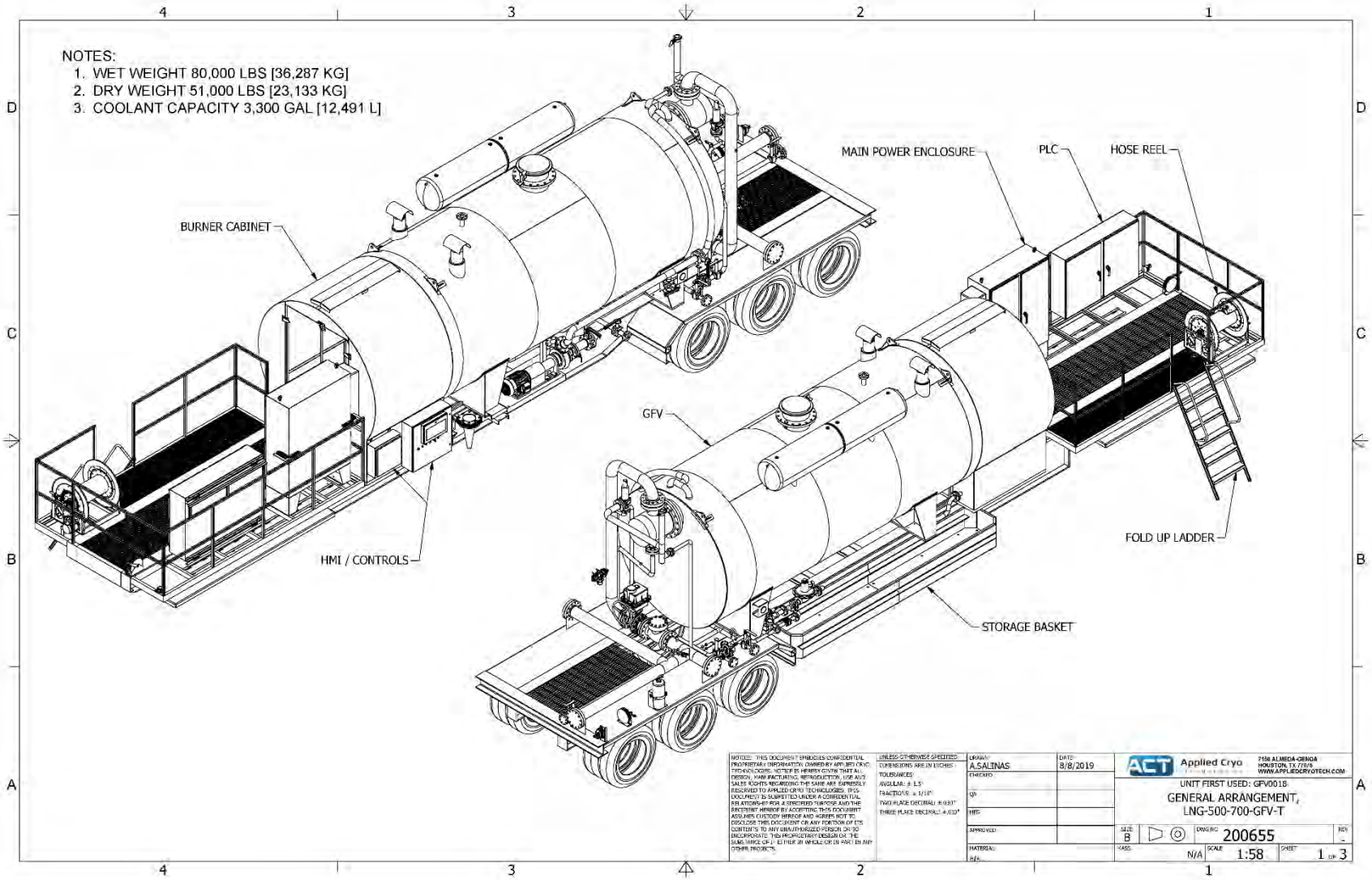


Figura 12. Arreglo general del vaporizador 1/2

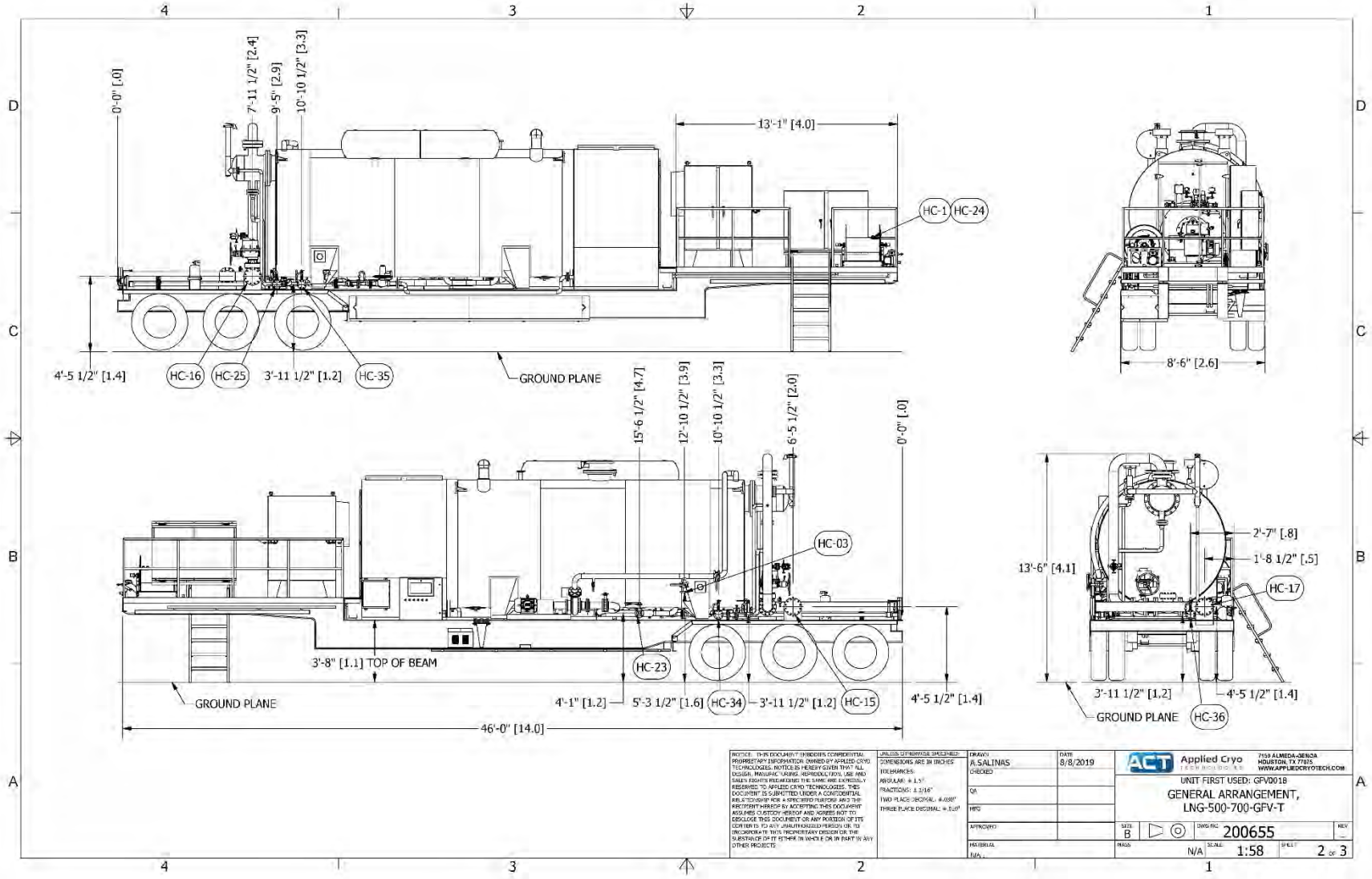


Figura 13. Arreglo general del vaporizador 2/2

I.1.3. Proyecto sistema contra incendio

El Sistema Contra Incendio considerado está basado en la siguiente normatividad:

- NOM-002-STPS-2010. Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo
- 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
- Reglamento Local de Protección Contra Incendio de la Paz, BCS
- NFPA 10 Estándar para Extintores Portátiles Contra Incendios
- NFPA 13 Estándar para la Instalación de Sistemas de Rociadores
- NFPA 15 Estándar para Sistemas Fijos de Agua Pulverizada para Protección Contra Incendios
- NFPA 20 Estándar para la Instalación de Bombas Estacionarias para Protección Contra Incendios
- NFPA 24 Estándar para la Instalación de Tuberías para Servicio Privado de Incendios y sus
- NFPA 59ª Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manejo del Gas Natural Licuado (GNL)
- NFPA 70 Código Eléctrico Nacional
- NFPA 72 Código Nacional de Alarmas de Incendio y Señalización
- NFPA 101 Código de Seguridad Humana

Suministro de agua

El almacenamiento de agua será por medio de un tanque atornillable el cual tendrá una capacidad de 260,000 galones para uso del Sistema Contra Incendios. Su dimensión es 32.7 pies de diámetro y 43.7 pies de altura.

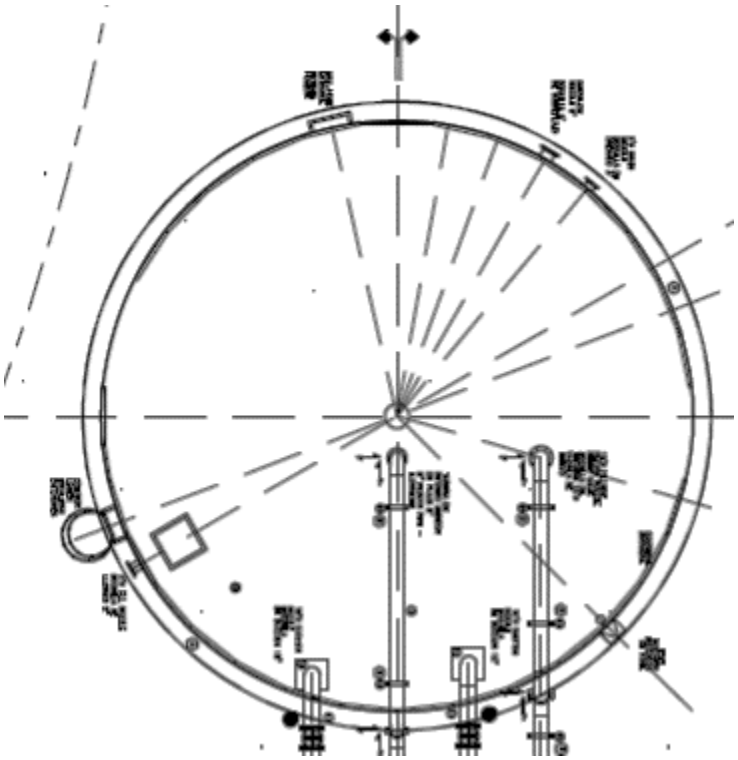


Figura 14. Tanque de agua contra incendio

Cuarto de bombas

Sus dimensiones son 31 pies por 25 pies por 19.7 pies. Dentro del cuarto estará ubicado el sistema de bombeo que consta de 1 bomba accionada por motor diésel y 1 bomba accionada por motor eléctrico.

El equipo de bombeo tendrá una capacidad de 2,000 gpm @ 135 PSI. La succión del equipo será de 10 pulgadas y su descarga será también de 10 pulgadas. La medición del flujo de agua será por medio de un medidor de flujo de 8 pulgadas de diámetro y el agua será regresada al tanque.

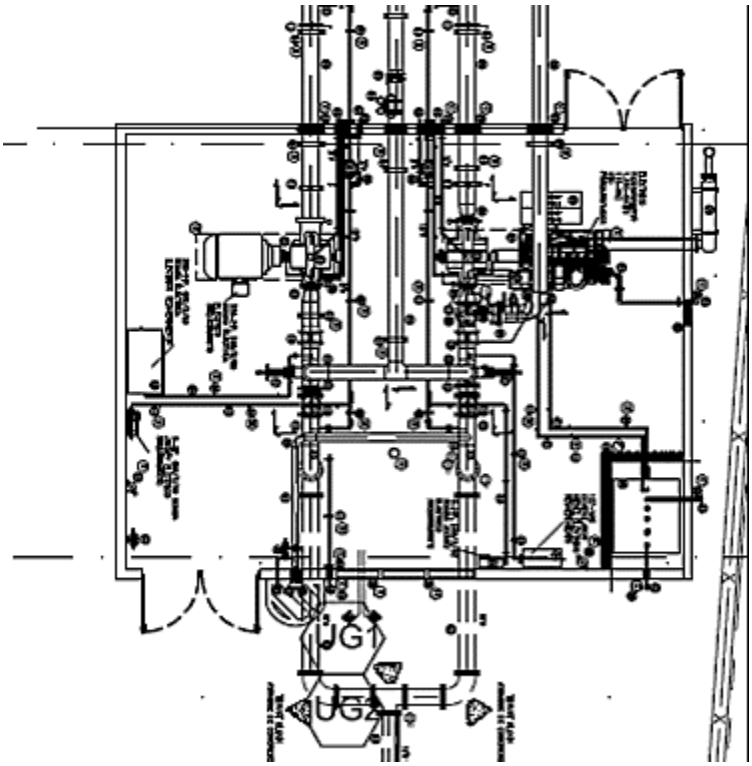


Figura 15. Cuarto de bombas

Red Exterior

La red exterior enterrada conducirá el agua desde la bomba hasta los hidrantes, monitores y risers del sistema contra incendios. La tubería exterior tendrá un diámetro de 10 pulgadas CPVC C900 Clase 200. La transición de tubería aérea a enterrada será por medio de carretes de hierro dúctil que serán medidos desde la profundidad de la tubería enterrada hasta máximo 6 pulgadas sobre la superficie.

La tubería enterrada tendrá una profundidad de 5 pies desde lomo de tubo hasta piso terminado. El arreglo de la tubería es anillo. Las válvulas de seccionamiento de la red serán del tipo NRS válvula enterrada.

En la siguiente figura se muestra la distribución de la red exterior y en el **Anexo 6**. se presenta el plano correspondiente.

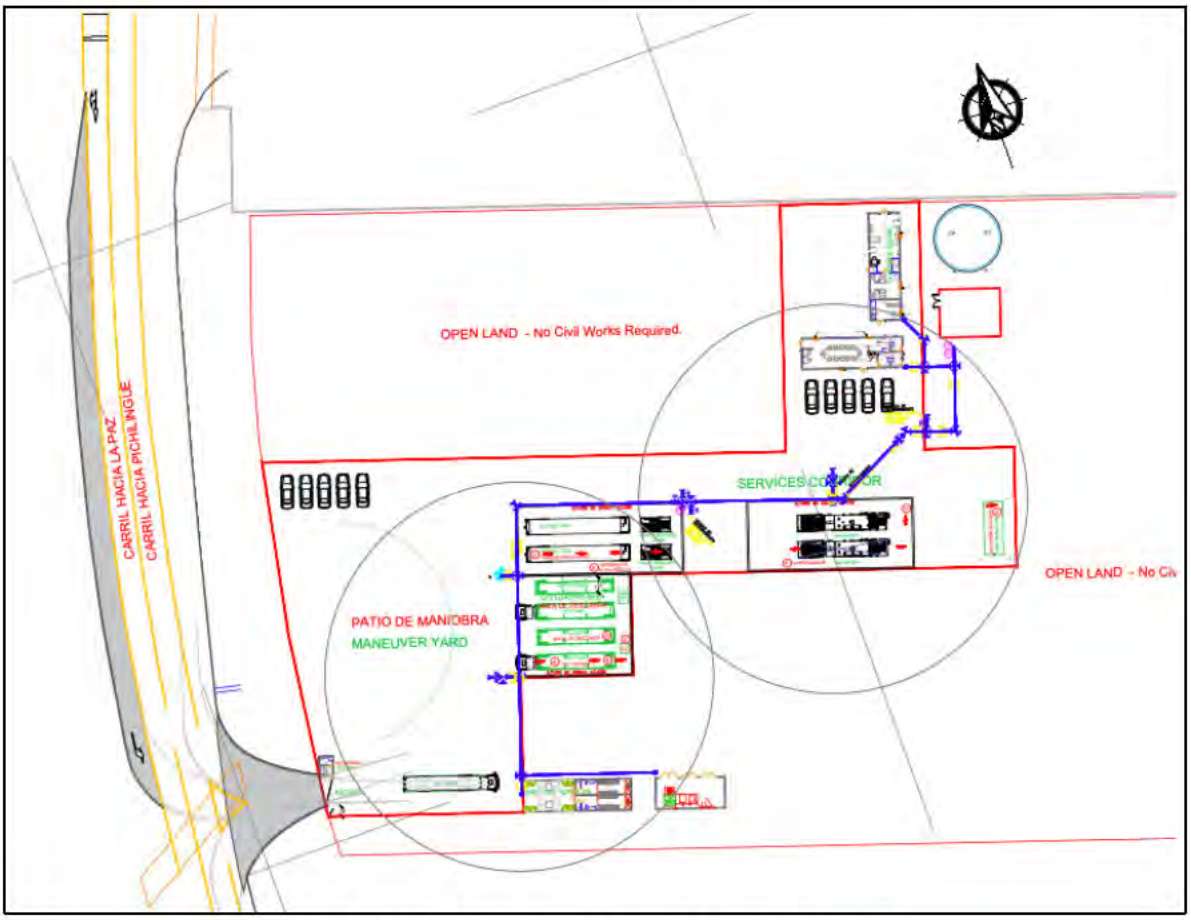


Figura 16. Red exterior del sistema contra incendio

Red interior

El sistema de protección contra incendios está diseñado para las siguientes ocupaciones y criterios:

Tabla 10. Criterios de diseño de la Red interior

Área	Riesgo	Densidad	Área de calculo	Presión de Cálculo	Agua para mangueras
Oficinas	Ligero	0.10	1,500	7 psi mínimo	100

El sistema de oficinas es el tipo árbol con derivación tipo garza desde el ramal hasta los 25 rociadores. El rociador es del tipo respuesta rápida con orientación colgante y acabado semi oculto.

El sistema de Mangueras contraincendios es clase II en Oficinas, estas se conectarán a los cabezales de los sistemas en los que se encuentran. Las tuberías que alimentan a la estación de manguera es de 1½ pulgadas de diámetro.

Extintores

Los extintores que se colocaron serán 3 del tipo ABC de 10 lb., y se colocarán en Oficinas, principalmente en las salidas y a partir de ahí, a cada 75 pies de distancia en recorrido.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de los rociadores y de los extintores (círculos rojos) y el plano correspondiente se presenta en el **Anexo 7**.

Figura 17. Red interior del sistema contra incendio

Sistema de Alarmas Contra incendio

Se provee un sistema de Alarmas tipo a base de microprocesadores, análogo direccionable, controlado a base de microprocesadores el cual deberá ser instalado de acuerdo con NFPA.

Esta sección incluye los equipos, instalación y conexión del panel de alarmas equipos inteligentes de sistema de alarmas requeridos para formar un sistema preparado para la operación cuando se requiera. El sistema de Alarma deberá incluir, pero no limitarse a panel de control, anunciadores, Fuentes de poder remotas, dispositivos de iniciación de alarma, dispositivos de notificación, dispositivos de control auxiliares, tubería y cableado.

El sistema de alarma de incendio contendrá los siguientes equipos:

El Panel de Control de Alarma NFS-320 y estará instalado en el cuarto de control. Este controlara al sistema de alarmas en su totalidad accionando los dispositivos de notificación en caso de ser necesario.

Detección de humo FSP-951 y detectores de calor FST-951, proveen la iniciación para la activación de la notificación de forma automática.

Estaciones de jalón NBG-12LX estarán colocadas en rutas naturales de escape y en salidas de emergencia para activar la notificación de manera manual.

Sirenas con estrobo marca System Sensor P2RL, proveen los medios para la notificación de forma audible y visible además de estrobos SRL. Estarán ubicadas para ser escuchadas 15 dB por encima del nivel de ruido promedio en cualquier lugar del predio protegido.

Fuentes de poder remotas serán colocadas en el sistema de alarma contra incendio para alimentar a los dispositivos de notificación durante una alarma de incendio. Cada una de estas fuentes de poder remotas se utilizarán para alimentar a un máximo de 4 circuitos de notificación.

Baterías recargables BAT-1270 se colocarán tanto en las fuentes de poder remotas como en el panel de control de alarma. Estas baterías deberán ser capaces de proporcionar la alimentación suficiente para que el sistema de alarmas trabaje durante 24 horas sin suministro de corriente eléctrica y después de este periodo deberán ser capaces de dar la corriente necesaria al sistema de alarmas para trabajar durante 5 minutos en estado de emergencia.

Se utilizará tubería EMT pared delgada 3⁄4” diámetro, cajas metálicas de 4”x4” y accesorios estándar para alojar el cableado.

Supervisión del cuarto de Bomba contra incendio

El sistema de Alarmas deberá ser capaz de monitorear las siguientes categorías del cuarto de bombas:

- Bomba encendida
- Estado de la bomba
- Selector encendido/apagado
- Problemas de batería
- Nivel Diesel
- Nivel bajo de cisterna
- Interruptor de válvulas OSY tipo compuerta
- Detección de calor en cuarto de bombas
- Detector de flujo

1.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

a. Descripción del proceso

- **Recepción de ISO tanques**

La instalación consiste es un patio al que llegarán ISO contenedores con Gas Natural, a bordo de un tracto camión proveniente del Puerto de Pichilingue.

Una vez que ingresó el camión, realizará las maniobras necesarias para colocar el ISO contenedor en posición y cercano al Patín de Bombeo, en donde se descargará el gas del contenedor a un Tanque Regulador (Tanque buffer).

Una vez descargado el Gas, el mismo camión saldrá del patio para dirigirse a la salida, con rumbo al Puerto de Pichilingue.

- **Regasificación**

El tren de regasificación de alta presión es un grupo de componentes diseñados y construidos para proporcionar una presurización (bombeo) y vaporización (calentamiento) de GNL para ser transformado de su estado transportable líquido y de baja presión, a vapor (gas) y en estado de alta presión necesario para ser utilizado como una fuente de combustible para la generación de energía.

El equipo se compone de tres partes principales que funcionan en conjunto como una sola unidad y son supervisadas por un sistema de control central.

El gas se recibe de los contenedores ISO intermodales en una estación de descarga especializada que permite una interconexión fácil y segura al sistema de recepción de bombeo (estación de descarga). Con la ayuda de las bombas de descarga, el GNL se bombea o se transfiere desde la estación de descarga al tanque búfer.

El tanque búfer es un recipiente de proceso diseñado para mantener una alimentación óptima de GNL en la bomba de alta presión, algo que es particularmente importante ya que los remolques ISO de entrega se intercambian de vacíos a llenos. Después de recibir el GNL, se mantendrá y acondicionará en este recipiente de proceso durante unos minutos hasta que se bombee mediante la bomba de alta presión. En esta parte, el GNL se mantiene como un líquido, pero bombeado a 600 psig para que coincida con los requisitos de presión de entrega. Esto se hace mediante el uso de una bomba de desplazamiento positivo especializada, utilizando una serie de pistones para comprimir el fluido.

El GNL de alta presión se bombea al vaporizador, donde se calienta mediante una solución refrigerante, haciendo que se vaporice. Parte del gas vaporizado se utiliza como gas combustible para el vaporizador en sí, mientras que la mayor parte del gas es enviado a la Central de Combustión Interna (CCI) de CFE.

Cada uno de los trenes de regasificación está equipado con un dispositivo de medición de gas de salida que mide el gas entregado. Lo acompañan unos transmisores de presión y temperatura que ayudan al sistema de control a obtener un perfil completo de la especificación del gas que se entrega (caudal de gas instantáneo y totalizado, presión y temperatura). El medidor está ubicado a la salida del vaporizador, justo antes de la válvula de cierre de emergencia. Aunque está integrado al tren vaporizador, está canalizado de tal manera que minimiza el error al excluir el gas utilizado para puntos de vaporización, fuga o alivio; proporcionando una representación precisa del gas entregado.

b. Filosofía de seguridad y control

Todo el sistema se compone de varios lazos de control independientes que se ejecutan y supervisan mediante un sistema de control de procesos centralizado. Como parte integral del sistema de seguridad (SIS por sus siglas en ingles), las condiciones de alarma y emergencia se propagan a través del sistema para llevar a toda la instalación a una condición de paro de seguridad (ESD por sus siglas en ingles).

- **Bahía de descarga: Recepción de GNL**

1. Controlado por: Funcionamiento semiautomático por el operador de descarga y el sistema de control
2. Operado por: Operador(es) de descarga a través de la estación de botón de inicio / parada
3. Supervisado por: operador de la sala de control y sistema de seguridad automático
4. Capacidad de funcionamiento: Descarga de hasta dos tanques ISO simultáneos a través de dos bombas de descarga independientes, cada una capaz de lograr 200 a 250 GPM de GNL. Cada estación de bombeo puede soportar hasta 2 tanques ISO conectados simultáneamente, pero solo uno descargado activamente.

Dependencia del lazo de control.

El estado del sistema de seguridad esta “OK” (Gas/fuego y e-stops están “OK”)

* Disponibilidad del tanque búfer para recibir GNL. Las operaciones de la bomba se desactivan si el tanque búfer está en, o, por encima del nivel de llenado máximo (alarma de alto Nivel, establecida en el 85% del nivel del tanque) monitoreado a través del nivel del tanque (LT-01 en el tanque) y con redundancia de LS-01
* Disponibilidad de la bomba para bombear GNL. Las bombas de GNL deben enfriarse previamente antes de poder operarse. Esto se controla mediante el transmisor de temperatura de la bomba (TT-002). La

bomba debe estar a una temperatura igual o inferior a -160F durante más de 5 minutos antes de que se conceda permiso a la bomba.

* Disponibilidad de GNL de origen, que es monitoreada tanto por la entrada de presión en la bomba (PT-002) como por la carga de la bomba (amperios) en la bomba. El sensor de entrada de la bomba debe leer un mínimo de 30 PSIg, y la carga de la bomba debe ser de 12 o más amperios. Si la bomba no cumple esta condición durante más de 20 segundos, la bomba se activa y el operador se alarma, lo que indica que la ISO receptora está vacía.

Filosofía

La bahía receptora es algo independiente del resto de la instalación en el sentido de que permitirá las operaciones de la bomba si el sistema de regasificación no está activo, siempre y cuando el nivel del tanque búfer esté disponible para recibir GNL. Tiene una dependencia en el sistema de seguridad (SIS), y cualquier condición de alarma bloqueará la capacidad de la bahía de la bomba / descarga para recibir GNL. En condiciones normales:

1. Conductor del tractor se estaciona/posiciona el ISO de entrega completa en la plataforma de descarga

2. El operador de descarga prepara el contenedor ISO de entrega para la descarga (lista de comprobación de descarga), que incluye, pero no se limita a comprobar el inventario y el estado del tanque; asegurar que el tanque ISO no pueda moverse mediante el uso de gargantillas de ruedas, fijando el contenedor ISO a la bahía receptora de la bomba y conectar las mangueras receptoras de GNL.

3. El operador de descarga alinea las válvulas ISO para la descarga y espera a que otro ISO termine antes de iniciar la descarga. Nota: Las descargas simultáneas (2 ISOs por bomba) son posibles y no perjudiciales para el funcionamiento del equipo. Es sólo una secuencia no deseada ya que la conexión, descarga y tiempo de desconexión no están optimizados.

4. La descarga se inicia enfriando la bomba. El sistema de control supervisa la temperatura de la bomba (como se describe en la dependencia del lazo de control) y proporciona una señal para que el operador de descarga inicie la bomba. El operador de descarga presiona el botón START y la bomba comienza a descargar GNL al tanque de búfer.

5. El operador de descarga utiliza el tiempo de espera para desconectar el ISO que acaba de vaciar y alinear el siguiente ISO en el lugar del ISO vacío.

6. Una vez vaciado (35 a 40 minutos), el sistema de control detecta la condición con sensores por la falta de temperatura, presión y carga de la bomba (ver dependencia del lazo de control) y detiene la bomba.

7. El ISO se desconecta, se asegura (lista de comprobación de desconexión) y se envía de vuelta al terminal para recargar. El proceso se reinicia con el siguiente ISO contendor.

8. El GNL transferido desde el módulo de bomba de descarga se envía directamente a los tanques búfer. El GNL se bombea a través de la parte inferior del tanque búfer si la presión del tanque está por debajo de 40 Psig, o la parte superior del tanque si la presión del tanque está por encima de 50 psig. Esto permite que la bomba mantenga el control de la presión del tanque, y es controlada por el sistema de control a través de las válvulas de llenado automatizadas superior e inferior ubicadas en el tanque.

Condiciones adversas

La siguiente es una lista de las condiciones adversas experimentadas en el área de recepción de GNL:

1. La presión de descarga de la bomba es demasiado alta.
   * Posible causa: Mal alineamiento en las válvulas que alimentan el GNL desde la bomba hasta el tanque búfer.
   * Comportamiento del sistema de control / acción segura: Aunque este escenario no representa un peligro (la bomba sólo puede producir alrededor de 200 psig en las peores condiciones, mientras que el sistema de tuberías puede sostener 275 psig), la bomba se detiene y se enclava.

2. Presión de entrada de la bomba demasiado baja / temperatura demasiado alta / carga demasiado baja.
   * Posible causa: El GNL no se alimenta para bombear la succión. Posible contenedor ISO de entrega vacío o válvulas alineadas incorrectamente
   * Comportamiento del sistema de control / acción segura: La bomba permite continuar sólo durante 20 segundos, después se detiene, y la bomba está entrelazada. Los operadores de la sala de descarga y control son alertados. La bomba se puede reiniciar después de reiniciar la alarma.

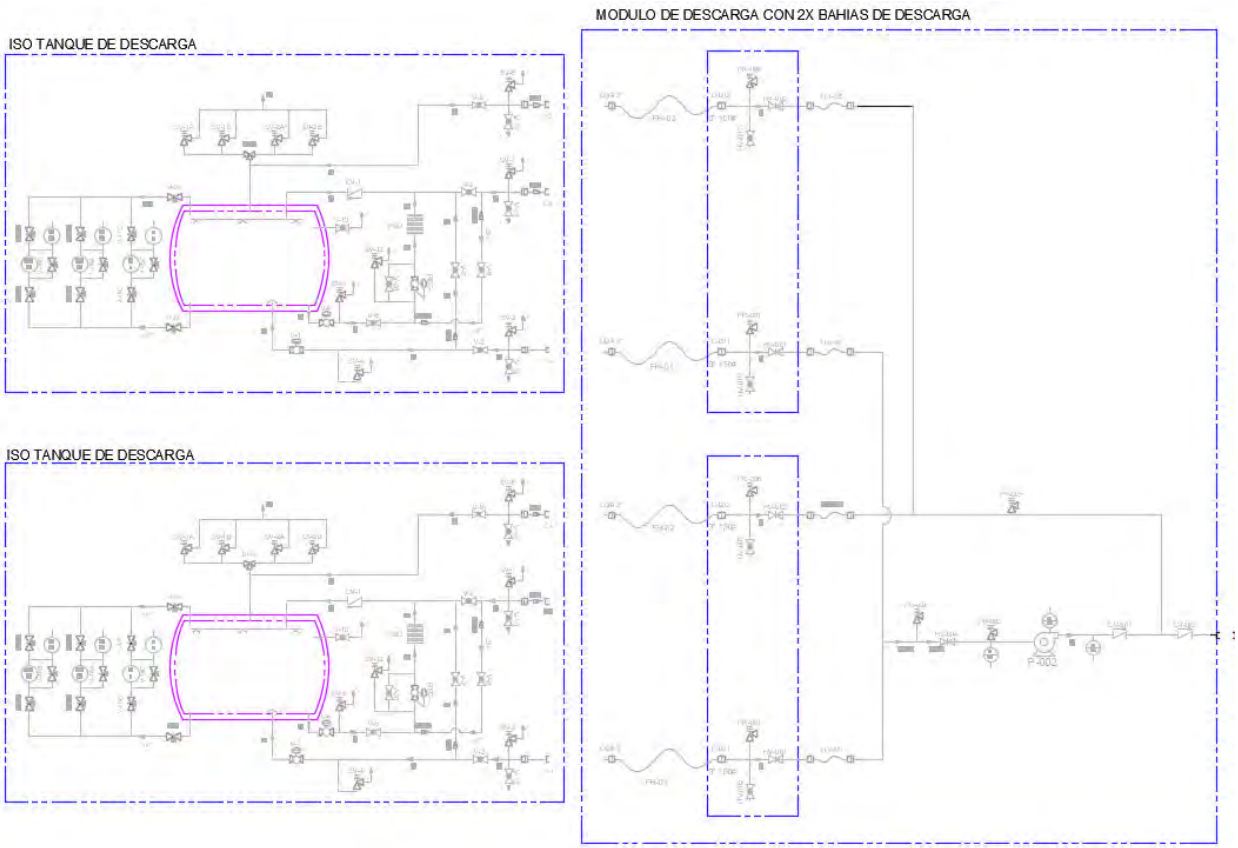


Figura 2Tanque de descarga y bomba de descarga

- **Tanque Búfer a Modulo de bomba de alta presión**

1. Controlado por: Sistema de control
2. Operado por: Sistema de control
3. Supervisado por: operador de la sala de control y sistema de seguridad automático
4. Capacidad de funcionamiento: Entrega hasta 221 galones de GNL por minuto desde el tanque de amortiguación hasta el patín de la bomba a 30 a 60 psig

Dependencia del lazo de control.

El estado del sistema de seguridad esta “OK” (Gas/fuego y e-stops están “OK”)

* Disponibilidad del tanque de búfer para proporcionar GNL. Las operaciones de la bomba se desactivan si el tanque búfer está en o por debajo del nivel mínimo de entrega de la bomba (alarma baja de nivel, establecida en el 30% del nivel del tanque) monitoreado a través del nivel del tanque (LT-01 en el tanque) y con redundancia del LS-01

* El proceso de regasificación está activo y el sistema vaporizador está listo para recibir GNL. Esto es verificado por el estado del sistema vaporizador y la temperatura del refrigerante de regasificación (>100F)

Filosofía

Se trata de un proceso automático una vez habilitada la regasificación. Las válvulas del tanque búfer se abren para permitir que el GNL fluya al módulo de la bomba. Si la presión del tanque es demasiado baja, se activa la unidad de acumulación automática de presión (menos de 25 psig) y la presión en el tanque búfer aumenta automáticamente hasta que alcanza los 45 psig.

Condiciones adversas.

La siguiente es una lista de condiciones adversas experimentadas en el área de entrega de GNL:

1. Nivel del tanque demasiado bajo
   * Posible causa: parada de la operación (selectiva) o incapacidad para reabastecer el tanque búfer.
   * Controlar el comportamiento del sistema / acción segura: No se realizan acciones en este nivel. Las bombas de alta presión están desactivadas.

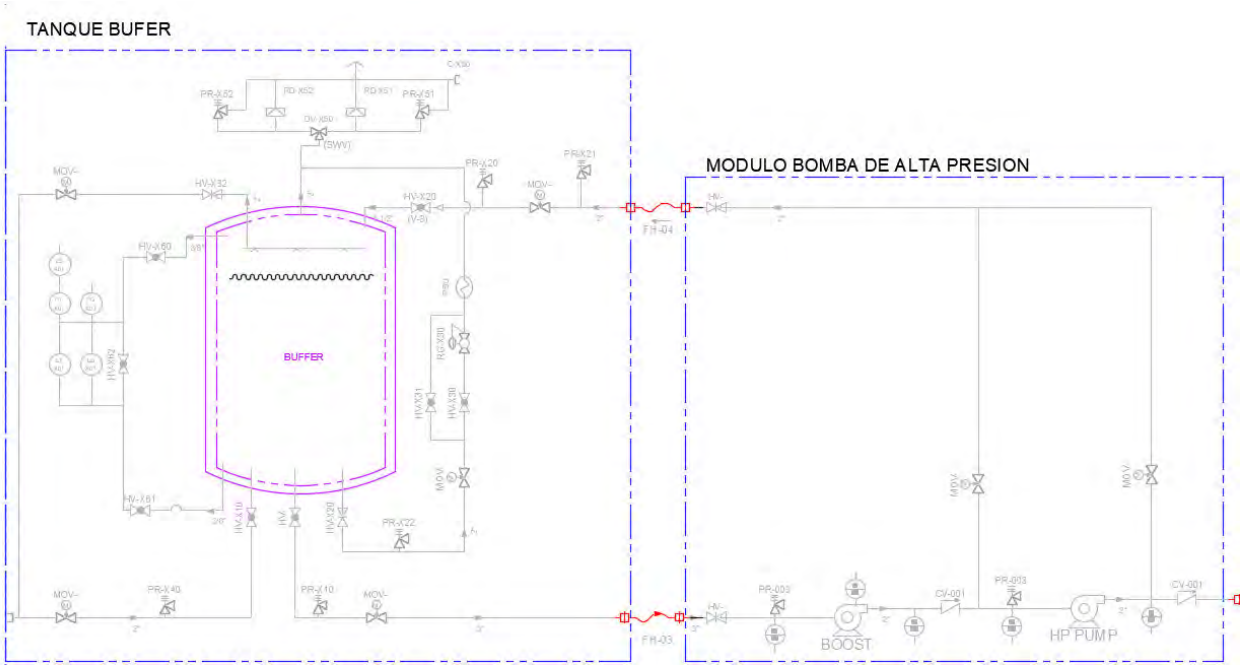


Figura 19. Tanque búfer y módulo de bomba de alta presión

- **Módulo de bomba de alta presión**

1. Controlado por: Sistema de control
2. Operado por: Sistema de control
3. Supervisado por: operador de la sala de control y sistema de seguridad automático
4. Capacidad de funcionamiento: Entregua hasta 221 galones de GNL por minuto al vaporizador a una presión de 300 a 650 psig

Dependencia del lazo de control:

* Disponibilidad del tanque búfer para proporcionar GNL. Las operaciones de la bomba se desactivan si el tanque búfer está en o por debajo del nivel mínimo de entrega de la bomba (alarma baja de nivel, establecida en el 30% del nivel del tanque) monitoreado a través del nivel del tanque (LT-01 en el tanque) y con redundancia del LS-01
* El proceso de regasificación está activo y el sistema vaporizador está listo para recibir GNL. Esto es verificado por el estado del sistema vaporizador y la temperatura del refrigerante de regasificación (>100F)
* Disponibilidad de la bomba para bombear GNL. Las bombas de GNL deben enfriarse previamente antes de poder operarse. Esto se controla mediante el transmisor de temperatura de la bomba (TT-002). La bomba debe estar a una temperatura igual o inferior a -160F durante más de 5 minutos antes de que se conceda permisivo a la bomba.

Filosofía

Este es un proceso semiautomático que requiere la intervención de la sala de control para comenzar. El proceso sigue:

* Se inicia el proceso de regasificación y se selecciona (n) una(s) bomba(s) específica(s) como primarias. Esto permite tanto el impulso como la bomba de alta presión.
* Tanque búfer asociado con el suministro de GNL abierto de la bomba y las válvulas automatizadas de retorno de vapor
* Se abren las válvulas automáticas de enfriamiento de la bomba
* El sistema de control supervisa el proceso de enfriamiento de la bomba y proporciona una indicación correcta para que el operador de la sala de control inicie la bomba
* La bomba de aumento (boost pump) se activa primero, lo que comienza a enfriar la bomba de alta presión. El sistema de control supervisa el proceso de enfriamiento de la bomba y proporciona una indicación correcta para que el operador de la sala de control inicie la bomba.

* Se inicia la bomba de alta presión y se envía GNL de alta presión al vaporizador

Condiciones adversas

La siguiente es una lista de condiciones adversas experimentadas en el área de la bomba de alta presión de GNL:

1. La presión de descarga de la bomba es demasiado alta.
   * Posible causa: Mal alineado en las válvulas que alimentan el GNL desde la bomba hasta el vaporizador
   * Comportamiento del sistema de control / acción segura: La bomba está entrelazada y la válvula de reciclaje (salida de la bomba de vuelta al tanque búfer) se abren para aliviar el exceso de presión. Las bombas están equipadas internamente con dispositivos de alivio de presión que alivian la pila de ventilación si la presión supera los 700 psig.
2. Presión de entrada de la bomba demasiado baja / temperatura demasiado alta / carga demasiado baja.
   * Posible causa: El GNL no se alimenta para bombear la succión. Posibles válvulas alineadas incorrectamente
   * Comportamiento del sistema de control / acción segura: La bomba puede continuar sólo durante 20 segundos, después de lo cual se detiene, y la bomba está entrelazada. Los operadores de la sala de control están alarmados. La bomba se puede reiniciar después de reiniciar la alarma.

- **Vaporización y entrega de gas**

1. Controlado por: Sistema de control
2. Operado por: Sistema de control
3. Supervisado por: operador de la sala de control y sistema de seguridad automático
4. Capacidad de funcionamiento: Reciba hasta 221 galones de GNL por minuto del patín de la bomba a 300 a 650 psig y vaporice a 1,100,000 SCFH a 60-100 F con una presión de 250 a 650 psig.

Dependencia del lazo de control:

* El estado del sistema de seguridad es “OK” (Gas/fuego y e-stops están “Ok”)
* El estado del vaporizador a gas es OK. Esto incluye la temperatura del agua de refrigerante “Ok”, el agua de la bomba de recirculación / presión / carga está “OK”; el nivel del tanque de refrigerante está “OK”.
* El estado del tren de descarga de gas está “OK”. Esto incluye: El tren de suministro de gas no ha detectado una pérdida repentina de presión (5 Psi por segundo) y/o un aumento repentino del caudal

(100.000 SCFH por segundo). El tren de suministro de gas no ha detectado la temperatura de suministro de gas frío (menos de 50 grados F)

Filosofía

Este es un proceso automático que no requiere la entrada manual del operador para iniciarse. El operador de la sala de control confirma el inicio del proceso y el sistema:

* Abrir los tanques búfer asociados con el tren de gas
* Abrir / iniciar la refrigeración de las bombas de alta presión asociadas con el tren. Esto permite que el GNL de baja presión fluya desde el tanque búfer al vaporizador, lo que ayuda al proceso de enfriamiento y proporciona el combustible necesario para el arranque del vaporizador a gas
* Se inician las bombas de refrigerante
* El sistema de quemador de gas se activa si es necesario. El sistema de quemador de gas es la pieza de equipo a cargo de calentar el refrigerante que luego calienta el paquete del vaporizador de GNL. El quemador se activa si la temperatura del refrigerante es inferior a 100F,y se apaga automáticamente si/cuando la temperatura alcanza los 140F. El quemador está equipado con un sistema automático de operación y seguridad, que realiza los siguientes pasos:
    - Al recibir la solicitud de "llamada de calor", la presión del gas, la temperatura del refrigerante y el nivel de refrigerante se comprueban para el nivel adecuado
    - El sistema de quemadores inicia la inyección del ventilador (aire) como un ciclo previo a la purga que dura 2-3 minutos. Esto se realiza para limpiar /desplazar cualquier posible gas atrapado dentro de la cámara de combustión.
    - El sistema de quemadores activa el circuito piloto/encendido, que es un pequeño piloto de gas con un encendido de arco/chispa. El sistema de quemadores está equipado con un sensor UV/IR que monitorea la presencia de una llama. No continuará hasta que se vea una llama clara en el circuito piloto
    - El sistema de quemadores coloca la mezcla de aire/combustible en una llama baja (10% de la velocidad del quemador, o alrededor de 1,5 MMBTU/h.) yhr.) busca la ignición de la mezcla. El aumento de la llama se observa a través del sensor de llama UV/IR.
    - El quemador comienza a modular la velocidad de disparo según lo solicitado por el sistema de vaporización
    - Al cancelar la "llamada de calor", el sistema de control del quemador cierra inmediatamente las válvulas de combustible para apagar la llama y entra en un ciclo de "post purga" que circula aire a través de la cámara de combustión para garantizar que el gas no está atrapado.

Condiciones adversas

La siguiente es una lista de condiciones adversas experimentadas en el área de vaporización:

1. Temperatura del refrigerante demasiado fría (menos de 70F)
   - Posible causa: Quemador de gas disparado
   - Comportamiento del sistema de control / acción segura: La bomba de alta presión está entrelazada y la válvula de descarga final se cierra para evitar el exceso de vaporización a la tubería.
2. Presión de descarga de gas demasiado baja / caudal demasiado alta
   - Posible causa: Rotura de tuberías (descendente)
   - Comportamiento del sistema de control / acción segura: Bomba de alta presión de enclavamiento (parada), cierre la válvula de descarga final.
3. Temperatura de descarga de gas demasiado baja (50F) / demasiado alta (150F)
   - Posible causa: Falta de potencia de vaporización debido al nivel de refrigerante o a la función de mal funcionamiento de la bomba de refrigerante.
   - Comportamiento del sistema de control / acción segura: Bomba de alta presión de enclavamiento (parada), cierre la válvula de descarga final.
4. Temperatura del refrigerante demasiado caliente (más de 140F)
   - Posible causa: Flujo de vaporización insuficiente para que coincida con la entrada de energía del quemador en el refrigerante
   - Control del comportamiento del sistema / acción segura: Esto no es una emergencia en sí. Tanto el quemador como el sistema de control del vaporizador tienen sondas independientes que leen la temperatura y evitan que el quemador caliente aún más el refrigerante.
5. Nivel de refrigerante demasiado bajo
   - Posible causa: Fuga de refrigerante en bombas de refrigerante externas, o evaporación normal del refrigerante.
   - Comportamiento del sistema de control / acción segura: La vaporización (proceso de regasificación) y las bombas se detienen y entrelazan. Esto se debe a que el nivel de refrigerante podría estar por debajo del nivel del vaporizador, lo que significa que el refrigerante no está en contacto con el vaporizador. Esto causaría falta de capacidad de vaporización.

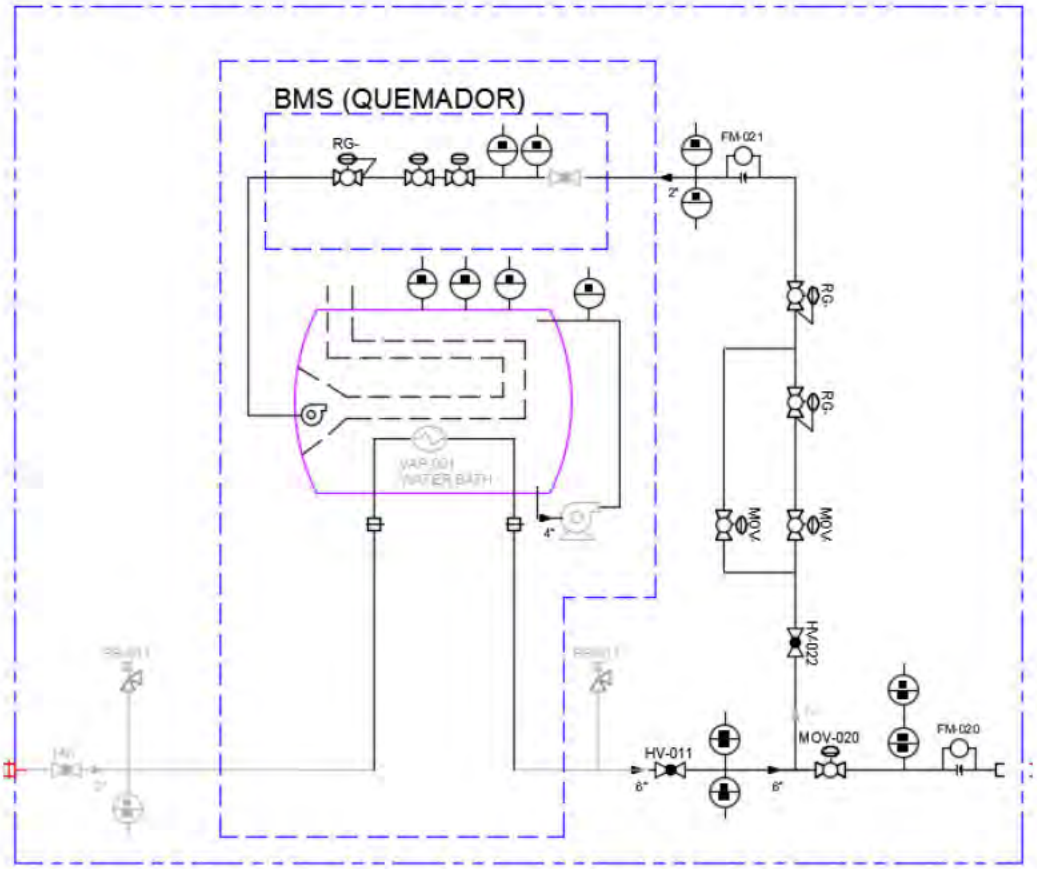


Figura 20. Vaporizador de gas

c. Materias primas

En la siguiente tabla se muestran los insumos requeridos para la operación de la Terminal CCI; así como las cantidades de reporte de las sustancias que se incluyen en los listados de actividades altamente riesgosas emitidos por la Secretaría de Gobernación.

Tabla 11. Sustancias utilizadas en la Terminal CCI

Sustancia	Cantidad de reporte	Recipiente	Capacidad	Máxima cantidad almacenada
Agua desmineralizada	No aplica	1 tanque	151 m^3	151 m^3
Diésel	No aplica	1 tanque	1 m^3	1 m^3
Gas natural	500 kg	8 isotanques * 2 tanques buffer	45.5 m^3 c/u 60.3 m^3 c/u	218 ton**

* En promedio se tendrán 8 isotanques llenos, permanentemente en la terminal. ** Considerando una densidad de 450 kg/ m^3 (H. Talavera. Medios de Transporte de Gas Natural Licuado: GNL. GN - La Revista del Gas Natural)

I.2.1. Hojas de seguridad

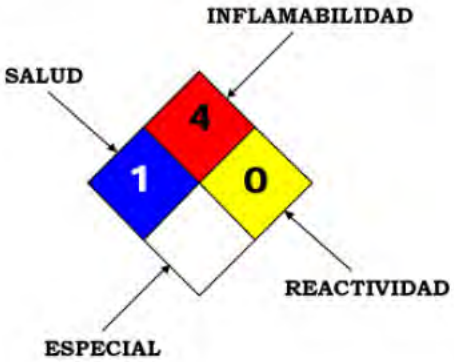
De acuerdo con los listados publicados por la Secretaria de Gobernación, que clasifican a las actividades altamente riesgosas; la única sustancia peligrosa que se manejara en la Terminal CCI, en cantidades mayores a la de reporte, es el gas natural; siendo su principal constituyente el metano. Un resumen de las principales características de este gas se muestra a continuación.

Tabla 12. Características del Gas Natural

Característica	Valor
Sustancia	Metano
No. CAS	74-82-8
No. ONU	1971
Peso molecular	16.04
Límite Inferior de Inflamabilidad	5 %
Límite Superior de Inflamabilidad	15 %

* Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas

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.

Es importante señalar que la Terminal CCI, contará con las Hojas de Datos de Seguridad del gas natural; disponibles para su consulta, por todo el personal de la planta; así como de los servicios de emergencia (protección civil, bomberos), que requieran de información directa.

En el **Anexo 8** 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.

I.2.2. Almacenamiento

En la siguiente tabla se muestran los recipientes y/o envases de almacenamiento, especificando la capacidad, materiales de construcción y Código o estándares de construcción de los mismos:

Tabla 13. Tipos de recipientes de almacenamiento

Tanque	Cantidad	Capacidad	Material de construcción	Estándar de construcción
Agua desmineralizada	1	151 m^3	Acero inoxidable	N.D.**
Diésel	1	1 m^3	Acero al carbón	N.D.
Isotanque	8*	45.5 m^3 c/u	SA240 304N	ISO1496, IMDG, ADR, RID, ASME VIII.1, DOT 49CFR, TC
Tanque buffer	2	60.3 m^3 c/u	Cabezales: SA 240 GR 304, SS Carcasa: SA 240 GR 201-2W /201I propiedades químicas, SS	ASME Sec VIII div. 1, CGA 341, MC-338

* En promedio se tendrán 8 isotanques llenos, permanentemente en la terminal. **N.D. No Definido

I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares

A continuación, se describen los equipos de proceso y auxiliares, que se utilizaran en la Terminal CCI.

Patín de bombas de descarga

El patín de bombas de descarga de GNL está equipado con bombas de vacío certificadas ante ASM, incluye todas las válvulas de control, válvulas de alivio de presión, transmisores de presión, tuberías de proceso con camisas de vacío y un transmisor de temperatura.

Las tuberías y componentes están fabricados principalmente con acero inoxidable.

Especificaciones:

- Potencia de las bombas 25 HP
- Cantidad: 2 patines de bombas de descarga
- Máxima presión de trabajo permitida 275 psi
- Caudal de diseño 150 gpm GNL

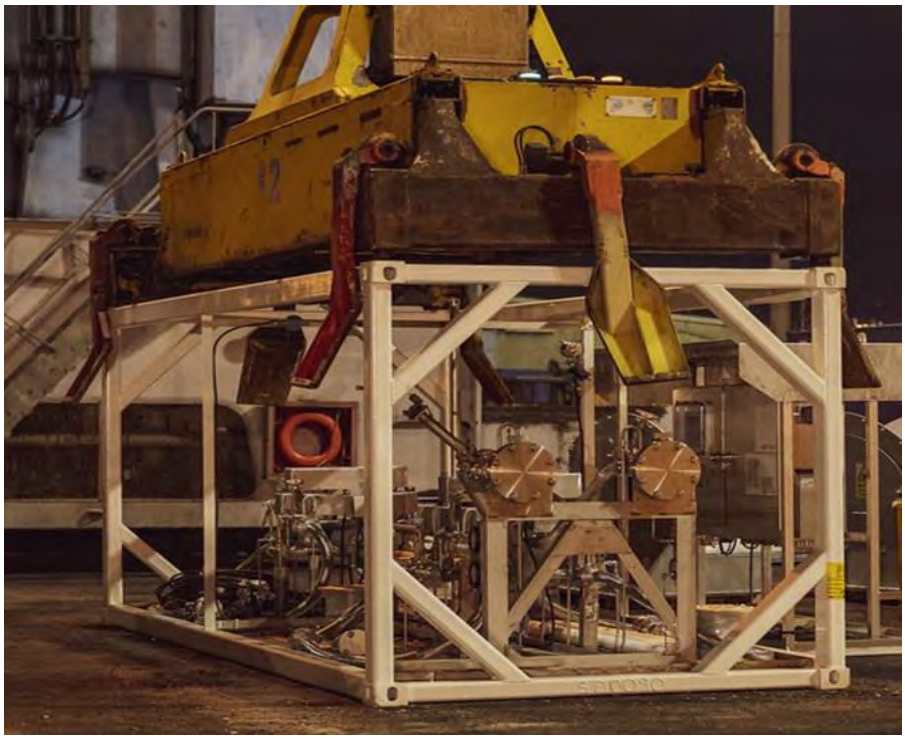


Figura 21. Patín de bombas de descarga

Bombas de alta presión

Un grupo de elevadores de presión centrífugos y de bombas criogénicas reciprocantes, con VFD para cubrir un rango de flujo y presiones, envía el GNL desde el búfer hasta los vaporizadores.

Usa una combinación de bombas centrifugas de GNL para incrementar la operación, así como una bomba de pistón de reciprocación criogénica para operaciones de alta presión. Incluye sensores de monitoreo de proceso y de seguridad para asegurar una operación confiable y segura.

Especificaciones:

- Capacidad de bombas 25 HP
- Máxima presión de trabajo permitida 275 psi
- Caudal de diseño 80 gpm de GNL
- Incluye componentes de presión certificados por ASME
- Cubierta al vacío en frio para operación optima
- Cuenta con un variador de frecuencia para ajustes dinámicos de presión y flujo.
- Cantidad: 2 patín bomba de alta presión

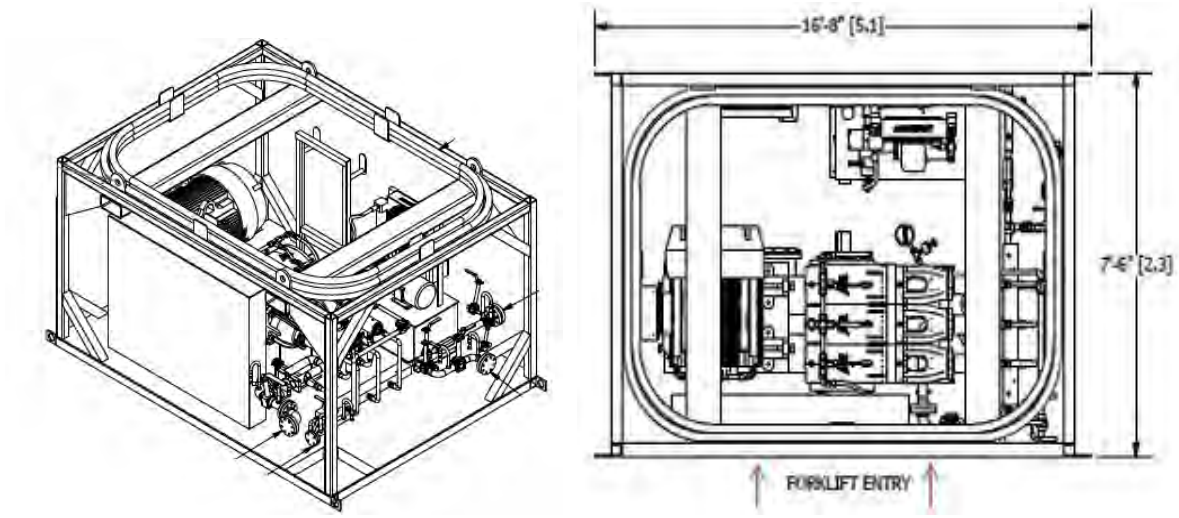


Figura 22. Bomba de alta presión

Calentador de Gas

El calentador de gas combustible es un intercambiador de calor de alta presión y temperatura para aumentar la temperatura del gas combustible para una mayor eficiencia de combustión del gas combustible que se usará en la CCI CFE.

Se coloca previo al regulador de combustible que se envía a turbinas.

Especificaciones:

Cantidad: 2 calentadores
Material: Acero inoxidable

Figura 23. Calentador de Gas

I.2.4. Pruebas de verificación

En la siguiente tabla se muestran las pruebas de fábrica y de comisionamiento o en sitio, que se aplicaran a los equipos de la Terminal CCI.

Tabla 14. Pruebas de verificación

NewFortress energy	APPLICABLE TEST FOR EQUIPMENT CCI PRUEBAS APLICABLES A EQUIPOS CCI	F:	02.26.2021
		I:	LN/MS
		A:	LN
		Rev:	2

Testing		Pruebas	I ISOTANQUE	III CAMION DE ACARREO	V OFICINAS	A PATIN DE BOMBEO DE DESCARGA	B PATIN DE BAHIDA DE DESCARGA	C TANQUE AMORTIGUADOR	D BOMBAS DE ALTA PRESION	E VAPORIZADORES	F MANGUERA FLEXIBLE	G CALENTADOR DE GAS	H FILTRO DUPLEX	I ISO TANQUE	J REGULADOR DE GAS
Pruebas de Fabrica	Hydrostatic Pressure Test	Prueba de Presion Hidrostatica					X			X	X	X			X
	Penentrant Test	Liquidos Penentrantes													
	Pneupmatic Testing	Prueba Neumatica	X	X				X	X		X			X	
	Electrical Circuit Test	Prueba de Circuito Electrico		X		X			X						
	X Rays	Rayos X	X					X						X	
	Ultrasonic Testing	Prueba de Ultrasonido	X					X				X		X	X
	Megger	Prueba Megger de aislamiento Electrico		X					X						
	FAT Factory Acceptance Test	Prueba de Cumplimiento de Fabrica	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Instrument Calibration	Prueba de Calibración de Instrumentos		X							X				X
	Torque test	Prueba de torqueo		X											
	Intensive Movements test	Ensayo de Movimientos Intensivos													
	Load Limiter test	Ensayo de Limitador de Carga													
Pruebas de comisionamiento en Sitio	Dynamic test	Ensayo Dinámico													
	Static test	Ensayo estático													
	Pneupmatic Testing	Prueba Neumatica Presion Minima por 15 miutos sin caida de presion	X					X	X		X	X		X	
	Electrical Circuit Test	Prueba de Circuito Electrico				X			X						
	Megger	Prueba Megger de aislamiento Electrico							X						
	Instrument Calibration	Prueba de Calibración de Instrumentos									X				X
	Torque test	Prueba de torqueo			X										

I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN

a. Condiciones de operación

Las condiciones de operación en la descarga de los isotanques y a la salida de los vaporizadores, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 15. Condiciones de operación

Parámetro	Isotanques	Vaporizadores
Presión (barg)	1.034	39.98
Temperatura (°C)	-162	15.5
Flujo (kg/hr)	21,272.86	20,655.63

b. Estado físico de las diversas corrientes del proceso.

El estado físico del gas natural es liquido desde su llegada a la terminal hasta su ingreso a los vaporizadores, donde cambia a estado gaseoso.

c. Diagramas de flujo de proceso

A continuación, se presenta el diagrama de flujo del proceso de regasificación de gas natural licuado y el balance de masa **(Anexo 9)**.

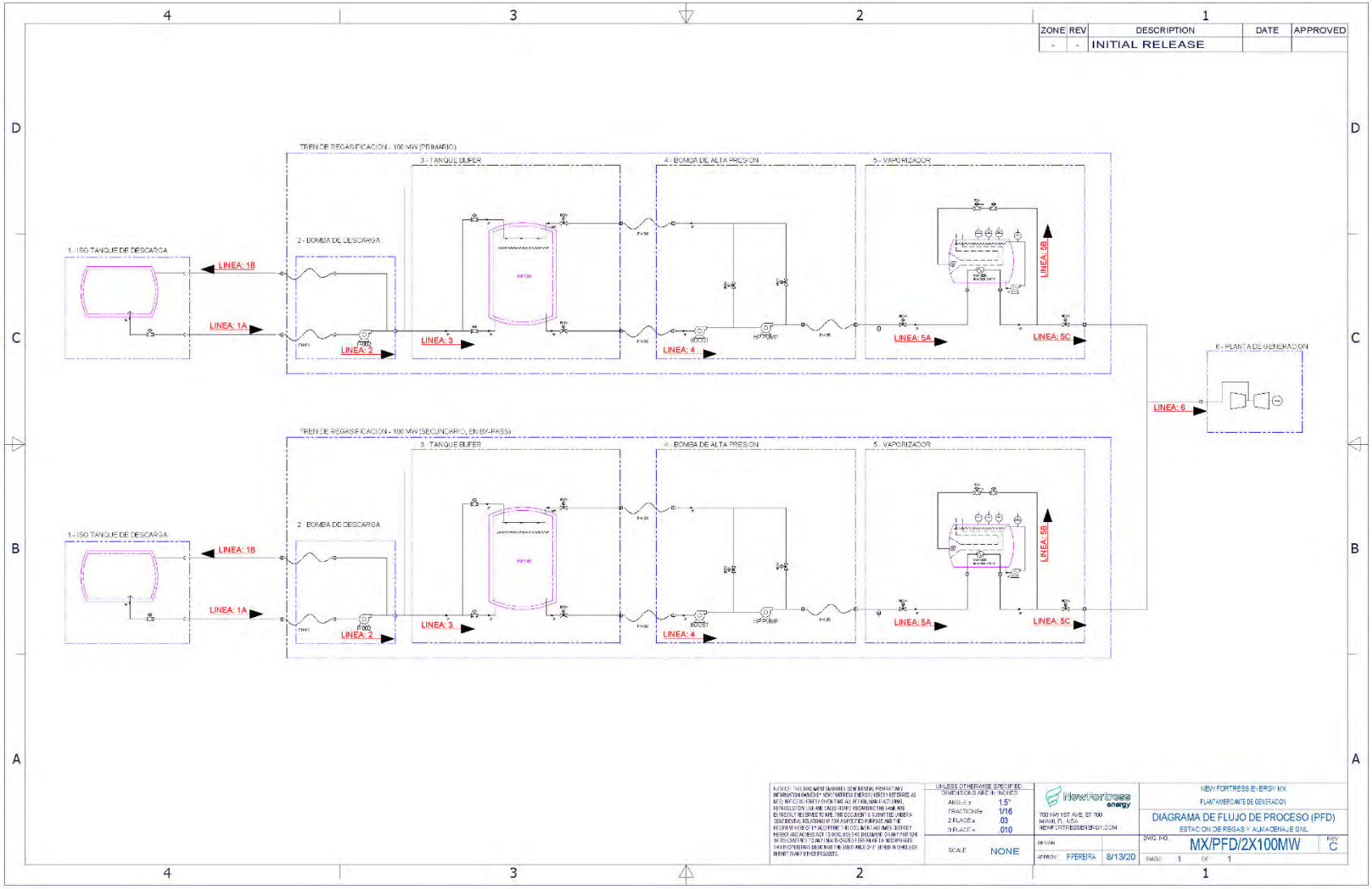


Figura 24. Diagrama de flujo del proceso

NewFortress energy

BCS / La Paz Merchant Power Plant
HP LNG Regasification system
Material Balance
MX/REGAS/MB

Revision	Date	Approved
Initial release	8/13/2020	Pedro Pereira
A	8/21/2020	Pedro Pereira
B	8/21/2020	Pedro Pereira
C	9/3/2020	Pedro Pereira

	1A	1B	2	3	4	5A	5B	5C	6
Description	Offload from ISO Tank (Per 100 MWGas train)	Boil-off return to Ship on offload ISO (Per 100 MWGas train)	Offload Pump skid (Per 100 MWGas train)	Buffer Tank (Per 100 MWGas train)	HP Pump skid (Per 100 MWGas train)	Vaporization (Per 100 MWGas train)	Vaporization Burner (Per 100 MWGas train)	Vaporization outlet (Per 100 MWGas train)	Power plant (complete facility)
Notes	1x 10,000 LNG Gals (ISO Tank) delivery per hour, active offload time of 40 minutes @ 250 GPMs average								
Stream Properties									
Vapor Fraction	-	1.00	-	-	-	1.00	1.00	1.00	1.00
Temperature (F)	-260.00	-193.00	-257.00	-257.00	-250.00	60.00	55.00	60.00	60.00
Pressure (PSIg)	15.00	50.00	60.00	35.00	620.00	600.00	1.50	600.00	580.00
Mass Flow (lb/hr)	46,898.62	450.00	46,448.62	46,448.62	46,448.62	46,448.62	910.76	45,537.86	45,537.86
Liquid Phase Properties									
Temperature (F)	-260.00		-257.00	-257.00	-250.00				
Pressure (PSIg)	15.00		60.00	35.00	620.00				
Mass Flow (lb/hr)	46,898.62		46,448.62	46,448.62	46,448.62				
Gas Phase Properties									
Temperature (F)		-193.00				60.00	55.00	60.00	60.00
Pressure (PSIg)		50.00				600.00	1.50	600.00	580.00
Mass Flow (lb/hr)		450.00				46,448.62	910.76	45,537.86	45,537.86
Water / Coolant Properties									
LNG Gas flow (lb/hr)						46,448.62			
NG Gas flow (lb/hr)						46,448.62			
Water inlet temp (F)						130.00			
Water outlet temp (F)						111.40			
Water flow rate (lb/hr)						7,093.25			
Water Heat rate (BTU/Hr)						7,666,763.30			
Gas burn Rate (BTU/Hr)							21,320,000.00		
Gas Burn rate (SCFH)							20,699.03		
Power Plant properties									
Electrical Capacity (MW)						-			100.00
Generator heat rate (HHV BTU/e-kWh)						-			10,660.00
Gas caloric content (BTU/SCF, HHV)									1,030.00
Gas flow rate (SCFH)									1,034,951.46
Gas flow rate (lb/hr)									45,537.86

Figura 25. Balance de masa

d. Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's)

En el **Anexo 10.** se presenta el siguiente Diagramas de Tubería e Instrumentación del proceso de vaporización.

Tabla 16. Diagramas de tubería e instrumentación

DTI	Título	Revisión
MX/P&ID/2X100MW	Estación de regasificación y almacenaje GNL	C

I.3.1. Especificación del cuarto de control

La Terminal de CCI tendrá un sistema de control integrado con estaciones de trabajo de ingeniería en el cuarto de control general.

El sistema de control consistirá en Controladores lógicos programables integrados para proporcionar control y monitoreo de los sistemas de Generador, equipos auxiliares y Balance de planta.

Cada una de las estaciones de trabajo de ingeniería tendrá monitores LCD duales de 600 mm de ancho. Se proporcionarán sistemas de control de equipos autónomos para el tratamiento de agua y el sistema de aire comprimido con estado y alarmas que interactúan con el sistema de control PLC.

En la siguiente figura se muestra el cuarto de control.

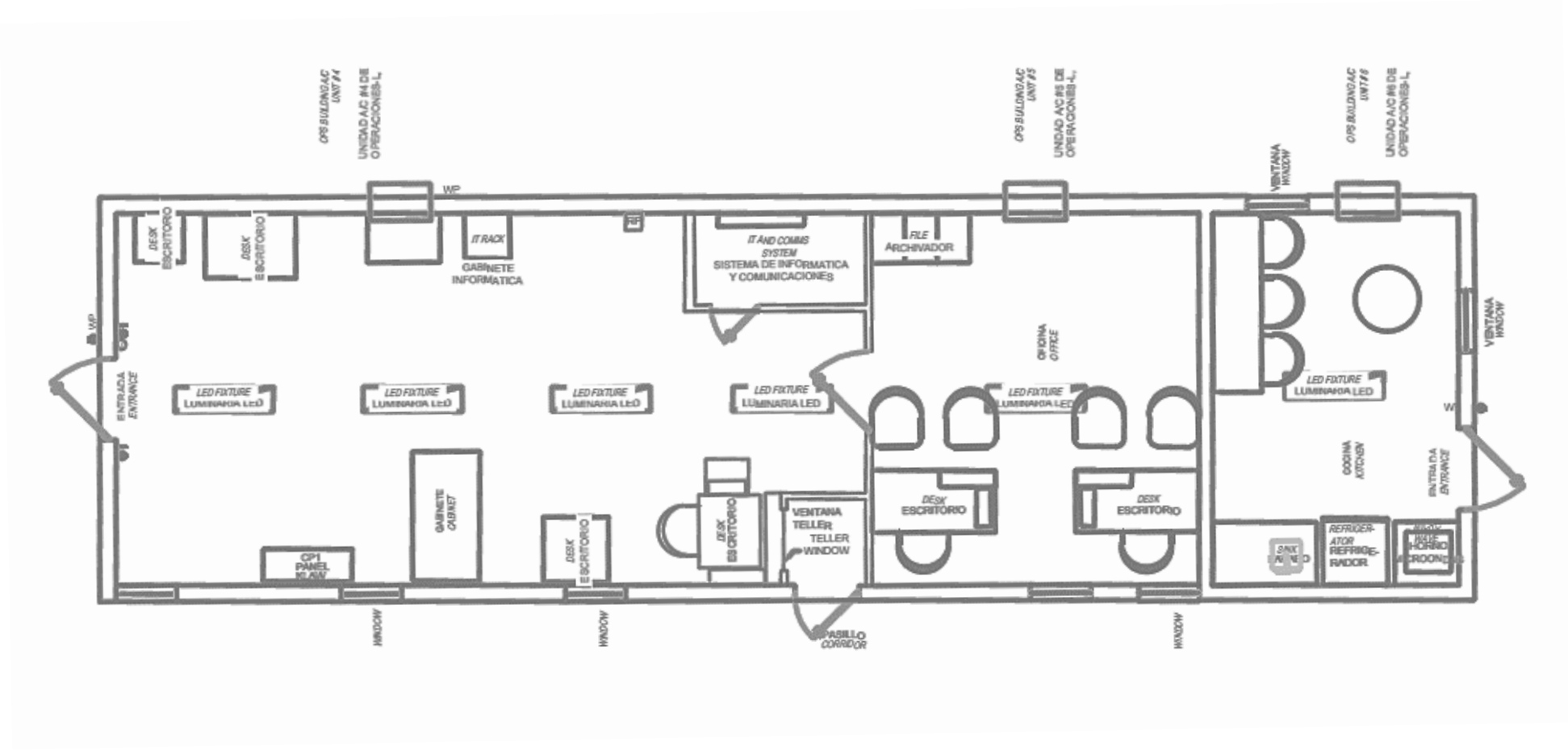


Figura 26. Cuarto de control

I.3.2. Sistemas de aislamiento

En todas las etapas del proceso, mantener una condición de presión segura es una consideración clave, y los medios para aliviar los aumentos de presión peligrosos se proporcionan en cualquier punto donde la presión pueda aumentar ya sea por condiciones normales o anormales. Los componentes de alivio de presión se pueden dividir en dos grupos principales: sistemas de alivio de presión principales, normalmente instalados en procesos grandes o contenedores presurizados; y pequeñas válvulas de alivio de presión térmica, instaladas en cualquier punto donde el gas pueda quedar atrapado y presurizado a medida que gana calor.

Una vez que se abre una válvula de alivio de presión, todos los gases resultantes se dirigen a la atmósfera de manera segura lejos de los operadores y la maquinaria.

a. Válvulas de alivio de presión principales

Hay dispositivos de alivio de presión (que se pueden volver a cerrar, montados en resortes) montados en el espacio de vapor de los tanques que garantizan que los tanques de GNL no se puedan presurizar más allá del 120% de su presión de trabajo máxima permitida (MAWP)

Tanque Buffer - Especificaciones de la válvula de alivio principal:

- Sigue los requisitos del MC-338, lo que significa:
  - Uno o más sistemas de válvulas de alivio primarias
  - Sistemas de válvulas de alivio de presión secundarias (de respaldo)
  - Cada uno capaz de fluir lo suficiente para evitar que el tanque supere el 120% del MAWP, con su clasificación y capacidad verificadas y marcadas por el fabricante de acuerdo con CGA S-1.2
  - Fabricante: Herose
  - Número de pieza: 06425.2312.6000

Válvula de alivio principal de salida del vaporizador:

- Cumple con NFPA 59A, 150% de capacidad de alivio del tamaño del vaporizador
- Fabricante: Leser
- Número de pieza: Tipo 441, 4 "x 6" ajustado a 700 PSIg

b. Válvulas de alivio térmico

Las válvulas de alivio térmico se instalan en cualquier sección de la tubería donde el GNL o el gas natural frío puedan quedar atrapados, ganando calor y expandiéndose; provocando una sobrepresurización de la línea por encima de su presión de funcionamiento segura. A diferencia de las válvulas de alivio principales, la tasa de flujo requerida en estas válvulas es mínima ya que la cantidad de fluido a liberar es normalmente muy baja.

Válvulas de alivio de baja presión (clase ANSI 150 #)

- Fabricante: Generant
- Modelo: serie criogénica CRV, fijada a 275 PSIg

Válvulas de alivio de alta presión (clase ANSI 300 #)

- Fabricante: Generant
- Modelo: serie criogénica CRV, fijada a 700 PSIg

I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

1.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

La tecnología de generación de electricidad por ciclo simple tiene un excelente récord de seguridad operacional y de rendimiento en los últimos 20 años. No obstante, durante la construcción y puesta en marcha de este tipo de instalaciones se han registrado algunos accidentes, principalmente relacionados con el uso de gas natural para la limpieza o purga de las líneas de gas antes de las operaciones.

Accidentes por el manejo de gas natural en los Estados Unidos de Norteamérica.

Se presenta la descripción de accidentes de manejo de gas natural tomados de la siguiente liga: http://www.csb.gov de la Agencia de Seguridad Química e Investigación de Peligros de los Estados Unidos de Norteamérica (CSB).

Kleen Energy en Middletown, Connecticut.

Seis trabajadores perdieron la vida durante una actividad de trabajo prevista para limpiar los residuos de las tuberías de gas natural en Kleen Energy en Middletown, en el estado de Connecticut. Para remover los residuos de la tubería, los trabajadores utilizaron gas natural a alta presión, aproximadamente a 650 libras por pulgada cuadrada. Durante este proceso el gas natural encontró una fuente de ignición y explotó.

El informe final del CSB fue aprobado en una reunión pública en Portland, Connecticut, el 28 de junio de 2010.

ConAgra Slim Jim en Garner, Carolina del Norte, el 9 de junio de 2009.

La CSB realizó una investigación de una explosión de gas natural catastrófico que ocurrió en las instalaciones de la planta de ConAgra Slim Jim en Garner, en el estado de Carolina del Norte, el 9 de junio de 2009. Ese accidente originó la perdida de cuatro vidas humanas y causó heridas a otras 67 personas. El accidente se produjo durante la operación de purga al aire libre de una tubería de acero de abastecimiento de gas que estaba conectada a un calentador de agua. Debido a las dificultades para encender el calentador de agua, la operación de purga se continuó durante un tiempo inusualmente largo, causando finalmente la nube de gas en el interior del edificio acumulando gas a una concentración por encima de su límite inferior de explosividad.

La nube de gas causó una explosión al ponerse en contacto con una fuente de ignición, causando daños en los edificios de la planta. La explosión también causó daño a la tubería del sistema de la planta de enfriamiento a base de amoniaco, liberando aproximadamente 18,000 libras de amoníaco anhidro al medio ambiente.

La CSB emitió un boletín de seguridad estableciendo que los peligros de la purga de tuberías de gas en edificios originaron cinco lecciones clave para prevenir los incendios y las explosiones de gas combustible durante las operaciones de purga.

Oklahoma, Estados Unidos

Accidente durante la construcción en el sitio conocido como Redbud, Luther (2015), que fue causado por un termopar defectuoso en el precalentador de gas. El termopar causó una fuga de gas natural durante el encendido del precalentador. Cabe señalar que no se registraron heridos como consecuencia de este incidente.

Accidentes en México por el manejo de gas natural.

En México no existe un centro de información que concentre los datos de accidentes ocurridos en gasoductos, así como la investigación realizada a los mismos para determinar las causas., sin embargo; a continuación, se presenta una recopilación bibliográfica de accidentes reportados en los medios de comunicación.

Accidente del gasoducto de gas natural de PEMEX en el estado de Guanajuato, no hubo daños personales. (Fuente: El Norte 19 de septiembre de 1991).

Accidente en gasoducto de gas amargo de PEMEX (21 de septiembre de 1991) en Cunduacán, Tabasco al estallar un ducto de 16" de diámetro, fallecieron 6 obreros de PEMEX. Este percance sucedió cuando los trabajadores realizaban actividades de corte en la línea que transportaba gas amargo, debido a que las líneas no fueron desfogadas antes de los trabajos de corte (Fuente: El Ovaciones).

Fuga en gasoducto de gas natural de PEMEX (15 de junio de 1992) en Xalostoc, debido a la ruptura de una válvula de alivio. No se reportaron daños ni víctimas.

Accidente en un gasoducto de 24" de gas amargo de PEMEX (6 de febrero de 1994) en Cunduacán, Tabasco que causó daños materiales a 300 metros cuadrados, por lo menos 15 personas con quemaduras de segundo grado y una persona murió en el percance (Fuente: La Jornada).

Accidente de gasoducto de gas natural PEMEX en Guadalajara (4 de septiembre de 1995) debido a que personas golpearon el ducto por error, al confundirlo con una tubería de agua, no hubo daños materiales ni humanos (Fuente: El Norte).

Accidente en gasoducto de 48" de gas natural en Cd. Pemex-Cactus (17 de febrero de 1996) que provocó daños materiales, muertos y heridos. Se desconocen las causas del siniestro (Fuente: El Norte).

Accidente en gasoducto de gas natural de PEMEX en Boca-Cárdenas (23 enero de 1996) que provocó un muerto y cuatro heridos al momento que trabajadores cambiaban una válvula.

Fuga de gas natural en Atasta-Cd PEMEX (8 de septiembre de 1996), el accidente ocurrió cuando se interconectaban un bypass. Un trabajador resultó herido. (Fuente: La Jornada).

Al menos cinco personas mueren y 80 resultan con quemaduras de segundo y tercer grado por la explosión de dos ductos, uno de gas natural y otro de gasolina, en el lugar conocido como La Balastrera, cercano a Ciudad Mendoza, en Veracruz. (5 de junio de 2003).

En la Ranchería Huimango 3ª Sección sobre la carretera Comalcalco-Cunduacán, Tabasco; se presentó una fuga de gas en el gasoducto de 48" Ø, en el área de trampas Escribano-La Trinidad. La fuga provocó una explosión que causó la muerte de cuatro personas y lesiones a otras 11; adicionalmente, se afectaron 114 hectáreas de vegetación y cultivos aledaños al punto de fuga por efectos del fuego. Fue necesario evacuar a 775 personas de la Ranchería Huimango del Municipio de Cunduacán y a 246 de la Ranchería Benito Juárez del Municipio de Jalpa de Méndez. Además, resultaron afectados 11 vehículos de PEMEX, nueve particulares y dos equipos pesados pertenecientes a una compañía contratista (8 de julio de 2005),

Un total de cinco explosiones, cuatro de ellas seguidas de incendios, se suscitan en ductos de gas de Pemex de tres municipios de Guanajuato; no hay pérdidas humanas (5 de julio de 2007).

En Maltrata, Veracruz supuestos saboteadores detonaron explosivos a lo largo de la trayectoria de un gasoducto de gas natural de Pemex. El entonces gobernador de Veracruz, Fidel Herrera, dijo que ningún grupo se había atribuido la responsabilidad de las explosiones. Funcionarios dijeron que unas 15 mil personas habían sido evacuadas de zonas cercanas a la tubería (10 de septiembre de 2007).
Incendio en el Centro Receptor de Gas y Condensados de Pemex Exploración y Producción, en Reynosa, Tamaulipas en el área de los patines de medición de gas y condensado, que costó la vida de 31 personas y 46 más resultaron con lesiones (18 de septiembre del 2012).

Del resultado de una toma clandestina en el gasoducto en San Miguel de los Jagüeyes y Urbi Villa del Rey, en el municipio de Huehuetoca, Estado de México, se registraron dos explosiones que dejaron cinco vehículos destruidos y cuatro bomberos lesionados (diciembre 2014).

Maniobras en un gasoducto en Santa Catarina y García, Nuevo León ocasionaron la explosión de un gasoducto con un saldo de 16 muertos (agosto 2015).

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización

Los puntos de riesgo de cualquier instalación se refieren a aquellas áreas de proceso, almacenamiento y/o transporte que puedan producir un efecto que tenga consecuencias adversas sobre la vida o la salud de las personas, el medio ambiente o las instalaciones, tal como emisiones y fugas de sustancias, incendios o explosiones.

El presente análisis identifica los posibles eventos de riesgo creíbles hipotéticos a suceder, por el manejo de Gas Natural en la Terminal de CCI.

Para llevar a cabo este análisis se aplicó la siguiente metodología:

Figura 27. Metodología de análisis 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 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 requerida[1]:

Tabla 17. Comparación de los métodos de identificación de riesgos

Método	Observaciones
¿Que pasa si? (What if)	• Limitada estructura y profundidad • Análisis cualitativo para peligros obvios del sistema
Listas de verificación (Check list)	• 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)	• 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)	• Fallas ← desviación → consecuencias • Enfoque con palabras guía tabuladas • Discusiones no cuantitativas
Análisis de árbol de falla (FTA)	• 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 varían[2].

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.

[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.

La siguiente figura muestra las técnicas de análisis que son utilizadas normalmente en las diferentes etapas de la vida de las instalaciones de proceso.

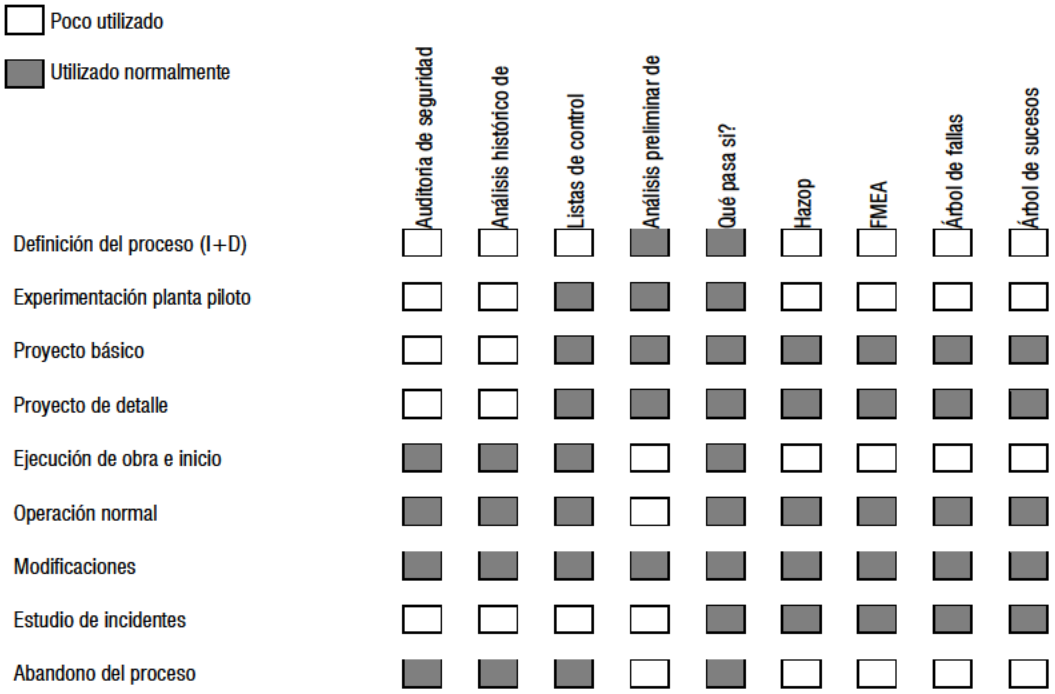


Figura 28. Técnicas de identificación de riesgos en el ciclo de vida de un proyecto

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:

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 etapas[3]. 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	Instalación/equipo	DTI	Limites
1	ISO Tanque	MX/P&ID/2X100MW Rev. C	Desde la conexión de entrada al ISO tanque C2 hasta la conexión de salida C1
2	Patín de bomba de descarga	MX/P&ID/2X100MW Rev. C	Desde la conexión de salida C1 del ISO tanque hasta la válvula check CV-001 en la descarga de la bomba
3	Tanque Buffer	MX/P&ID/2X100MW Rev. C	Desde la conexión en la línea de entrada hasta la conexión en la línea de salida del tanque Buffer
4	Bomba de alta presión	MX/P&ID/2X100MW Rev. C	Desde la conexión en la línea de entrada hasta la conexión en la línea de salida de la bomba de alta presión
5	Vaporizador	MX/P&ID/2X100MW Rev. C	Desde la conexión en la línea de entrada hasta la brida en la línea de salida del vaporizador
6	Línea de suministro a la CCI CFE	MX/P&ID/2X100MW Rev. C	Desde la brida en la línea de salida del vaporizador hasta la brida en la línea de suministro a la CCI CFE

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.

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

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

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

Los nodos analizados se muestran a continuación y se presentan con el análisis Hazop, en el **Anexo 11.**

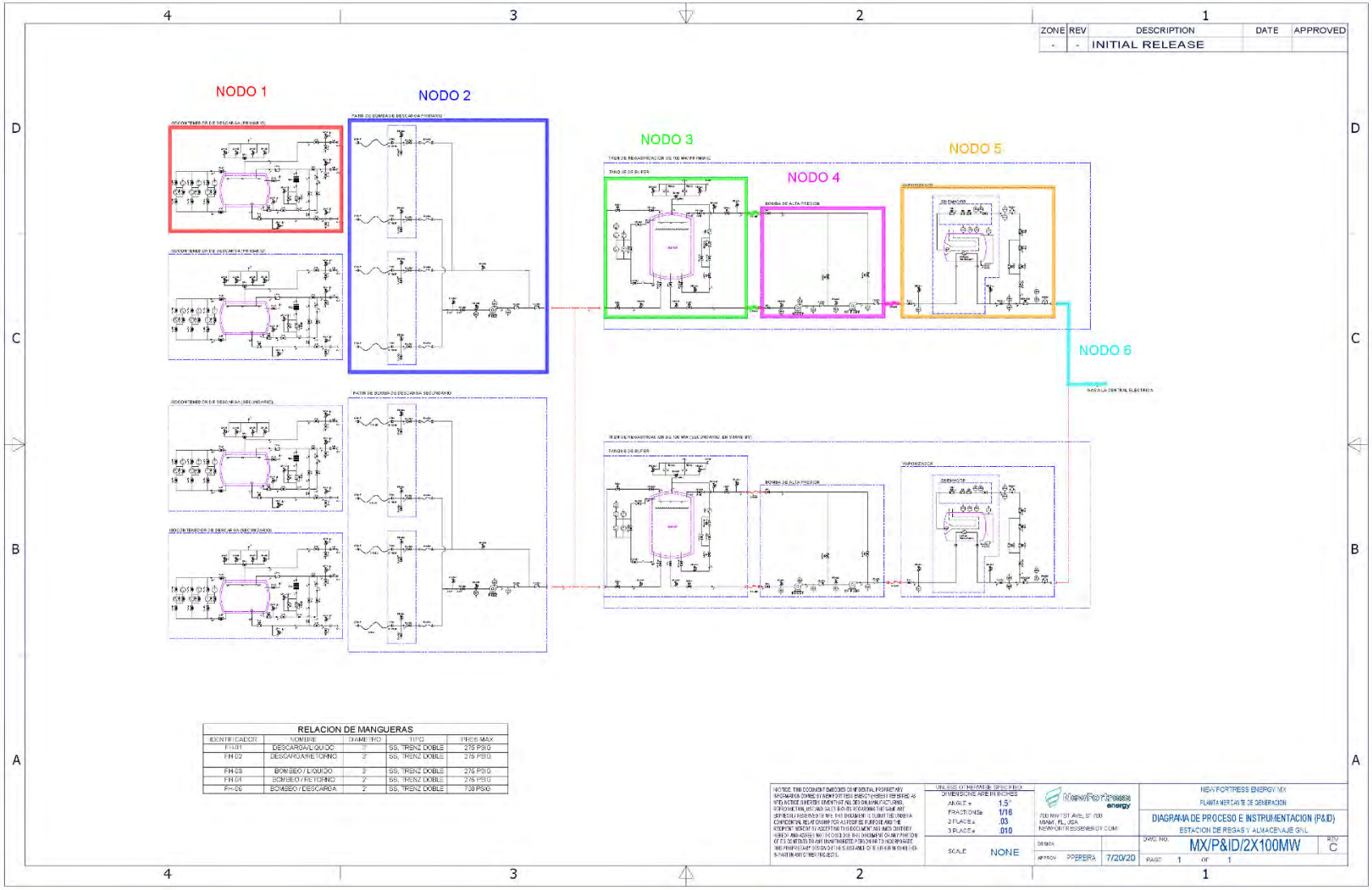


Figura 29. Nodos analizados

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 él 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	C1	C2	C3	C4	C5	C6
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

CONSECUENCIA

Figura 30. 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 utilizadas en la matriz de riesgos se describen en las siguientes tablas.

Tabla 20. Categorías de Frecuencia

Clasificación	Categoría	Descripción de la Frecuencia de Ocurrencia	Frecuencia / año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un año.	≥ 1.0 (≥1x100)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años	≥0.2 a <1.0 (≥2x10-1 a <1x100)
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 (≥1x10-1 a <2x10-1)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años	≥0.01 a <0.1 (≥1x10-2 a <1x10-1)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación.	≥0.001 a <0.01 (≥1x10-3 a <1x10-2)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.	≥0.0001 a <0.001 (≥1x10-4 a <1x10-3)

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

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida o diferimiento de producción [USD]	Daños a la instalación [USD]
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 generan 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 arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

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 correspondientes.
2. Se determina el nivel de riesgo mediante la matriz de riesgo.
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.

I.4.5. Escenarios identificados.

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

Tabla 22. Escenarios de riesgo

No.	Escenario	Desviación Hazop
1	Fuga de gas natural licuado, en la boquilla inferior de salida del ISO tanque, por golpe externo.	1.2.2
2	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de descarga del ISO tanque	2.2.3 y 2.2.4
3	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de salida del tanque Buffer	3.2.2 y 3.2.3
4	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de descarga de la bomba de alta presión	4.2.3 y 4.2.4
5	Fuga de gas natural, en la línea de salida del vaporizador	5.2.3
6	Fuga de gas natural, en la línea de suministro a la CCI CFE, por golpe externo	6.2.1

II. DESCRIPCIÓN DE LAS 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 SEMARNAT, 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

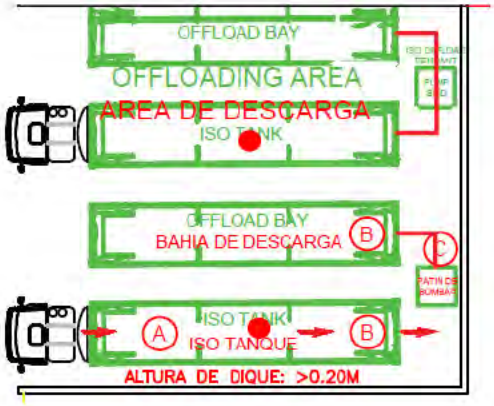
Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Temperatura (° C)	18.7	19.7	21.1	23.2	25.4	28.3	30.4	30.6	29.9	27.1	23.1	19.8	24.8
Velocidad del viento (m/s)	5.6	5.9	6.1	6.1	6.2	6.1	5.9	5.8	5.3	5.2	4.9	5.5	5.7
Humedad relativa (%)	66	60	58	55	55	54	58	61	63	63	64	66	60

Escenario 1.

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

Tabla 25. Escenario 1. Fuga en ISO tanque

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (ºC)	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**	L=12.192 m Ø: 2.43 m	**Capacidad**	45.5 m^3
Temperatura (ºC)	-162	**Presión (bar)**	1.034	**Flujo** (kg/hr)	No aplica
Superficie del dique (m^2)	195.7		**Altura hidráulica (m)**	-	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.6" (20%) y 3" (100%)		**Elevación de la fuga (m)**	1	



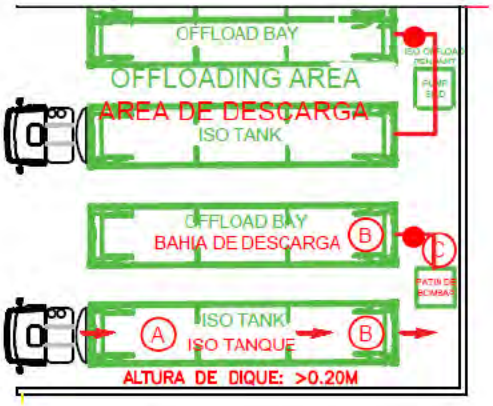
Localización del escenario: ISO tanque

Escenario 2.

Fuga de gas natural licuado en la manguera de descarga del ISO tanque, por desgaste o falla de material de la manguera o por movimiento del ISO tanque.

Tabla 26. Escenario 2. Fuga en manguera de descarga del ISO tanque

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (ºC)	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 (ºC)	-162	**Presión (bar)**	1.034	**Flujo** (kg/hr)	21,272.86
Superficie del dique (m^2)	195.7		**Altura hidráulica (m)**	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.6 “(20%) y 3” (100%)		**Elevación de la fuga (m)**	1	



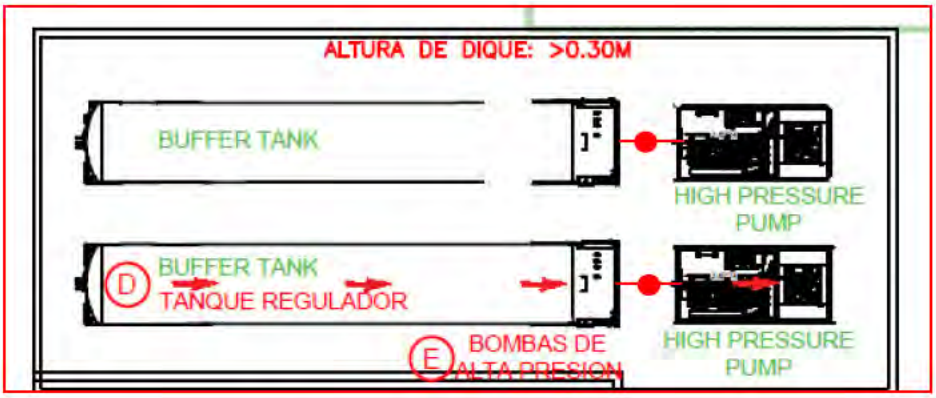
Localización del escenario. Manguera de descarga del ISO tanque

Escenario 3.

Fuga de gas natural licuado, en la manguera de salida del tanque Buffer, por desgaste o falla de material de la manguera o por movimiento del tanque Buffer.

Tabla 27. Escenario 3. Fuga en tanque buffer

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (ºC)	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	Manguera	**Dimensiones**	Ø: 3"	**Capacidad**	-
Temperatura (ºC)	-160	**Presión (bar)**	2.413	**Flujo** (kg/hr)	21,068.74
Superficie del dique (m²)	304.2		**Altura hidráulica (m)**	-	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.6 "(20%) y 3" (100%)		**Elevación de la fuga (m)**	0.5	



Localización del escenario: Manguera de salida de tanque Buffer

Escenario 4.

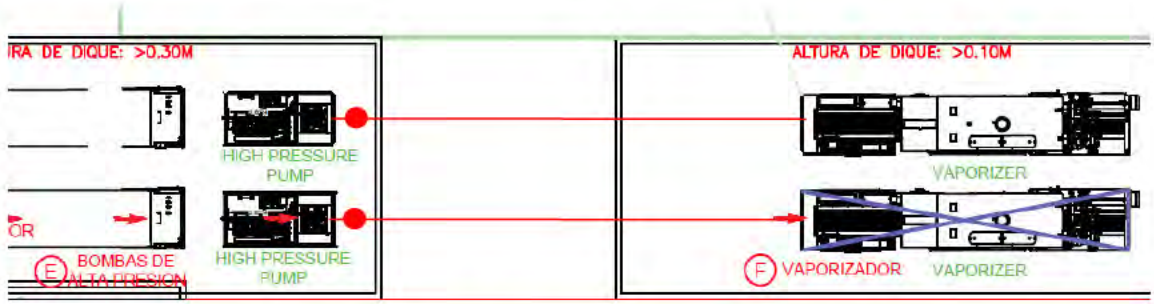
Fuga de gas natural licuado, en la manguera de descarga de la bomba de alta presión, por desgaste o falla de material de la manguera o por movimiento del vaporizador.

Tabla 28. Escenario 4. Fuga en manguera de descarga de la bomba de alta presión

Condiciones atmosféricas y localización			
Temperatura ambiente (ºC)	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: 2"	**Capacidad**	-
Temperatura (ºC)	-156	**Presión (bar)**	42.747	**Flujo** (kg/hr)	21,068.74
Superficie del dique (m^2)	304.2	**Altura hidráulica (m)**	No aplica		
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.4 "(20%) y 2" (100%)	**Elevación de la fuga (m)**	0.5		



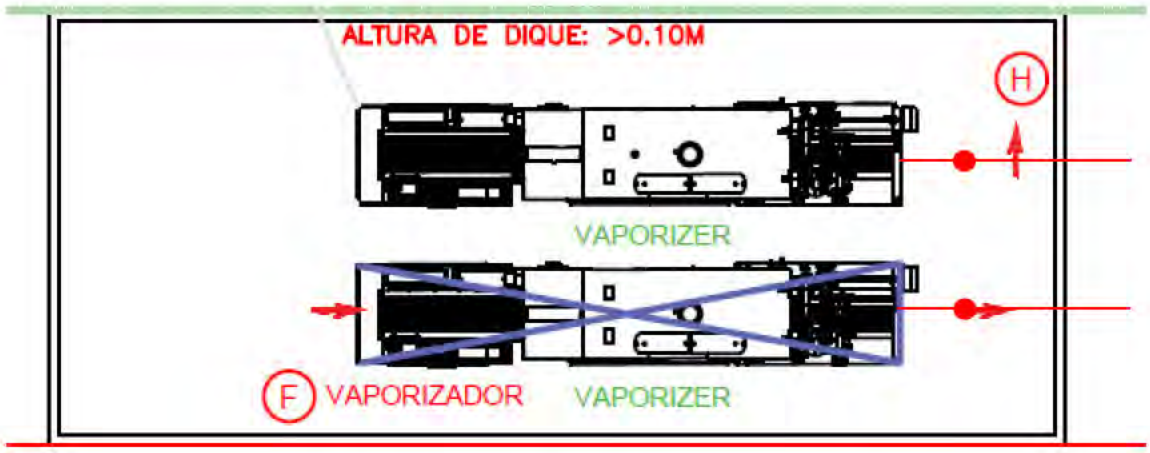
Localización del escenario. Manguera de descarga de bomba de alta presión

Escenario 5.

Fuga de gas natural, en la línea de salida del vaporizador, por falla de sello en la brida de la válvula de bloqueo manual HV-011.

Tabla 10. Escenario 5. Fuga en el vaporizador

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (ºC)	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	Tubería	**Dimensiones**	Ø: 6"	**Capacidad**	-
Temperatura (ºC)	15.5	**Presión (bar)**	41.368	**Flujo** (kg/hr)	20,655.63
Superficie del dique (m²)	304.2		**Altura hidráulica (m)**	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	1.2 "(20%) y 6" (100%)		**Elevación de la fuga (m)**	1	



Localización del escenario: línea de salida del vaporizador

Escenario 6.

Fuga de gas natural en la línea de suministro de gas a la CCI CFE, por golpe externo.

Tabla 30. Escenario 6. Fuga en la línea de suministro a la CCI CFE

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (ºC)	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	Tubería	**Dimensiones**	Ø: 6”	**Capacidad**	-
Temperatura (ºC)	15.5	**Presión (bar)**	39.98	**Flujo** (kg/hr)	20,655.63
Superficie del dique (m^2)	-		**Altura hidráulica (m)**	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	1.2 “(20%) y 6” (100%)		**Elevación de la fuga (m)**	0	

Localización del escenario: línea de suministro de gas a la CCI CFE

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

Tabla 31. Radios potenciales 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 de gas natural licuado, en la boquilla inferior de salida del ISO tanque, por golpe externo	20	0.6	2.72	4.96	24.36	33.59
		100	3	8.54	14.58	43.92	65.73
2	Fuga de gas natural licuado en la manguera de descarga del ISO tanque, por desgaste o falla de material de la manguera o por movimiento del ISO tanque	20	0.6	27.74	37.89	22.19	30.03
		100	3	114.58	159.55	21.85	29.47
3	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de salida del tanque Buffer, por desgaste o falla de material de la manguera o por movimiento del tanque Buffer	20	0.6	32.79	45.13	21.87	29.50
		100	3	137.05	192.24	19.95	26.35
4	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de descarga de la bomba de alta presión, por desgaste o falla de material de la manguera o por movimiento del vaporizador	20	0.4	37.39	51.83	21.86	29.49
		100	2	159.25	224.17	19.81	26.12
5	Fuga de gas natural, en la línea de salida del vaporizador, por falla de sello en la brida de la válvula de bloqueo manual HV-011	20	1.2	37.87	50.93	21.48	28.86
		100	6	168.85	244.45	27.16	38.19
6	Fuga de gas natural en la línea de suministro de gas a la CCI CFE, por golpe externo	20	1.2	37.06	49.49	21.76	29.32
		100	6	166.06	240.18	26.29	36.76

La memoria de cálculo de las simulaciones realizadas se presenta en el **Anexo 12.** y la representación en planos, de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas, se presentan en el **Anexo 13**.

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO

A continuación, se describen las interacciones de riesgo que pudieran presentarse en cada escenario; 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:

- **Escenario 1. Fuga de gas natural licuado, en la boquilla inferior de salida del ISO tanque**

En los casos de incendio por fugas del 20% y 100 % del diámetro de la boquilla de salida del ISO tanque; los radios de alto riesgo (2.72 m. y 8.54 m.), no rebasan los límites del predio y solo se limitan al área de descarga de ISO Tanques. Para el caso de explosión, los radios de alto riesgo (24.36 m. y 43.92 m.) rebasan el límite sur del predio, donde no se realiza ninguna actividad ni existe alguna infraestructura.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

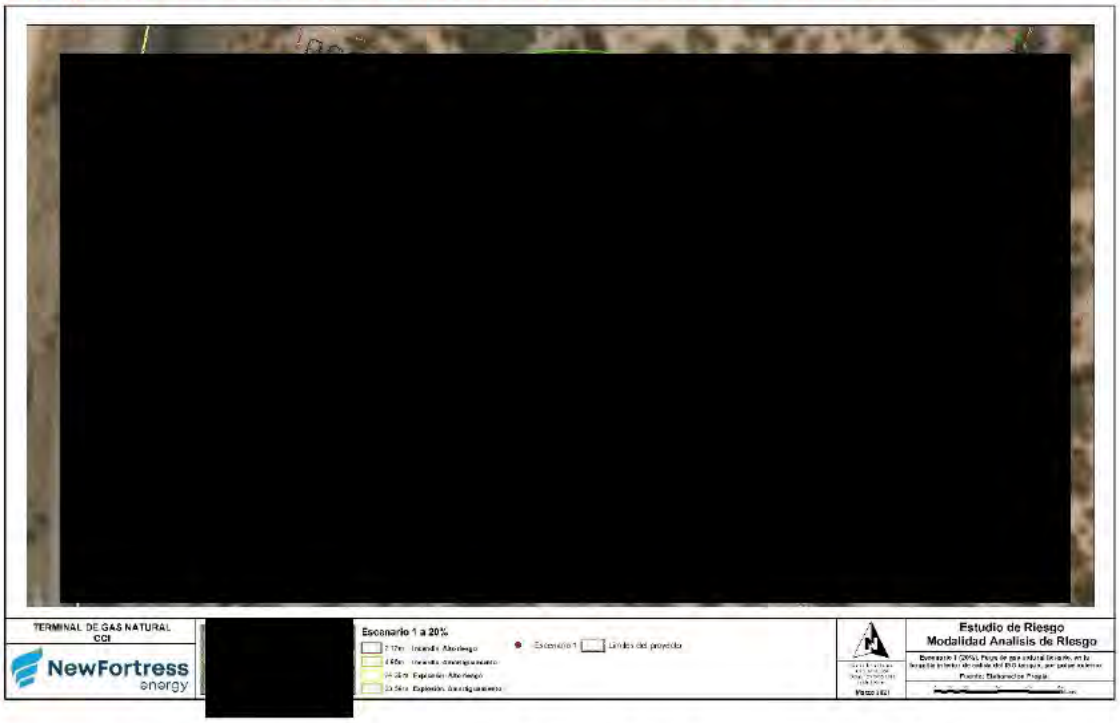


Figura 31. Escenario 1. Fuga del 20% del diámetro de la boquilla de salida del ISO tanque

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

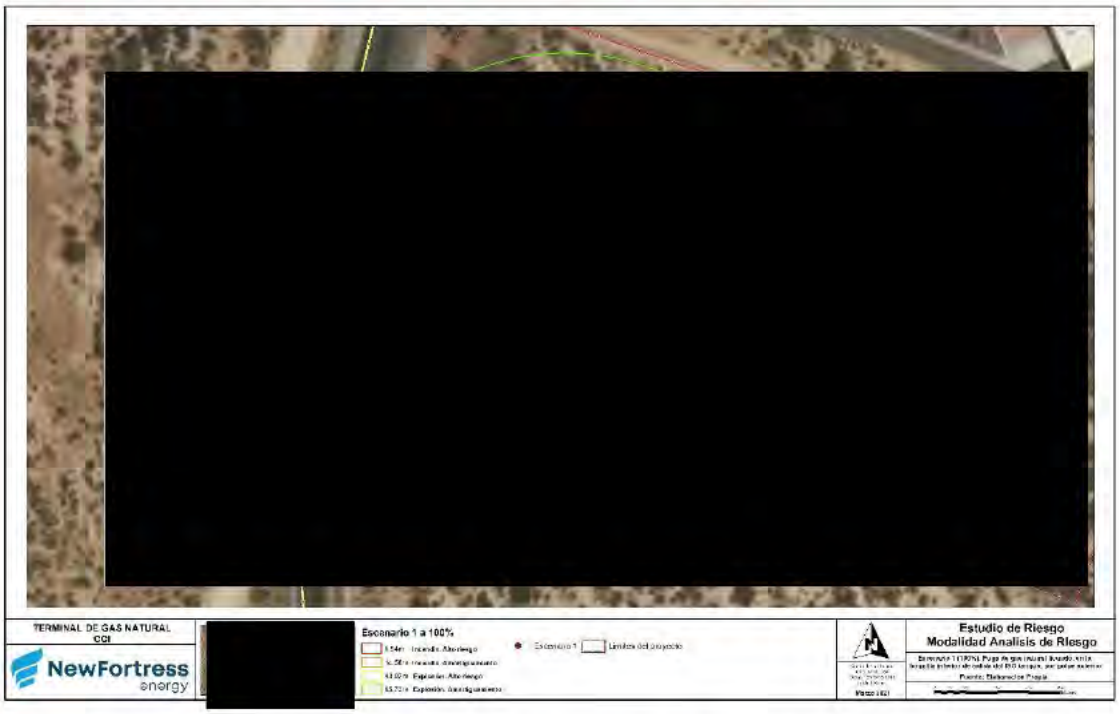


Figura 32. Escenario 1. Fuga del 100% del diámetro de la boquilla de salida del ISO tanque

- **Escenario 2. Fuga de gas natural licuado en la manguera de descarga del ISO tanque**

En los casos de incendio por fuga del 20% y de explosión por fugas del 20% y 100% del diámetro de la manguera de descarga del ISO tanque; los radios de alto riesgo (27.74 m., 22.19 m. y 21.85 m.), no rebasan los límites del predio.

Para el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga del ISO tanque; el radio de alto riesgo (114.58 m.), rebasa los límites del predio en sus colindancias norte, sur y oeste. En la colindancia sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye 209 m. del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

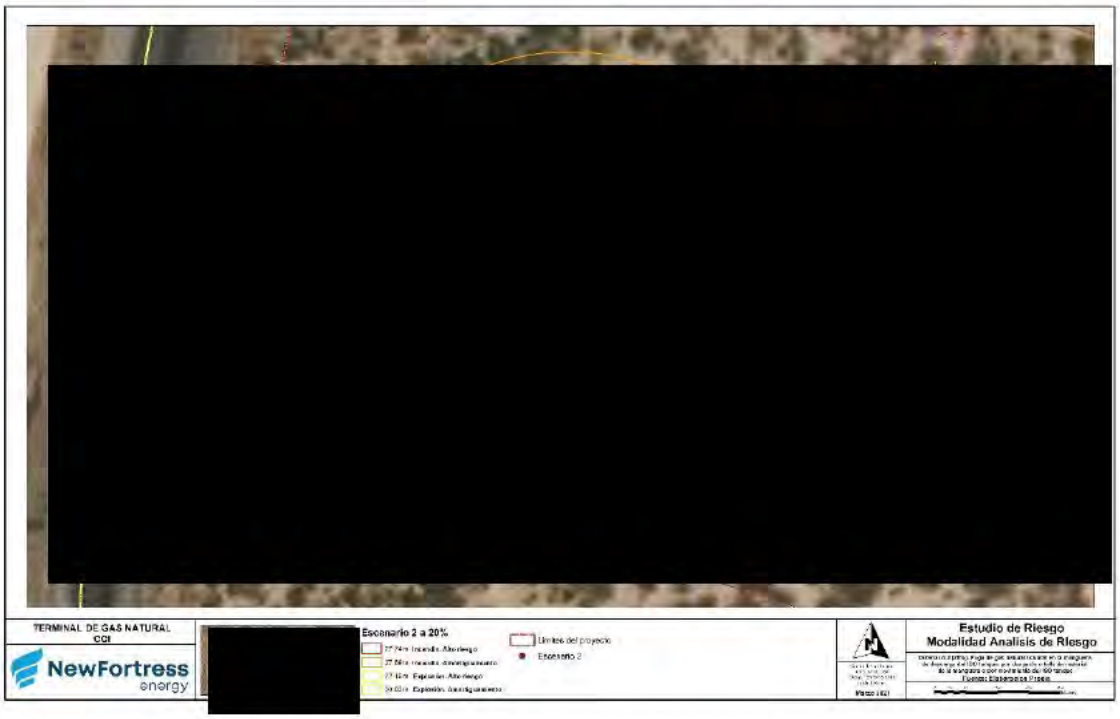


Figura 33. Escenario 2. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de descarga del ISO tanque

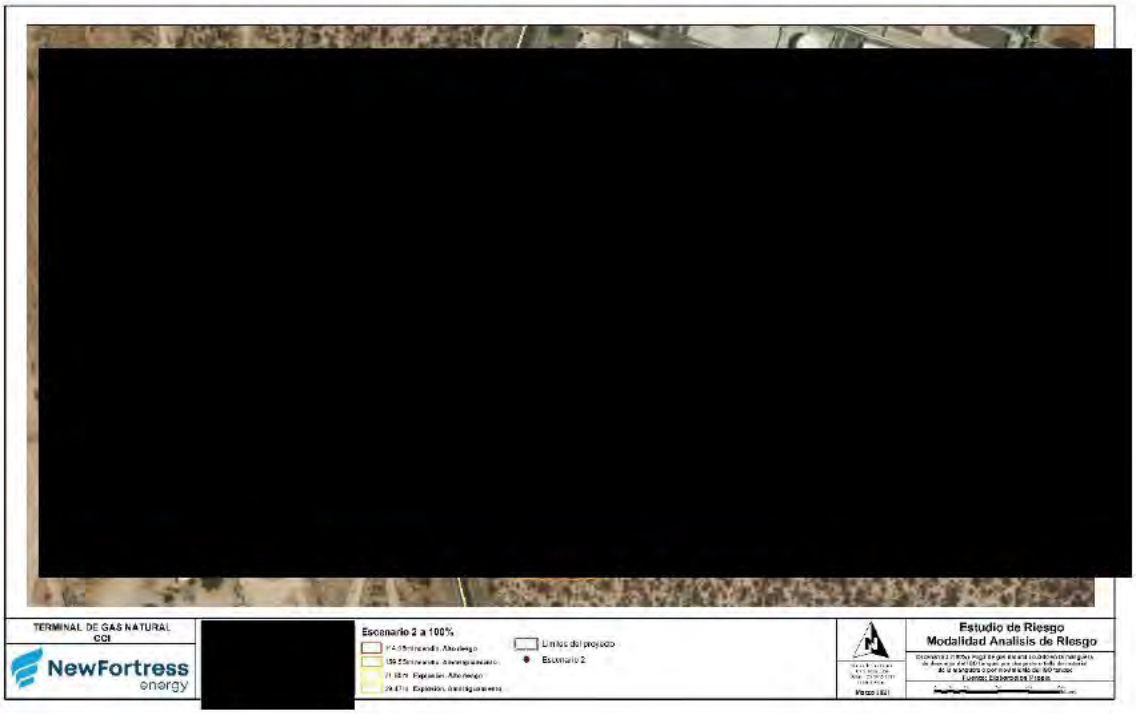


Figura 34. Escenario 2. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga del ISO tanque

- **Escenario 3. Fuga de gas natural licuado, en la manguera de salida del tanque Buffer**

En los casos de incendio por fuga del 20% y de explosión por fugas del 20% y 100% del diámetro de la manguera de salida del tanque Buffer; los radios de alto riesgo (32.79 m., 21.87 m. y 19.95 m.), no rebasan los límites del predio.

Para el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la manguera de salida del tanque Buffer; el radio de alto riesgo (137.05 m.), rebasa los límites del predio en sus colindancias norte, sur y oeste. En la colindancia sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye 256 m. del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE, parte del estacionamiento y dos edificios al interior de la CCI CFE, aunque no incluye las áreas de almacenamiento o de proceso.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

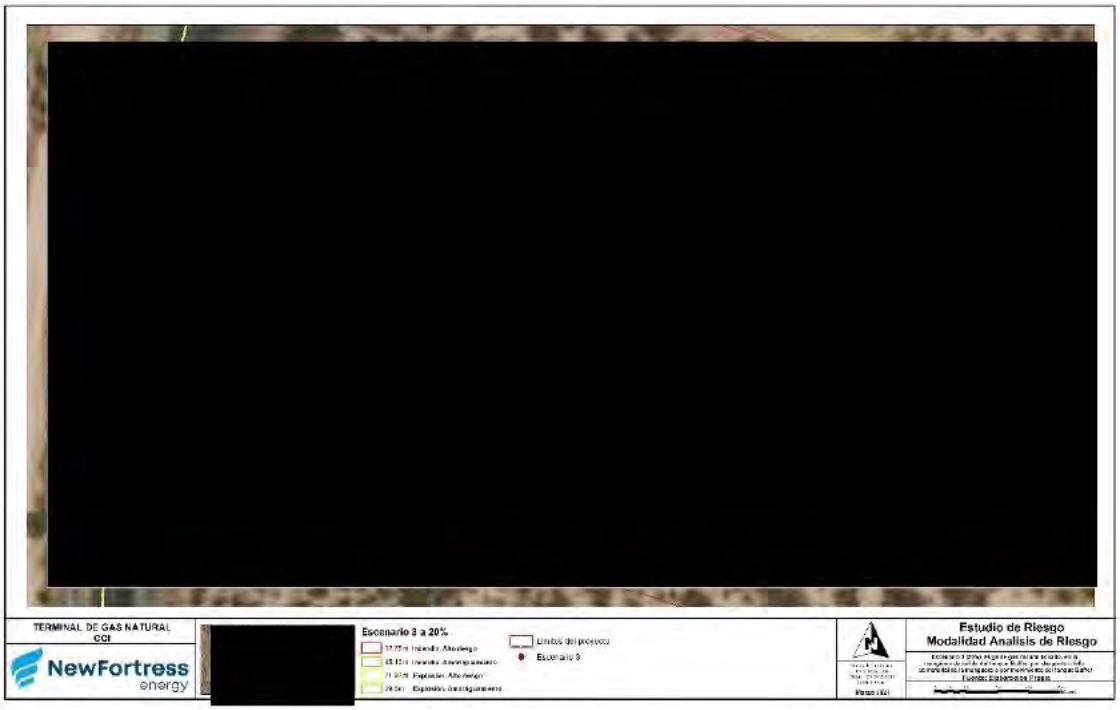


Figura 35. Escenario 3. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de salida del tanque Buffer

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

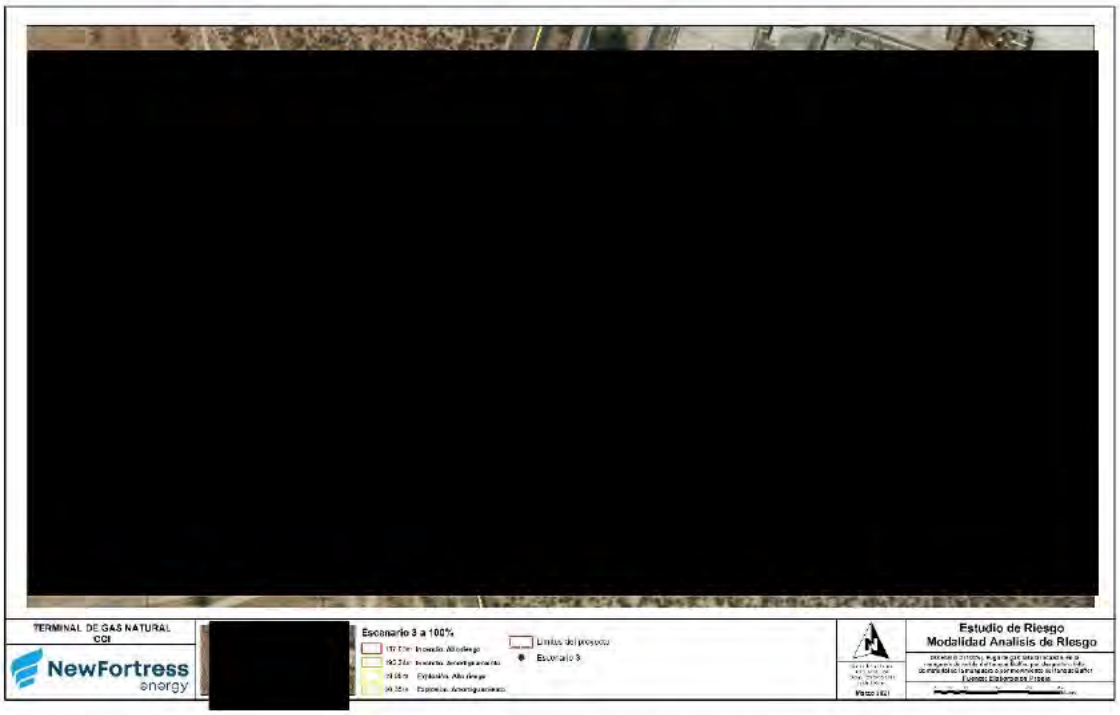


Figura 36. Escenario 3. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de salida del tanque Buffer

- **Escenario 4. Fuga de gas natural licuado, en la manguera de descarga de la bomba de alta presión**

En los casos de incendio por fuga del 20% y de explosión por fugas del 20% y 100% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión; los radios de alto riesgo (37.39 m., 21.86 m. y 19.81 m.), no rebasan los límites del predio.

Para el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión; el radio de alto riesgo (159.25 m.), rebasa los límites del predio en todas sus colindancias. En las colindancias este y sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye 306 m. del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE, el estacionamiento y cuatro edificios al interior de la CCI CFE, aunque no incluye las áreas de almacenamiento o de proceso.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

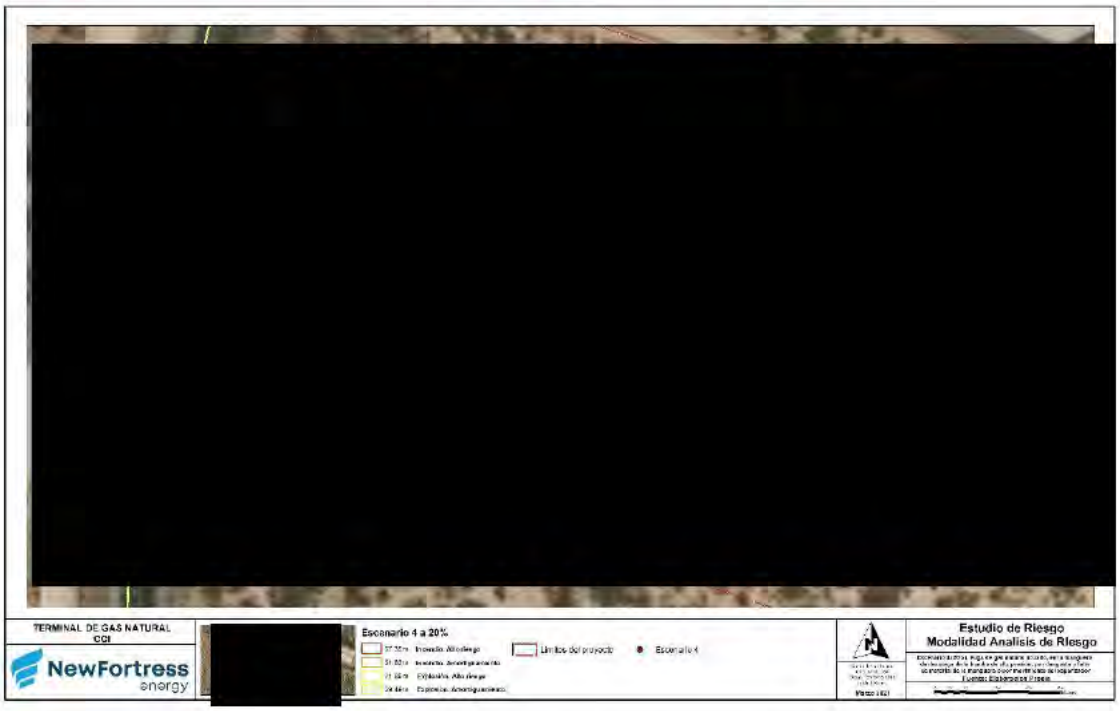


Figura 37. Escenario 4. Fuga del 20% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión

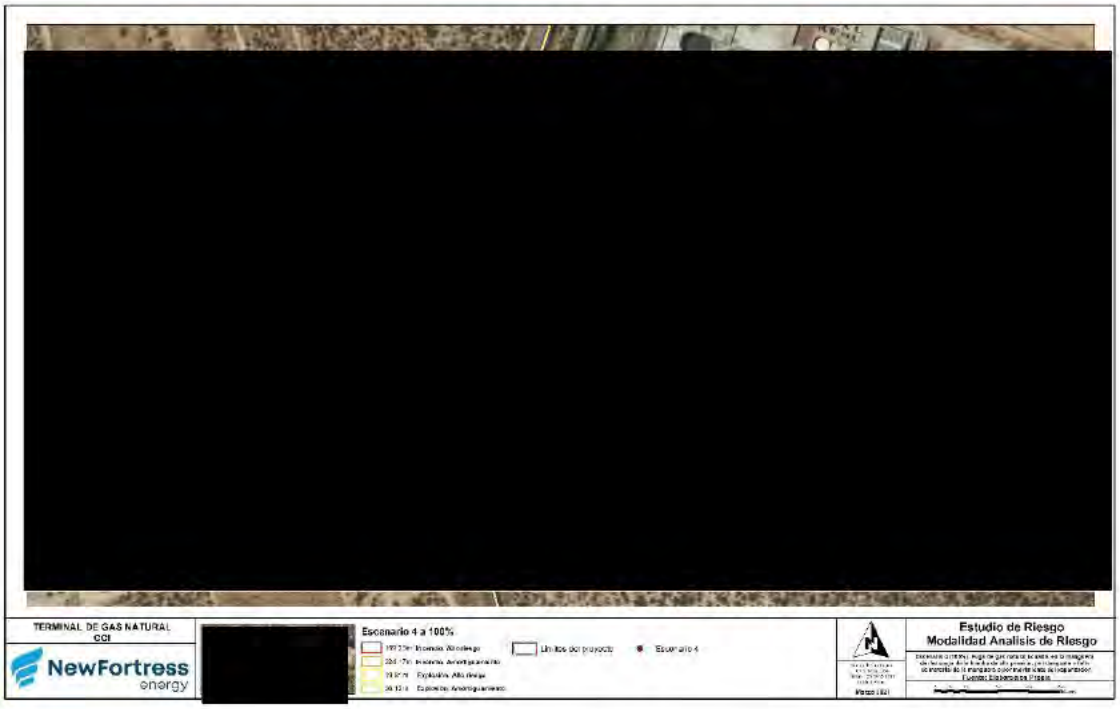


Figura 38. Escenario 4. Fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión

- **Escenario 5. Fuga de gas natural, en la línea de salida del vaporizador**

En los casos de incendio por fuga del 20% y de explosión por fugas del 20% y 100% del diámetro de la línea de salida del vaporizador; los radios de alto riesgo (37.87 m., 21.48 m. y 27.16 m.), no rebasan los límites del predio.

Para el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión; el radio de alto riesgo (168.85 m.), rebasa los límites del predio en todas sus colindancias. En las colindancias este y sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye 273 m. del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE, el estacionamiento siete edificios al interior de la CCI CFE, aunque no incluye las áreas de almacenamiento o de proceso.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

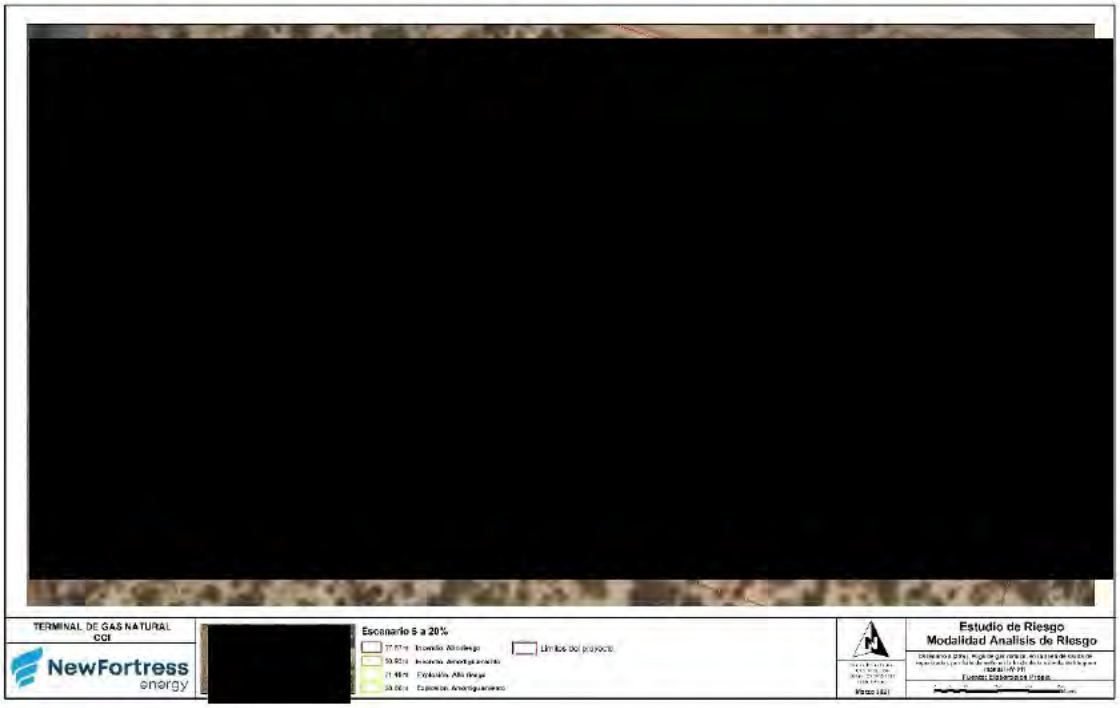


Figura 39. Escenario 5. Fuga del 20% del diámetro de la línea de salida del vaporizador

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

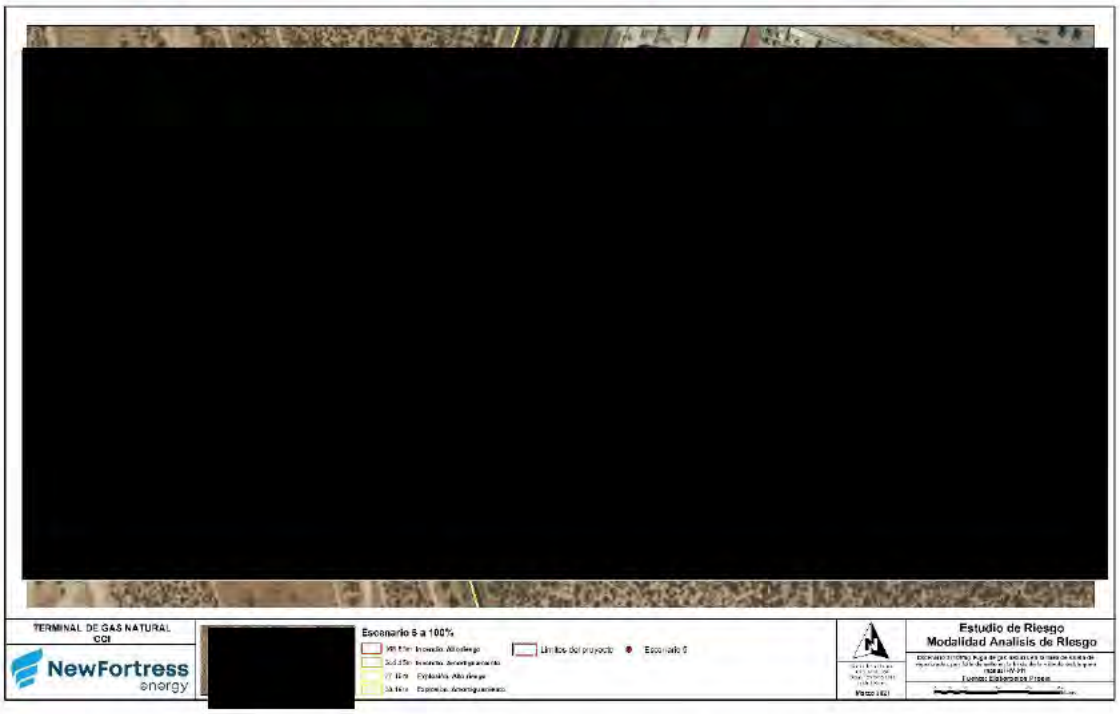


Figura 40. Escenario 5. Fuga del 100% del diámetro de la línea de salida del vaporizador

- **Escenario 6. Fuga de gas natural en la línea de suministro de gas a la CCI CFE**

En los casos de incendio por fuga del 20% y de explosión por fugas del 20% y 100% del diámetro de la línea de suministro de gas a la CCI CFE; los radios de alto riesgo (37.06 m., 21.76 m. y 26.29 m.), rebasan el límite norte, donde incluye parte de una calle interior de la CCI CFE.

Para el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la manguera de descarga de la bomba de alta presión; el radio de alto riesgo (166.06 m.), rebasa los límites del predio en todas sus colindancias. En las colindancias este y sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye 286 m. del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE, el estacionamiento, diez edificios al interior de la CCI CFE y dos tanques de almacenamiento.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

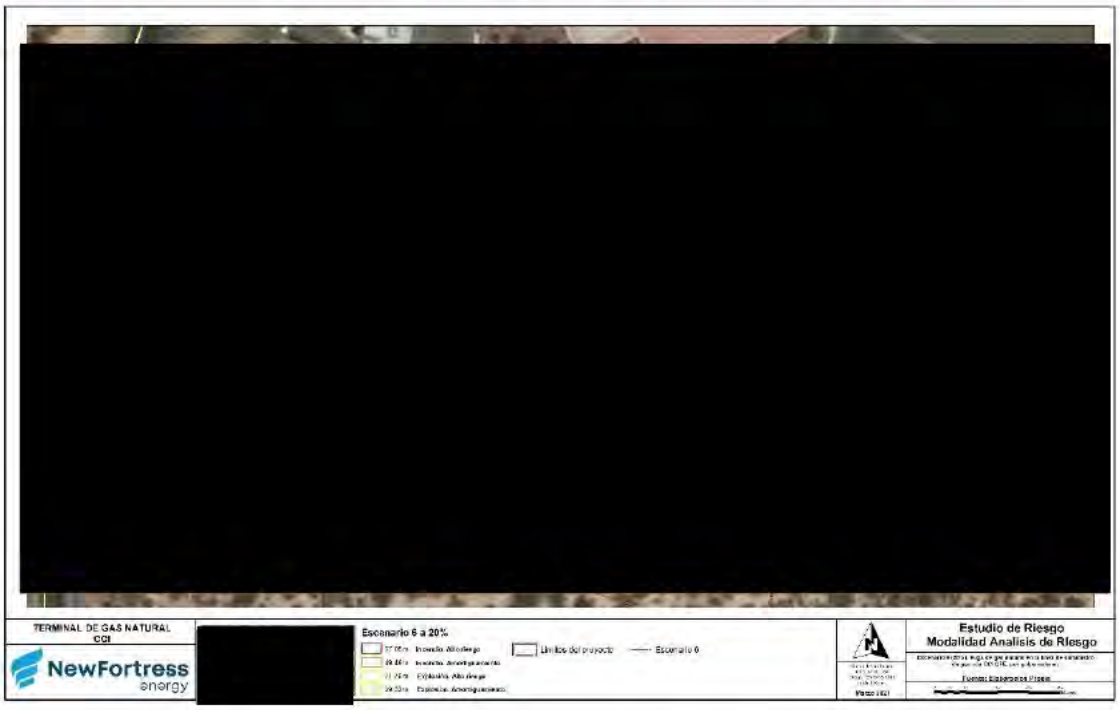


Figura 41. Escenario 6. Fuga del 20% del diámetro de la línea de suministro de gas a la CCI CFE

Figura 40. Escenario 6. Fuga del 100% del diámetro de la línea de suministro de gas a la CCI CFE

- **Efecto domino**

De acuerdo con las interacciones de riesgo anteriores, existe la posibilidad de un efecto domino en caso de incendio en la línea de suministro de gas a la CCI CFE (escenario 6-100%); con posible afectación a un tanque de almacenamiento de combustóleo de la CCI CFE.

Además, existe la posibilidad de efecto domino, al interior de la terminal, entre las instalaciones que se incluyen en los radios de alto riesgo de todos los escenarios. En estos casos, el riesgo de efecto dominó consiste en la generación de fugas de gas natural secundarias, debido a daños en los equipos e instalaciones de la terminal, como resultado de la radiación o sobrepresión. Estas fugas pueden derivar a su vez, en la propagación del incendio y/o la explosión adicional de instalaciones cercanas al origen del escenario de riesgo.

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

La terminal 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 especifico de los escenarios de riesgo identificados, la planta contará con lo siguiente.

Válvulas de alivio de presión colocadas en el espacio de vapor de los ISO tanques, Tanque buffer y Vaporizador que garantizan que no se puedan presurizar más allá del 120% de su presión de trabajo máxima permitida (MAWP).

Válvulas de alivio térmico en cualquier sección de la tubería donde el GNL o el gas natural frío puedan quedar atrapados, ganando calor y expandiéndose; provocando una sobrepresurización de la línea por encima de su presión de funcionamiento segura.

En caso de fuga; se contará con válvulas de bloqueo, para el cierre de gas a cada uno de los equipos de los trenes de regasificación.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

De acuerdo con la información del diagnóstico ambiental realizado en el Capítulo IV de la MIA del presente proyecto, a continuación, se describen los efectos sobre los componentes ambientales del sitio.

Tabla 32. Efectos sobre los componentes ambientales

Componente ambiental	Indicador	Sitio del Proyecto	Efecto sobre el componente ambiental
Clima	Modificación del microclima	El clima es Muy Árido Cálido y a pesar de los efectos antropogénicos presentes en el área, no ha sido modificado o afectado, tampoco se afectará con la realización del proyecto.	Dado que las consecuencias de los escenarios identificados, son de corta duración; no se espera ningún efecto sobre el clima del lugar.
Ruido	Fuentes de ruido	En el sitio del proyecto, es una zona activa. El ruido se genera por las zonas colindantes CCI CFE y Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez. El proyecto NO aumentará en forma considerable los niveles de ruido de la zona.	Solo en caso de explosión se generarían altos niveles de ruido; sin embargo, estos serían de corta duración.
Hidrología superficial	Número de corriente de agua	En el sitio del proyecto no hay corrientes de agua.	En caso de fuga, no se espera contaminación del Golfo ya que el gas natural licuado se evapora a temperatura ambiente y en estado gaseoso es más ligero que el aire, por lo que tiende a elevarse y dispersarse rápidamente en la atmosfera.
Hidrología subterránea	Grado de explotación del acuífero	La realización del proyecto no aumentará el déficit registrado para el acuífero de La Paz.	En caso de fuga, no se espera infiltración en el suelo ya que el gas natural licuado se evapora a temperatura ambiente y en estado gaseoso es más ligero que el aire, por lo que tiende a elevarse y dispersarse rápidamente en la atmosfera.
Vegetación	Riqueza de especies	La vegetación en el sitio del Proyecto ni la vegetación del SA, se verán afectadas de ninguna manera.	Se llevará acabo el rescate de la vegetación afectable.
Especies vegetales en estatus de conservación	Presencia/ausencia	En el sitio no hay registro de especies en la NOM-059-SEMARNAT-2010 y con la realización del proyecto no se afectará a las especies categorizadas que se encuentren en el SA	Se llevará acabo el rescate de la vegetación con estatus de conservación.
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, mismas que no se verán afectadas por la realización del proyecto.	No se espera afectación ya que, en el sitio, no existe fauna afectable.
Fauna	Riqueza de especies	La fauna en el SA, presenta alta diversidad y endemismo.	Se llevará a cabo la reubicación de la fauna afectable.
Especies de fauna en estatus de conservación	Presencia/ausencia	No presenta registros de fauna, en alguna categoría de la NOM-059-SEMARNAT-2010	Se llevará a cabo la reubicación de la fauna con estatus de conservación.

Componente ambiental	Indicador	Sitio del Proyecto	Efecto sobre el componente ambiental
Paisaje	Calidad	La calidad paisajística es muy buena por la relación que presenta con el mar y la amplia visibilidad que esto brinda.	No se esperan cambios o modificaciones del paisaje.
Demografía	Tasa de crecimiento	En el sitio del proyecto no se presentan comunidades de ningún tipo.	No se espera ningún efecto

De acuerdo con lo anterior, en caso de presentarse alguno de los eventos de riesgo identificados, el efecto sobre los componentes ambientales del sitio seria bajo; debido a que 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. SEÑALAMIENTO DE LAS 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.	Establecer un programa de capacitación al personal de operación, mantenimiento y de seguridad, en las actividades que estén bajo su responsabilidad
2.	Establecer un procedimiento para trabajos peligrosos (corte, soldadura, etc.)
3.	Establecer un reglamento de seguridad e higiene, en el que se indiquen las restricciones de ingresar cerillos, encendedores o cualquier fuente de ignición a las instalaciones
4.	Establecer un programa de retiro y limpieza periódica de la vegetación que rodea a la Terminal
5.	Establecer un programa de mantenimiento a válvulas automáticas, manuales, check y de seguridad
6.	Aplicar el programa de mantenimiento de la Terminal
7.	Establecer un procedimiento de descarga de ISO tanques, en el que se incluya la colocación de dispositivos para evitar el movimiento de los ISO tanques durante su descarga
8.	Establecer un Plan para la Atención de Emergencias, en el que se incluya la formación de brigadas, la capacitación al personal de brigadas, sobre los procedimientos para atención a emergencias, incluyendo sismo y huracán y la aplicación de un programa de simulacros de fugas, incendio y explosión
9.	Instalar dispositivos para evitar el movimiento de los tanques Buffer.
10.	Instalar dispositivos para evitar el movimiento de los vaporizadores.

III.1.1. Sistemas de seguridad

A continuación, se presenta una relación de medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad con que cuenta la instalación, para la prevención, control y atención de posibles eventos extraordinarios.

III.1.1.1 Cerca perimetral

La Terminal estará asegurada por una cerca de malla y estará protegida contra intrusiones y accesos no autorizados.

III.1.1.2 Acceso a la Planta

La Terminal normalmente operará bajo el Nivel de seguridad 1. El acceso a la Planta será administrado por los guardias de seguridad en la caseta de vigilancia. Las identidades de todos los visitantes a la Planta 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 Sistemas de circuito cerrado de televisión (CCTV)

La Terminal estará protegida por un sistema de CCTV tripulado que también controla el perímetro y la entrada y salida de la Planta. Las cámaras podrán moverse y acercarse para vigilar las instalaciones y para detectar personas no autorizadas y posibles incidentes o accidentes.

III.1.1.4 Diques para contención de derrames

El área de descarga de ISO tanques, los tanques buffer, las bombas de alta presión y los vaporizadores, estarán instalados dentro de áreas de contención de derrames.

III.1.1.5 Generador de respaldo

En el caso de una pérdida total de energía auxiliar, o en situaciones en que el sistema de transmisión de la red pública esté fuera de servicio, la energía de emergencia requerida para el cierre seguro de la planta la proporcionará un generador diésel de emergencia con capacidad nominal de 480 V, 2MW. El generador diésel también será capaz de arrancar la unidad. El generador diésel estará conectado a un equipo de distribución de 480 V y tendrá su propio tanque de combustible externo con una capacidad de 100 horas de funcionamiento.

III.1.1.6 Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)

Una parte importante del diseño y los equipos instalados se centra específicamente en la operación segura de la instalación. Desde aspectos de seguridad pasiva como la inherencia a los estándares de la industria; a la adición de componentes activos que monitorean constantemente las condiciones de la instalación y pueden actuar, apagar y aislar de manera segura la instalación si se detecta un problema; El objetivo principal de esta instalación es entregar combustible limpio y confiable de manera segura.

Descripción general del sistema de seguridad

El sistema de regasificación está equipado con un sistema instrumentado de seguridad (SIS) que abarca los sistemas de detección de proceso, gas e incendios que pueden activar un procedimiento de apagado seguro si se detecta alguna lectura relacionada con la seguridad en toda la instalación. Si se detecta una condición alterada, el SIS activa la respuesta adecuada para aliviar, mitigar o eliminar la condición; dependiendo de su naturaleza. Para el sistema de detección de fuego y gas, la respuesta típica es cerrar las válvulas de la fuente de GNL para detener la fuga o retirar el combustible del fuego; luego detenga las bombas, vaporizadores y procesos para evitar la pérdida de contención. El sistema también anuncia la condición de alarma a través de pantallas HMI instaladas en toda la instalación, activa las alarmas acústicas y de baliza de emergencia para notificar al personal en el lugar.

Controlador del SIS

El componente principal de este sistema es un PLC / PAC centralizado que monitorea todos los sensores y activa la secuencia de apagado de emergencia (ESD) si alguno de los valores excede los puntos seguros. Este sistema PLC / PAC está montado en el remolque del vaporizador y tiene control directo sobre las válvulas del tanque, los impulsores de la bomba y los sistemas auxiliares de cierre de los quemadores de gas. El controlador y el sistema SIS cuentan con un sistema de respaldo de batería UPS de 24 horas que continúa detectando condiciones de gas e incendio y activa la ESD incluso si no hay energía disponible. Incluso en condiciones en las que la batería está agotada (es decir, más de 24 horas sin energía), el sistema está diseñado con un diseño a prueba de fallas que todas las válvulas se cerrarán automáticamente una vez que se desconecte la energía. Algunas especificaciones clave:

1. Controlador Allen-Bradley CompactLogix L3
2. UPS (batería) de respaldo las 24 horas para sistemas críticos de gas / fuego
3. Válvulas ESD: a prueba de fallas (cerradas por resorte) en todas las penetraciones del tanque

4. Sensores a prueba de explosión dentro de las áreas peligrosas (ricas en gas) que utilizan componentes aprobados y certificados por UL, CSA o FM para trabajar de manera segura en áreas ricas en gas (clasificadas).
5. Cableado a prueba de explosiones para todos los componentes instalados peligrosos (ricos en gas)

El sistema de quemador de gas que proporciona la fuente de calor para la vaporización es controlado y monitoreado por un sistema de gestión de quemador separado que cumple con las especificaciones NFPA 85. Este sistema recibe un permiso OK del SIS para funcionar, pero proporciona una mayor variedad de controles de seguridad para garantizar una vaporización segura, como:

6. Sistema de detección de no llama. El quemador monitorea continuamente la llama dentro del quemador, cerrando con seguridad la válvula de alimentación de gas si la llama se apaga. Esta es una característica importante ya que el gas no quemado puede quedar atrapado y luego encenderse abruptamente dentro de la cámara de combustión.
7. Detección de presión alta y baja de gas combustible: diseñada para detener el flujo de gas si se detecta una condición capaz de interrumpir la llama.
8. Apagado por bajo nivel de refrigerante, que evita que el vaporizador funcione con un nivel de refrigerante insuficiente
9. Apagado por alta temperatura del refrigerante, que evita que una condición de fuga sobrecaliente el refrigerante
10. Procedimiento seguro de prepurga, llama baja y postpurga, que garantiza que la cámara de combustión esté libre de gas atrapado antes de volver a encenderse

Detección de gas

El tren de regasificación está equipado con una serie de detectores de gas instalados en áreas donde el gas se acumularía y proporcionaría una indicación de una fuga. Especificaciones clave:

1. Fabricante: Dettronics
2. Modelo: Detector de gas Eclipse IR PointWatch (PIRECL)
3. Rango: 0-100% LEL (concentración de 0-4.5% para metano)
4. Tiempo de respuesta: menos de 1 segundo para el 20% LEL, 4,5 segundos para el 50% LEL
5. Advertencia de disparo: advertencia de detección 20% LEL, 40% comienza procedimiento ESD
6. Aprobaciones: FM y CSA (EE. UU. Y Canadá), IECEx (mundial)

Los sensores de gas tienen una función de autoprueba que realiza una verificación de estado y proporciona una señal de falla que activa el sistema ESD. Del mismo modo, envían las señales de 4-20 mA mediante cableado a prueba de explosiones. Lo que esto significa es que el cableado está diseñado para continuar operando bajo escenarios de incendio y explosión, y que el PLC puede detectar si el sensor está desconectado o dañado y cuándo, también iniciando el sistema ESD.

Sistema de detección de incendios

Al igual que los detectores de gas, el sistema incorpora sondas de detección de calor en toda la instalación para detectar cambios repentinos de temperatura que son la firma de los incendios. Esto se realiza utilizando las siguientes sondas de detección de temperatura:

1. Fabricante: Rosemount
2. Modelo: 214C con elementos térmicos duales
3. Rango: -321F a 1112F
4. Tiempo de respuesta: 10,8 segundos como máximo para alcanzar el 50% de respuesta del sensor cuando se prueba de acuerdo con IEC 60751: 2008
5. Advertencia de viaje: la advertencia de detección a 120F, 165F comienza el procedimiento de ESD
6. Aprobaciones: FM y CSA (EE. UU. y Canadá), IECEx (mundial) para instalaciones peligrosas.

De manera muy similar a los detectores de gas, las sondas de detección de fuego y calor están conectadas mediante cableado a prueba de explosión y tienen una función de detección de circuito abierto. Lo que esto significa es que el PLC reconocerá una sonda faltante o que funciona mal y activará el sistema ESD en respuesta.

Sistema de parada de emergencia (ESD)

Aunque la ESD generalmente se refiere a todo el sistema de seguridad (sensores de seguridad, PLC / PAC y los dispositivos de aislamiento y la lógica que lo acompañan), para esta sección describiremos los dispositivos a cargo de asegurar la instalación una vez que el PLC activa un apagado de emergencia. Este se divide en:

Válvulas accionadas por bloqueo de fuego: aislamiento del combustible

Estas son las válvulas que proporcionan un bloqueo contra incendios y aíslan con seguridad el combustible de fugas o áreas en llamas. Son dispositivos diseñados para cerrarse automáticamente (cierre por resorte) si se detecta un error, pérdida de energía o daño en el cable.

1. Fabricante de válvulas de actuadores: Rotork's Schischek
2. Modelo de válvula de actuador: EXMAX-450-S-FA
3. Tiempo de respuesta: 3 segundos para emergencia, 10 segundos para cerrado controlado.
4. Aprobaciones: UL, CSA, IECEx para instalación en áreas peligrosas

Bomba (s) Accionamientos de velocidad variable

Todas las bombas de GNL son accionadas por motores eléctricos que son impulsados por variadores de velocidad o frecuencia variable (VFD / VSD) que controlan el arranque, la parada y la velocidad de operación de cualquier bomba en un momento dado. Estos dispositivos son controlados por el SIS PLC a través de un enlace de red para simplificar y aumentar la confiabilidad de la instalación. Este es el método de parada típico y controlado cuando no hay ninguna emergencia activa, ya que proporciona una parada gradual suave y controlada de la (s) bomba (s). Sin embargo, se utiliza un enlace cableado independiente para proporcionar una desconexión de seguridad (también conocida como desconexión de par de seguridad o STO) para situaciones de parada de emergencia.

1. Fabricante: Allen-bradley
2. Modelo: Variador de CA Powerflex 755 con Ethernet / IP

Señalización

Los operadores dentro y fuera del sitio son notificados a través de la red SCADA de NFE y el sistema HMI en el sitio, pero los no operadores también reciben una señal de emergencia mediante una combinación de señales sonoras y visibles.

1. Sirena: Edwards señalización 860 Horn
2. Proporciona luz visible de 90 cd (UL 1638) y alarma sonora de 100 dB a 1 metro, 90 dB a 10 metros.
3. Uno ubicado en el remolque vaporizador, y otro ubicado en la sala de control.

III.1.7 Sistemas de seguridad pasiva

La instalación de GNL está equipada con varios sistemas de seguridad pasiva enumerados en esta sección:

Contención de GNL / Gas

El GNL está contenido dentro de componentes presurizados, con el objetivo de eliminar la mezcla de gas natural y aire (oxígeno) que hace que el gas natural sea combustible. Sin oxígeno, el gas natural no puede encenderse y el sistema proporciona métodos mecánicos de separación. El componente más importante es el tanque de GNL, ya que concentra la mayor cantidad de combustible disponible. Los tanques de GNL se diseñan, construyen, certifican y prueban utilizando

1. Fabricante: Applied Cryo Technologies - Houston, TX
2. Modelo: Reina del tanque de compensación Regas
3. Capacidad: 15,950 galones
4. Presión (MAWP): 110 PSIg
5. Capacidad de almacenamiento de GNL: menos del 0,55% de GNL por día
6. Diseño / Aprobación: NFPA 59A y ASME Código de recipientes a presión y calderas, Sección VIII, División 1.
7. Otros: Incorpora válvulas de bloqueo contra incendios que aíslan el contenido de GNL y son controladas por el sistema SIS / ESD.

Aparte del tanque, todo el sistema de tuberías de la instalación ha sido diseñado y probado de acuerdo con NFPA 59A y ASME B31.3

Clasificación de atmósfera peligrosa

Un aspecto importante de cualquier instalación de manipulación de gas natural es la capacidad de estar expuesto a una mezcla de gases combustibles sin provocar una chispa y encender la mezcla. Para este propósito, la instalación ha sido diseñada y construida utilizando las normas NFPA 59A y NFPA 70 que definen las áreas de riesgo y definen los métodos y tecnologías disponibles para mitigar el riesgo. El aspecto más importante de estos componentes es lo que se conoce como áreas "peligrosas" o clasificadas. Esto se define como sigue:

Clase I, Div. 1 áreas
Las áreas de la instalación donde estaba normalmente estarán presentes. Por ejemplo, el punto de conexión (entrega) entre la entrega y el tanque de compensación en el sitio generalmente liberará algo de gas cuando se hagan las conexiones; o cualquier punto de alivio de una válvula de alivio de presión de seguridad. Solo los componentes (incluido su cableado) que hayan sido probados y certificados para funcionar en dicho entorno pueden estar dentro de esta área. Estos componentes han sido diseñados específicamente para eliminar por completo la posibilidad de que una chispa o calor encienda la mezcla de gas.

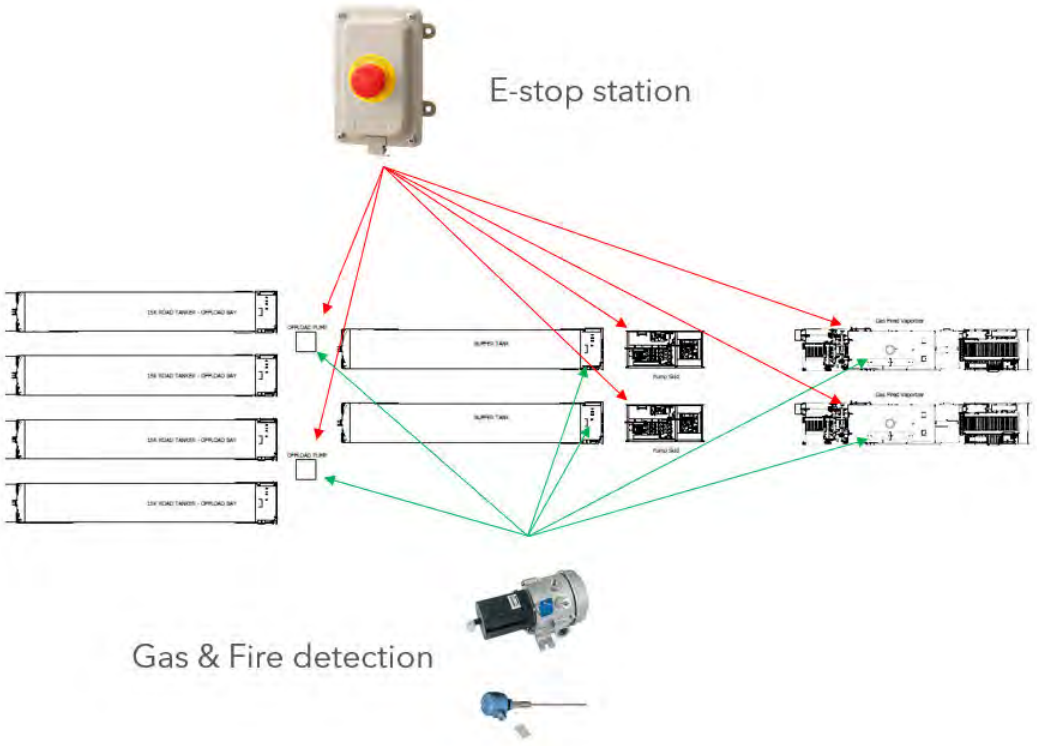
Clase I, Div. 2 áreas
Estas son áreas donde normalmente no hay gas, pero podría estar presente durante condiciones adversas. Los componentes instalados en esta área deben estar diseñados y certificados con dicha marca se pueden instalar dentro de esta área.

Las áreas de clasificación definen el tipo de componentes y los métodos de cableado. El único propósito de estas áreas de clasificación es separar y prevenir cualquier fuente de ignición dentro del área donde podría existir gas.

Una combinación de prevención, detección y corrección; y varias capas de seguridad es lo que hace que la instalación de GNL de NFE alcance el nivel más alto de seguridad.

Ubicación y comportamiento de los componentes de seguridad

En la siguiente figura, se puede ver la ubicación donde se instalarán los componentes de seguridad dentro de la instalación de GNL para detectar condiciones de gas e incendio, así como estaciones de botones de parada de emergencia donde los operadores pueden interrumpir el proceso.



Ubicación de los sensores de gas y fuego:

1. Dos sensores de gas / fuego en el remolque de vaporización
2. Un sensor de gas / fuego dentro del gabinete de tubería de los tanques de compensación
3. Un sensor de gas / fuego dentro de la sala de control (no se muestra)

Estaciones de parada de emergencia:

1. Un conjunto de estación por patín de bomba de descarga
2. Un conjunto de estación por patín de bomba de alta presión
3. Dos estaciones dentro de cada vaporizador, una en cada esquina opuesta
4. Una estación remota dentro de la sala de control (no se muestra)

III.1.2. Medidas preventivas

III.I.2.2. Programa de mantenimiento

NewFortress energy	YEARLY MAINTENANCE SCHEDULE CCI **PLAN DE MANTENIMIENTO ANNUAL CCI**	F: I: A: Rev:	02.26.2021 LN/MS LN 2

	Mantenimiento	Frecuencia	I	II	III	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
			ISOTANQUE	CAMION DE ACARREO	OFICINAS	PATIN DE BOMBEO DE DESCARGA	PATIN DE BAHIDA DE DESCARGA	TANQUE REGULADOR	BOMBAS DE ALTA PRESION	VAPORIZADORES	MANGUERA FLEXIBLE	CALENTADOR DE GAS	FILTRO DUPLEX	ISO TANQUE	REGULADOR DE GAS
Mechanical Mecanico	Revision de Valvulas	6 meses	X	X		X		X	X	X		X	X	X	X
	Revision de Bridas	6 meses	X	X		X		X	X	X	X	X	X	X	X
	Revision de Bombas	6 meses		X		X			X	X		X			
	Alineacion de Bombas	Anual				X			X	X		X			
	Alineacion de Motores	Anual				X			X	X		X			
	Balance de Flecha	6 meses		X		X			X	X		X			
	Comprobacion Mecanica	Diaria	X	X		X		X	X	X	X	X	X	X	X
	Cambio de aceite y/o filtros	6 meses		X									X		
	Cambio de llantas	Anual		X											
	Inspección visual	Semanal		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X
	Engrasado de elementos	3 meses		X		X			X	X		X			
Electrical Electrico	Variación de potencia	3 meses				X			X	X		X			X
	Conductividad / Resistencia	3 meses				X			X	X		X			X
	Carga baterias	6 meses		X											
	Chequeo de tableros	Anual		X	X	X		X	X	X		X	X		X
	Operación instrumentación	3 meses	X	X		X		X	X	X		X	X	X	X
	Iluminación	6 meses		X	X										

IV. RESUMEN

IV.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

En el escenario 1, para los casos de incendio por fugas del 20% y 100 %; los radios de alto riesgo no rebasan los límites del predio y solo se limitan al área de descarga de ISO Tanques. Para el caso de explosión, los radios de alto riesgo rebasan el límite sur del predio, donde no se realiza ninguna actividad ni existe alguna infraestructura.

En los escenarios 2, 3, 4 y 5, para los casos de incendio por fuga del 20% y de explosión por fugas del 20% y 100%; los radios de alto riesgo, no rebasan los límites del predio.

En los escenarios 2 y 3, para los casos de incendio por fuga del 100%; el radio de alto riesgo, rebasa los límites del predio en sus colindancias norte, sur y oeste. En la colindancia sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye parte del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE, parte del estacionamiento y hasta dos edificios al interior de la CCI CFE, aunque no incluye las áreas de almacenamiento o de proceso.

En los escenarios 4 y 5, para los casos de incendio por fuga del 100%; el radio de alto riesgo, rebasa los límites del predio en todas sus colindancias. En las colindancias este y sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye parte del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE, el estacionamiento y hasta siete edificios al interior de la CCI CFE, aunque no incluye las áreas de almacenamiento o de proceso.

En el escenario 6, para los casos de incendio por fuga del 20% y de explosión por fugas del 20% y 100%; los radios de alto riesgo, rebasan el límite norte, donde incluye parte de una calle interior de la CCI CFE. Para el caso de incendio por fuga del 100%; el radio de alto riesgo, rebasa los límites del predio en todas sus colindancias. En las colindancias este y sur solo existen terrenos sin uso alguno, donde no existe alguna infraestructura. En la colindancia oeste el radio de alto riesgo incluye parte del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez y parte de terrenos sin uso ni infraestructura, que se encuentran cruzando el Libramiento y en la colindancia norte, incluye el acceso a la CCI CFE, el estacionamiento diez edificios al interior de la CCI CFE y dos tanques de almacenamiento.

En relación a la posibilidad de presentarse un efecto domino, como consecuencia de los escenarios anteriores; existe la posibilidad de un efecto domino en caso de incendio en la línea de suministro de gas a la CCI CFE (escenario 6-100%); con posible afectación a un tanque de almacenamiento de combustóleo de la CCI CFE. Además, existe la posibilidad de efecto domino, al interior de la terminal, entre las instalaciones que se incluyen en los radios de alto riesgo de todos los escenarios. En estos casos, el riesgo de efecto dominó consiste en la generación de fugas de gas natural secundarias, debido a daños en los equipos e instalaciones de la terminal, como resultado de la radiación o sobrepresión. Estas fugas pueden derivar a su vez, en la propagación del incendio y/o la explosión adicional de instalaciones cercanas al origen del escenario de riesgo.

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 Terminal, hacen que dichos escenarios sean muy poco probables y que sus posibles consecuencias se reduzcan considerablemente.

Por otra parte, la Terminal contará con medidas preventivas para el control especifico de los escenarios de riesgo identificados. Estas medidas incluyen válvulas de alivio de presión en los ISO tanques, Tanque buffer y Vaporizador que garantizan que no se puedan presurizar más allá del 120% de su presión de trabajo máxima permitida (MAWP) y válvulas de alivio térmico en cualquier sección de la tubería donde el GNL o el gas natural frío puedan quedar atrapados; provocando una sobre presurización de la línea. Además, en caso de fuga; se contará con válvulas de bloqueo, para el cierre de gas a cada uno de los equipos de los trenes de regasificación.

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 seria bajo; debido a que 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 10 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

La Terminal de gas natural CCI, consiste en un patio al que llegarán ISO contenedores con Gas Natural, a bordo de un tracto camión proveniente del Puerto de Pichilingue. Una vez que ingresó el camión, se realizarán las maniobras necesarias para colocar el ISO contenedor en posición y cercano al Patín de Bombeo, en donde se descargará el gas del contenedor a un Tanque Regulador (Tanque buffer). Una vez descargado el Gas, el mismo camión saldrá del patio para dirigirse a la salida, con rumbo al Puerto de Pichilingue.

La Terminal contara con dos trenes de regasificación diseñados y construidos para proporcionar una presurización (bombeo) y vaporización (calentamiento) de GNL para ser transformado de su estado transportable líquido y de baja presión, a vapor (gas) y en estado de alta presión necesario para ser utilizado como una fuente de combustible para la generación de energía.

La Terminal se ubicará en un predio que se localiza aproximadamente en el km 7 del Libramiento Santiago Oceguera Gutiérrez, de La Paz, BCS.

Para la identificación de riesgos, se aplicó la metodología Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP). De acuerdo con los resultados obtenidos, se identificaron los siguientes escenarios potenciales de riesgo:

Tabla 34. Escenarios de riesgo

No.	Escenario
1	Fuga de gas natural licuado, en la boquilla inferior de salida del ISO tanque, por golpe externo.
2	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de descarga del ISO tanque
3	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de salida del tanque Buffer
4	Fuga de gas natural licuado, en la manguera de descarga de la bomba de alta presión
5	Fuga de gas natural, en la línea de salida del vaporizador
6	Fuga de gas natural, en la línea de suministro a la CCI CFE, por golpe externo

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.

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. Se consideraron fugas a través de orificios del 20% y 100% del diámetro nominal de las tuberías.

De acuerdo con los resultados obtenidos, los escenarios con mayor radio de afectación de alto riesgo, son la fuga de gas natural por la ruptura total de la línea de salida del vaporizador y por la ruptura completa de la línea de suministro de gas a la CCI CFE.

IV.3 INFORME TÉCNICO

El Informe técnico se presenta en el **Anexo 14**.

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

V.1.2 Fotografías

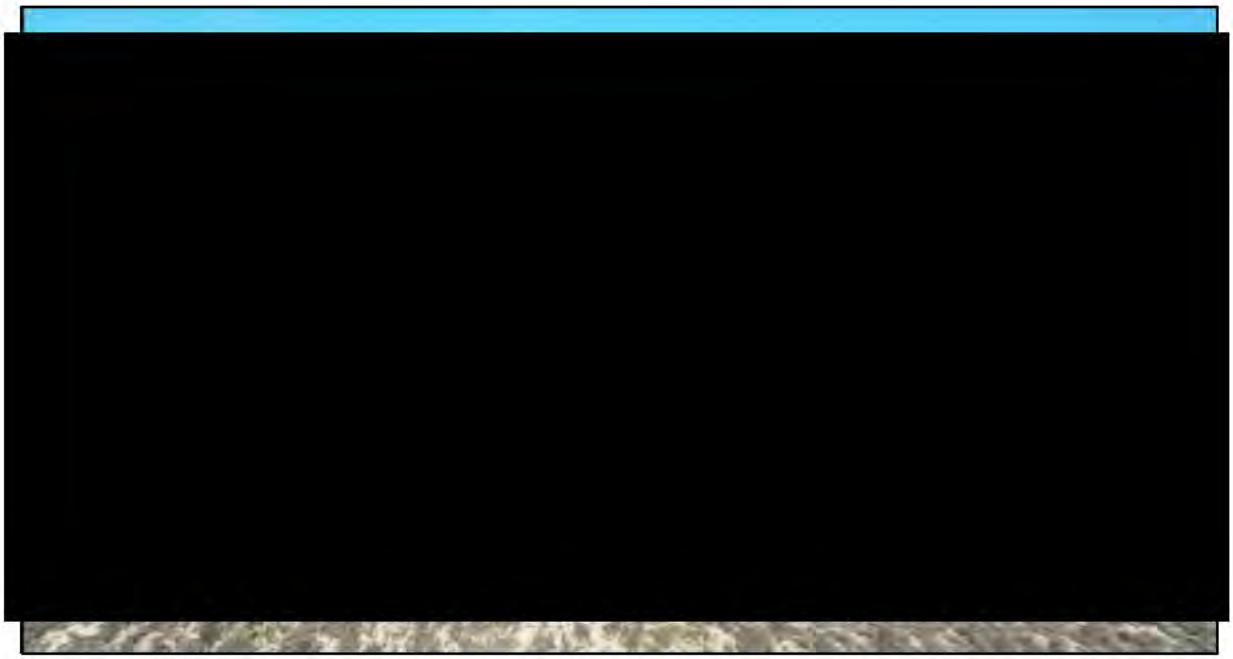
Anexo fotográfico

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Fotografía 1. Polígono del predio

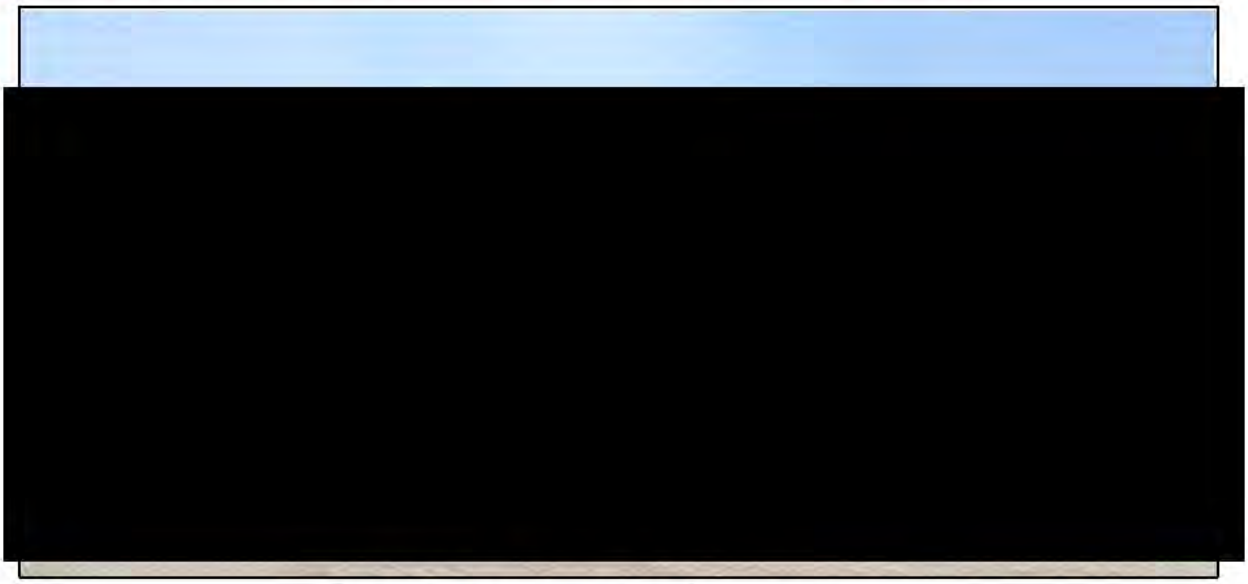
Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Fotografía 2. Polígono del predio

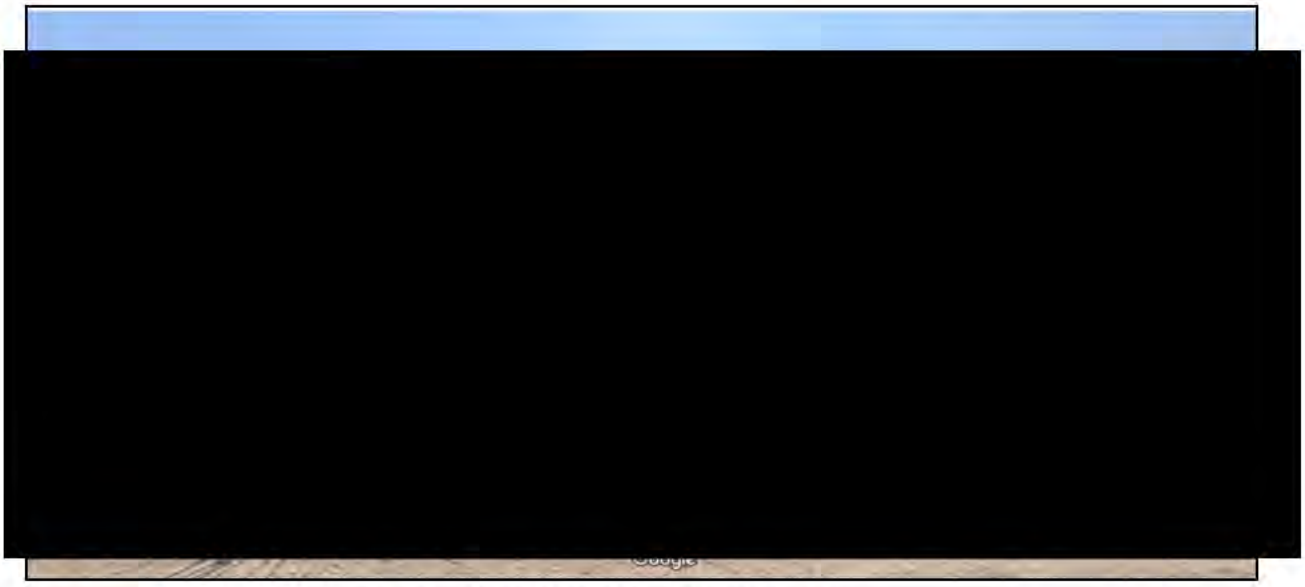


Fotografía 3. Vista del predio. Sureste-noroeste

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

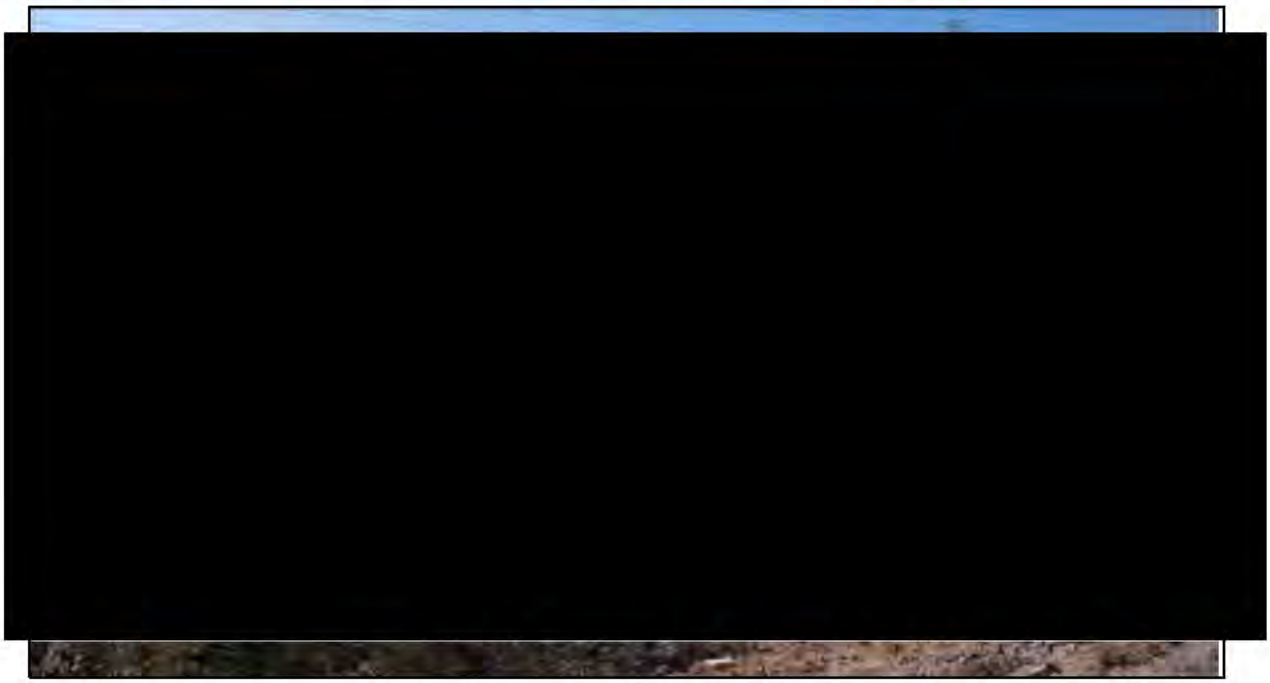


Fotografía 4. Vista del predio. Suroeste-noreste

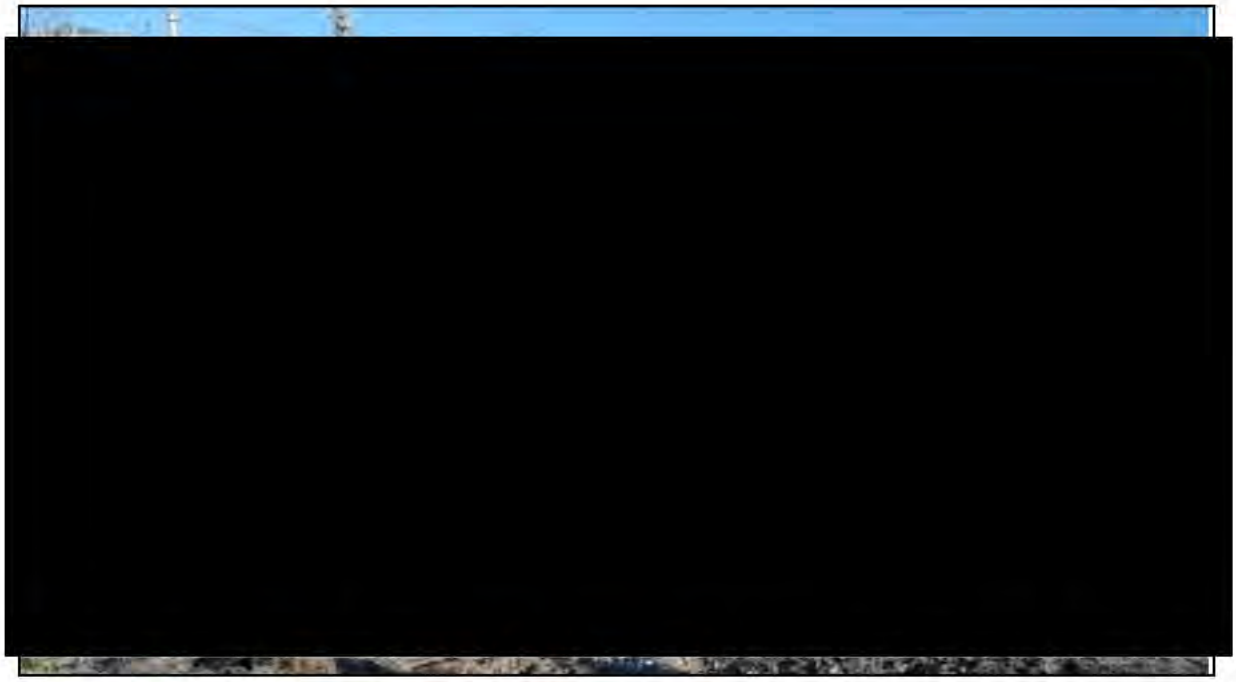


Fotografía 5. Vista del predio. Sur-norte

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.



Fotografía 6. Vista del interior del predio



Fotografía 7. Vista del interior del predio