CAPÍTULO I

OBJETIVO

ÍNDICE

I. OBJETIVO I-1

I. OBJETIVOS

La evaluación del presente Estudio de Riesgo es de competencia de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia o ASEA); y está realizado para el proyecto denominado "New Fortress Energy Altamira FLNG" (Proyecto)[1] de la empresa México FLNG, S de R.L. de C.V. (México FLNG)[2].

Es importante mencionar, que el Estudio de Riesgo es un instrumento de carácter preventivo mediante la aplicación sistemática de políticas, procedimientos y prácticas de manejo a las tareas de análisis, evaluación y control de riesgos; con el fin de proteger a la sociedad y al ambiente; anticipando la posibilidad de liberaciones accidentales en las instalaciones de sustancias consideradas como peligrosas; y evalúa su impacto potencial, de manera tal, que éste pueda prevenirse o mitigarse requiriendo como mínimo:

- Reconocimiento de posibles riesgos;
- Evaluación de posibles eventos peligrosos y la mitigación de sus consecuencias, y
- Determinación de medidas apropiadas para la reducción de estos riesgos.

El Estudio de Riesgo no tan sólo comprende la evaluación de la probabilidad de que ocurran accidentes que involucren a los materiales peligrosos, sino también la determinación de las medidas para prevenirlos, así como bases para elaborar y establecer un plan de emergencia interno.

Considerando las premisas anteriores, los objetivos del presente Estudio de Riesgo consideran un objetivo inmediato y un objetivo fundamental, los cuales están enfocados en lo siguiente:

- El objetivo inmediato del Estudio de Riesgo tiene la función de coadyuvar en la toma de decisiones. Para ello, sus resultados se presentan con un orden lógico, de forma objetiva y fácilmente comprensible. Además de identificar, prevenir e interpretar los efectos que un proyecto puede tener en la sociedad y el ambiente.

- El objetivo fundamental de la evaluación del Estudio de Riesgo es el de definir y proponer la adopción de un conjunto de medidas preventivas que permitan prevenir o incluso evitar los riesgos a la sociedad y al ambiente.

El Estudio de Riesgo está compuesto por dos partes; aquella en donde se emplea una serie de metodologías de tipo cualitativo y cuantitativo, para identificar y jerarquizar riesgos; y la otra parte conocida como análisis de consecuencias en donde se utilizan modelos matemáticos de simulación para cuantificar y estimar dichas consecuencias. En síntesis, este proceso multidisciplinario constituye la etapa previa (con bases científicas, técnicas, socioculturales, económicas y jurídicas), a la toma de decisiones acerca de la puesta en operación del Proyecto.

Con lo anterior, el Estudio de Riesgo permite establecer propuestas de acciones de protección al ambiente y de prevención de accidentes que pudieran producirse durante el desarrollo del Proyecto.

[1] También se puede referir como "Fast LNG" (FLNG) en algunos documentos de la ingeniería.
[2] México FLNG, S. de R.L. de C.V. es una empresa de New Fortress Energy Marketing LLC.

CAPÍTULO II

ALCANCE

ÍNDICE

II. ALCANCE..... II-1

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II.1 Matriz de contenido de Estudio de Riesgo..... II-1

II. ALCANCE

El presente Estudio de Riesgo se realizó de acuerdo con la "Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (Guía-ARSH)" que tiene como referencia, que la aplicación de esta guía, puede ser utilizada para los que pretendan o lleven a cabo las actividades a las que se refiere el artículo 3º, fracción XI, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Este instrumento podrá ser utilizado para la elaboración del Análisis de Riesgo requerido en la regulación emitida por la Agencia, así como también en el Estudio de Riesgo (ER) y Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) a los que se refieren respectivamente los artículos 30 y 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) y los artículos 17 y 18 del Reglamento de la LGEEPA en Materia de Evaluación de Impacto Ambiental. Considera las etapas de diseño, construcción, operación, cierre, desmantelamiento y abandono del Proyecto; sin embargo, es importante mencionar, que se presenta el alcance, acorde a las especificaciones de la Guía-ARSH, correspondiente al ER en la etapa de diseño, conforme a los puntos requeridos en la Tabla II.1.

Tabla II.1 Matriz de contenido de Estudio de Riesgo.

	ARSH	**ER**	**ERA**
Análisis preliminar de peligros	X		X
Reposicionamiento de escenarios de riesgo	X		X
Análisis de vulnerabilidad	X	X	X
Receptores de riesgo: población y medio ambiente		X	X
Afectación sobre integridad funcional de los ecosistemas		X	
Receptores de riesgo; personal e instalaciones/producción	X		
Etapa del proyecto en el que se elabora	Desde el diseño	Diseño	Operación

Nota: **ARSH**: Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos – **ER**: Estudio de Riesgo – **ERA**: Estudio de Riesgo Ambiental
Fuente: Guía-ARSH

Una vez definidos los alcances que establece la Guía ARSH para la aplicación a este tipo de proyectos; a continuación, se presentan los componentes principales que forman parte del alcance del Proyecto de la empresa México FLNG, los cuáles son, los siguientes:

- Dos sistemas de licuefacción:
  - FLNG1 que consta de tres plataformas autoelevables[1]:
    - FLNG1 Tratamiento de gas (P1)
    - FLNG1 Licuefacción (P2)
    - FLNG1 Servicios (P3)
  - FLNG2 consta de tres plataformas fijas:
    - FLNG2 Tratamiento de gas (P4)
    - FLNG2 Licuefacción (P5)
    - FLNG2 Servicios (P6)
  - Puentes de interconexión entre plataformas de cada sistema de licuefacción
- Unidad de Almacenamiento de GNL Flotante (FSU por sus siglas en inglés), la cual estará catalogada como un artefacto naval[2].
- Sistema de amarre de la FSU
- Sistema de transferencia de mangueras criogénicas flexibles
- Área para Buques de transporte de GNL

La descripción detallada del Proyecto, está descrita en el apartado V.1 del presente Estudio de Riesgo (ER).

[1] En el caso de los diagramas de flujo y en los planos de arreglos se presentan como Pioneer I, II y III respectivamente.
[2] Ley de Navegación y Comercio Marítimos. *Cualquier otra estructura fija o flotante, que sin haber sido diseñada y construida para navegar, sea susceptible de ser desplazada sobre el agua por sí misma o por una embarcación, o bien construida sobre el agua, para el cumplimiento de sus fines operativos.*

CAPÍTULO III

GENERALIDADES

ÍNDICE

III. GENERALIDADES III-1

III. GENERALIDADES

Los Regulados que elaboren el Estudio de Riesgo para dar cumplimiento a los artículos 30 y 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) y a los artículos 17, primer y último párrafo, y artículo 18 del Reglamento de la LGEEPA en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, podrán utilizar la Guía-ARSH, publicado en julio de 2020 por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

Para la elaboración del presente Estudio de Riesgo se utilizaron los numerales aplicables al Estudio de Riesgo considerados en los apartados del capítulo 5 de la Guía-ARSH; los cuales son:

5.1. Descripción del proyecto.
  5.1.1. Proyecto.
5.2. Descripción del proceso.
5.3. Descripción del entorno.
  5.3.1. Proyecto.
5.4. Análisis y evaluación de riesgos.
  5.4.1. Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo.
    5.4.1.2. Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares,
    5.4.1.3. Identificación de peligros y escenarios de riesgo,
    5.4.1.4. Jerarquización de escenarios de riesgo.
  5.4.2. Análisis cuantitativo de riesgo.
    5.4.2.1. Análisis de frecuencias.
    5.4.2.2. Análisis de consecuencias.
5.5. Representación en planos de los radios potenciales de afectación.
5.6. Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo.
  5.6.1. Análisis de vulnerabilidad.
  5.6.2. Interacción de riesgo.
5.8. Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo.
  5.8.1. Sistemas de seguridad.
  5.8.2. Medidas preventivas.
  5.8.3. Recomendaciones técnico-operativas.
5.9. Conclusiones.
5.10. Resumen ejecutivo.

Los receptores de riesgo considerados serán únicamente los referentes al Sistema Ambiental Regional, es decir población y medio ambiente, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas.

CAPÍTULO IV

DEFINICIONES

ÍNDICE

IV. DEFINICIONES.....IV-1

IV. DEFINICIONES

Para efectos de la aplicación e interpretación del Estudio de Riesgo, se utilizaran los conceptos y definiciones, en singular o plural, previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Ley de Hidrocarburos, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, así como las Normas Oficiales Mexicanas y Disposiciones administrativas de carácter general emitidas por la Agencia.

A continuación, se presentan las definiciones utilizadas en el presente Estudio de Riesgo:

1. Amenaza: Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro.

2. Caso alterno: Es el evento creíble de una liberación accidental de una Sustancia peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al "peor caso" ni al "caso más probable".

3. Caso más probable: Con base a la experiencia operativa, es el evento de liberación accidental de una sustancia peligrosa, que tiene la mayor probabilidad de ocurrir.

4. Efecto dominó: También conocido como encadenamiento de eventos, es un evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares.

5. Escenario de riesgo: Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de peligros y evaluación de riesgos, en el cual se considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la simulación de consecuencias.

6. Estudio de Riesgo (ER): Documento que indica los escenarios de riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas, donde se pretende desarrollar un proyecto. Tiene por objetivo determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten en caso de materialización de algún escenario de riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de riesgos ambientales, o aquellas que se van a implementar para prevenir las causas o mitigar las afectaciones al medio ambiente. Se incorpora a la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

7. Exposición: Contacto de las personas o elementos que constituyen el medio ambiente con sustancias peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación peligrosa derivado de la materialización de un escenario de riesgo.

8. IDLH (Immediately Dangerous to Life or Health) - Inmediatamente Peligroso para la Vida o la Salud: Es la concentración máxima en el aire de una sustancia peligrosa, a la que una persona podría escapar durante un periodo de treinta minutos sin experimentar efectos irreversibles para la salud o síntomas graves que le impidan evacuar.

9. Peor caso: Corresponde a la liberación accidental del mayor inventario de sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, sin necesidad de conocer las causas ni su probabilidad de ocurrencia.

10. Proyecto: Actividad del sector hidrocarburos que se desarrolla o se pretende desarrollar en una o varias instalaciones, y que se encuentra vinculada a un permiso o autorización emitido por la Secretaría de Energía (SENER) o la Comisión Reguladora de Energía (CRE) o bien, a un Plan de Exploración o de Desarrollo para la Extracción, aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

11. Riesgo inherente: Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de riesgos.

12. Riesgo residual: Es el riesgo remanente después del tratamiento de riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de riesgos para mitigar el riesgo inherente; el riesgo residual puede contener riesgos no identificados, también puede ser conocido como riesgo retenido; riesgo tolerable: Es el riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad;

13. Salvaguarda: Dispositivo, sistema, procedimientos o programas, entre otros, destinados a proteger la seguridad física integral de las personas, el medio ambiente o la Instalación.

14. Sistemas de seguridad: Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación y previenen situaciones que normalmente dan origen a accidentes o emergencias.

15. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS): Es un sistema de seguridad que tiene implementadas una o más funciones de cualquier combinación de sensores (elementos primarios), controlador lógico y elementos finales.

16. Simulación: Representación de un escenario de riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas.

17. Sustancia explosiva: La que genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión de manera espontánea o por acción de alguna energía.

18. Sustancia inflamable: Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición.

19. Sustancia peligrosa: Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión.

20. Sustancia tóxica: Aquella que puede producir en organismos vivos, lesiones, enfermedades, alteraciones al material genético o muerte.

21. TLV (Threshold Limit Value-Short Term Exposure Limit) (15 min, STEL) - Valor Umbral Límite-Limite de Exposición a Corto Plazo: Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de exposición.

22. TLV (Threshold Limit Value-Time Weighted Average) (8 h. TWA) - Valor Umbral Límite-Promedio Ponderada en el Tiempo: Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos.

23. Vulnerabilidad: Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este.

24. Zona de amortiguamiento para el análisis de riesgo: Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de salvaguardar a la población y al ambiente.

25. Zona de alto riesgo para el análisis de riesgo: Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del proyecto.

CAPÍTULO V

ESTUDIO DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

ÍNDICE

V. ESTUDIO DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS.....V-1
V.1 Descripción del Proyecto.....V-1
V.1.1 Proyecto.....V-1
V.1.2 Diseño civil.....V-45
V.1.3 Diseño mecánico.....V-47
V.1.4 Diseño de instrumentación y control.....V-73
V.1.5 Sistemas de aislamiento.....V-88
V.1.6 Sistema contra incendio.....V-92
V.1.7 Sistemas de detección de gas y fuego.....V-114
V.2 Descripción del proceso.....V-116
V.2.1 Sustancias manejadas en el Proyecto.....V-116
V.2.2 Resumen de la descripción de proceso y diagramas de flujo de proceso.....V-116
V.2.3 Complejo de plataforma de producción.....V-120
V.2.4 Tratamiento de gases.....V-120
V.2.5 Proceso de licuefacción.....V-125
V.2.6 Unidad de Almacenamiento Flotante (FSU).....V-128
V.2.7 Servicios auxiliares.....V-128
V.3 Descripción del entorno.....V-131
V.3.1 Proyecto.....V-131
V.4 Análisis y Evaluación de Riesgos.....V-166
V.4.1 Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo.....V-166
V.4.2 Análisis cuantitativo de riesgo.....V-220
V.5 Representación en planos de los radios potenciales de afectación.....V-234
V.5.1 Simulación de los eventos y diagramas de pétalos.....V-234
V.6 Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo.....V-235
V.6.1 Análisis de vulnerabilidad.....V-235
V.6.2 Interacciones de riesgo.....V-253
V.7 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.....V-263
V.8 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo.....V-263
V.8.1 Sistemas de seguridad.....V-263
V.8.2 Medidas preventivas.....V-271
V.8.3 Recomendaciones técnico-operativas.....V-281
V.9 Conclusiones.....V-303
V.10 Resumen ejecutivo.....V-306
ANEXO TÉCNICO DEL ESTUDIO DE RIESGO.....V-307

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla V.1 Componentes principales del Proyecto y superficies ocupadas. V-10
Tabla V.2 Coordenadas UTM del Proyecto.....V-10
Tabla V.3 Coordenadas UTM para FLNG1.....V-11
Tabla V.4 Coordenadas UTM de las patas de las plataformas. V-12
Tabla V.5 Coordenadas de Puentes entre las plataformas V-12
Así mismo, las coordenadas del sistema de licuefacción FLNG2 se presentan a continuación.Tabla V.6 Coordenadas de plataformas sistema de licuefacción FLNG2. .....V-12
Tabla V.7 Coordenadas de las patas de las plataformas FLNG2.....V-13
Tabla V.8 Coordenadas del Sistema de amarre de la FSU. V-13
Tabla V.9 Coordenadas del Sistema de amarre de la FSU. V-14
Tabla V.10 Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA). V-16
Tabla V.11 Sociedades de clasificación. V-17
Tabla V.12 Código Internacional de la Construcción (IBC).....V-17
Tabla V.13 Códigos aplicables al ámbito de la clasificación. V-17
Tabla V.14 Instituto Americano del Petróleo (API).....V-18
Tabla V.15 Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME). V-21
Tabla V.16 Sociedad Americana de Soldadura (AWS).....V-21
Tabla V.17 Instituto Americano de Construcción de Acero (AISC).....V-21
Tabla V.18 Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).....V-22
Tabla V.19 Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM). V-22
Tabla V.20 Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). V-24
Tabla V.21 Sociedad de Instrumentación, Sistemas y Automatización (ISA).....V-24
Tabla V.22 Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA). V-24
Tabla V.23 Normas TEMA.....V-24
Tabla V.24 Norma de Underwriter's Laboratories (UL). V-24
Tabla V.25 Sociedad Americana de Ingenieros Civiles (ASCE). V-25
Tabla V.26 Servicios Marinos (DNV).....V-25
Tabla V.27 Sociedad de Normalización de Fabricantes (MSS). V-25
Tabla V.28 Otros códigos y normas. V-25
Tabla V.29 Composiciones de gas de alimentación – USGC. V-26
Tabla V.30 Composiciones de gas de alimentación - Gas alternativo. V-26
Tabla V.31 Contaminantes del gas de alimentación. V-27
Tabla V.32 Condiciones de entrada de gas de alimentación. V-27
Tabla V.33 Especificaciones del producto de GNL cargado. V-28
Tabla V.34 Especificaciones del sistema de eliminación de mercurio. V-30
Tabla V.35 Especificaciones del gas de alimentación AGRU. V-30
Tabla V.36 Especificaciones de la unidad de deshidratación. V-31
Tabla V.37 Unidad de licuefacción. V-32
Tabla V.38 Controlador de turbina de gas LM6000PF+. V-32
Tabla V.39 Características técnicas de los turbogeneradores a gas natural.....V-33
Tabla V.40 Motogeneradores FLNG1. .....V-34
Tabla V.41 Motogeneradores FLNG2. .....V-35
Tabla V.42 Resumen del almacenamiento de refrigerantes. V-40
Tabla V.43 Clasificación de categorías de equipos, definidos por Lloyd's Register (LR). V-48
Tabla V.44 Equipos principales y auxiliares del Proyecto para el sistema de licuefacción FLNG1 .....V-49
Tabla V.45 Equipos principales y auxiliares del Proyecto para el sistema de licuefacción FLNG2. .....V-58
Tabla V.46 Unidades de medida del sistema de instrumentación y control. V-77
Tabla V.47 Descripción de los niveles de la filosofía de paro de emergencia (ESD) de las instalaciones. V-83
Tabla V.48 Equipo/sistema de protección activa contra incendios de la instalación. V-93
Tabla V.49 Tasas de aplicación del sistema de rociado de agua. V-101
Tabla V.50 Almacenamiento de mangueras y boquillas contra incendios.....V-104
Tabla V.51 Peligros y fuentes de incendio por zona. V-113

Tabla V.52 Resumen de sustancias peligrosas que serán manejadas en el Proyecto en cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2. ....V-116
Tabla V.53 Normal climatológica. Estación 28196 "La Cabecera". Período: 1951-2010. ....V-134
Tabla V.54 Normal climatológica. Estación 28130 "El Barranco". Período: 1951-2010. ....V-135
Tabla V.55 Calidad de aire en el Proyecto y el Área de Influencia. V-143
Tabla V.56 Total de individuos fitoplanctónicos identificados por estación, especie y condición en la NOM-059-SEMARNAT-2010. ....V-145
Tabla V.57 Abundancia relativa de las especies fitoplanctónicos identificados por estación. V-146
Tabla V.58 Total de individuos identificados por estación y clase de organismos zooplanctónicos. V-147
Tabla V.59 Abundancia relativa de las clases zooplanctónicas identificadas por estación. V-148
Tabla V.60 Identificación de especies de fitoplancton, en el Proyecto. V-149
Tabla V.61 Identificación del zooplancton, en el Proyecto. V-151
Tabla V.62 Índice de Shannon para comunidades zooplanctónicas del Proyecto. V-153
Tabla V.63 Resultados consolidados de la abundancia de organismos bentónicos. V-156
Tabla V.64 Individuos identificados por phylum y su abundancia total. V-160
Tabla V.65 Fenómenos meteorológicos extremos en un radio de 20 km del Proyecto. V-163
Tabla V.66 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares. V-166
Tabla V.67 Metodologías de Análisis de Riesgo. V-174
Tabla V.68 Selección de metodologías utilizadas. V-175
Tabla V.69 DTI del proceso de tratamiento de gas (Sistema de licuefacción FLNG1), referenciados a los nodos del HAZOP. V-179
Tabla V.70 DTI Unidad de almacenamiento flotante. V-192
Tabla V.71 DTI del proceso de tratamiento de gas (Sistema de licuefacción FLNG2), referenciados a los nodos del HAZOP. V-192
Tabla V.72 Nodos obtenidos del análisis HazOp (Sistema de licuefacción FLNG1). V-208
Tabla V.73 Nodos obtenidos del análisis HAZOP (Sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2) V-210
Tabla V.74 Nodos obtenidos del análisis HAZOP (Sistema de licuefacción FLNG2). V-210
Tabla V.75 Clasificación del riesgo. Descripciones de la gravedad. V-213
Tabla V.76 Categorías de consecuencias. V-214
Tabla V.77 Matriz de clasificación de riesgos. V-215
Tabla V.78 Escenario de riesgos identificados. V-216
Tabla V.79 Resumen de jerarquización (Sistema de licuefacción FLNG1). V-220
Tabla V.80 Rejerquización (Sistema de licuefacción FLNG1). V-222
Tabla V.81 Resumen de jerarquización (Sistema de licuefacción FLNG2). V-224
Tabla V.82 Rejerarquización (Sistema de licuefacción FLNG2). V-226
Tabla V.83 Clases. V-230
Tabla V.84 Condiciones meteorológicas que definen la clase. V-230
Tabla V.85 Parámetros para la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" para el Análisis de Riesgo. V-232
Tabla V.86 Resultados de la evaluación de consecuencias. V-232
Tabla V.87 Descripción de los posibles receptores de riesgo, de acuerdo con el análisis de consecuencias. V-236
Tabla V.88 Interacciones de riesgo y descripción de los posibles receptores. V-253
Tabla V.89 Recomendaciones de la identificación de peligro y escenario de riesgos. V-282
Tabla V.90 Programa para la implementación de las recomendaciones. V-294
Tabla V.91 Criterios para definición de zonas de seguridad. V-304

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura V.1 Arreglo General del Proyecto. V-5
Figura V.2. Render del Proyecto. V-6
Figura V.3 Arreglo del sistema de licuefacción FLNG1. ....V-7
Figura V.4 Arreglo del sistema de licuefacción FLNG2. ....V-8
Figura V.5 Ubicación del Proyecto. V-9
Figura V.6 Acceso vía aérea. V-44

Figura V.7 Acceso vía marítima. V-44
Figura V.8 Diagrama de Flujo del Proceso del Proyecto (ejemplo aplicable para FLNG1, considerando la corriente de alimentación de gas alternativo).....V-117
Figura V.9 Diagrama de Flujo del Proceso del Proyecto (ejemplo aplicable para FLNG2, considerando la corriente de alimentación de gas USGC).....V-118
Figura V.10 Instalaciones de entrada y Unidad de Remoción de Mercurio.....V-121
Figura V.11 Unidad de Remoción de gas Ácido. V-122
Figura V.12 Unidad de licuefacción – Deshidratación de Gas.....V-123
Figura V.13 Unidad de licuefacción – Eliminación de Hidrocarburos pesados.....V-125
Figura V.14 Unidad de licuefacción – Licuefacción (refrigerante mixto).....V-127
Figura V.15 Ubicación aproximada a los municipios de Aldama y Altamira referente al Proyecto. V-131
Figura V.16 Ubicación del Proyecto aproximadamente en la cota batimétrica -30 m. V-132
Figura V.17 Componentes del Sistema Ambiental Regional (SAR). V-133
Figura V.18 Climograma de la estación climatológica "La Cabecera" de la CONAGUA. Período 1981-2010.....V-135
Figura V.19 Climograma de la estación climatológica "El Barranco" de la CONAGUA.....V-136
Figura V.20 Dirección del viento anual en el ET. V-136
Figura V.21 Velocidad del viento anual en el ET. V-137
Figura V.22 Detalle de la Provincia Geológica 3 Burgos. V-138
Figura V.23 Principales patrones de circulación superficial en el Golfo de México.....V-140
Figura V.24 Plataforma Tampico-Veracruz hasta la cota batimétrica -100 m. V-141
Figura V.25 Cotas batimétricas cada 0.5 m en el Proyecto.....V-143
Figura V.26 Especies comunes de fitoplancton en el Golfo de México. V-151
Figura V.27 Células individuales (A) y cadena de células de *Hemiaulus hauckii* (B).....V-154
Figura V.28 Regiones sísmicas de México V-162
Figura V.29 Trayectoria de fenómenos meteorológicos extremos en el Proyecto. V-163

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa V.1 Mapa de clima.....V-134
Mapa V.2 Provincias Geológicas del Golfo de México. V-137
Mapa V.3 Localización del Proyecto en el Golfo de México y sus plataformas.....V-139
Mapa V.4 Ubicación del Proyecto respecto a las áreas de interés ambiental más cercanas (Regiones Prioritarias). V-165

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica V.1 Abundancia relativa de las especies de fitoplancton en el Proyecto. V-150
Gráfica V.2 Abundancia relativa de los grupos funcionales de zooplancton en el Proyecto. V-152

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía V.1 Ejemplares de Tellina (Linneo, 1758).....V-158
Fotografía V.2 Ejemplar de Entalina monterosato. V-158
Fotografía V.3 Ejemplar de Lumbrineridae (Schmarda, 1861). V-159
Fotografía V.4 Ejemplar de Spionidae (Grube, 1850).....V-159

V. ESTUDIO DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

V.1 Descripción del Proyecto

V.1.1 Proyecto

La Misión de México FLNG, S. de R.L. de C.V. (México FLNG) es crear acceso a una energía asequible, fiable y más limpia a los mercados de todo el mundo, por tal motivo, pretende diseñar, instalar, operar y mantener actividades reguladas de licuefacción de gas natural y almacenamiento de gas natural licuado (GNL) que proporcionen un medio seguro, confiable, eficiente y económico para el abastecimiento de gas natural licuado a todo el Golfo de México, Puerto Rico, Jamaica, Nicaragua y Brasil, en estricto apego a la legislación vigente. En este tenor se somete a evaluación en materia de impacto y riesgo ambiental el proyecto denominado "New Fortress Energy Altamira FLNG" (Proyecto).

El Proyecto pertenece al Sector Energía y se inserta en la Fracción III del Artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos: "*III. El procesamiento, compresión, **licuefacción**, descompresión y regasificación, así como el Transporte, **Almacenamiento**, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Gas Natural*."

El Proyecto se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México aproximadamente a 15 km aguas adentro de la costa del municipio de Aldama y a 25 km del Puerto de Altamira, localizado al sur del municipio de Altamira (de donde el Proyecto toma su nombre) en el estado de Tamaulipas. El punto principal en tierra para proveer insumos y servicios, así como, transporte de personal mediante embarcaciones de apoyo será el Puerto de Altamira.

El Proyecto consiste en la instalación de dos sistemas de licuefacción denominados, FLNG1 y FLNG2, con una capacidad operativa de 1.4 millones de toneladas métricas al año (MTPA) cada uno, para una capacidad nominal total de 2.8 MTPA. Se prevé que cada sistema de licuefacción consuma 71 billones de unidades térmicas británicas (Tbtu) de gas natural al año y produzca 63 Tbtu de GNL al año[1] La diferencia entre el consumo y la producción se debe principalmente al consumo de gas de alimentación para la generación de energía y la pérdida de gas de proceso durante el proceso de pretratamiento.

Cada sistema de licuefacción contendrá tres plataformas[2]: para FLNG1[3] 1) plataforma de tratamiento de gas natural (P1), 2) plataforma de licuefacción de gas natural (P2) y 3) plataforma de servicios (P3); para FLNG2 1) plataforma de tratamiento de gas natural (P4), 2) plataforma de licuefacción de gas natural (P5) y 3) plataforma de servicios (P6). Las partes superiores de los dos sistemas de licuefacción serán espejos el uno del otro. La principal diferencia entre el FLNG1 y el FLNG2 es la naturaleza del método utilizado para fijar las partes superiores. El FLNG1 se integrará por plataformas autoelevables (también conocidas como plataformas jack-up o rigs), y el FLNG2, que estará situado junto al FLNG1, utilizará las estructuras de plataformas fijas.

La disposición de las plataformas está organizada de forma que se garantice la seguridad en la plataforma de servicios que albergará los alojamientos de la tripulación, es decir, los servicios menos peligrosos estarán más cerca del personal y de la plataforma de servicios. Cada plataforma dispondrá de sistemas redundantes de protección contra incendios, así como de su propio refugio y medios temporales de escape mediante botes y balsas salvavidas.

Tanto las plataformas autoelevables como las fijas, son plataformas que ya se encuentran armadas en astilleros internacionales certificados y fueron adquiridas por México FLNG, S. de R.L. de C.V., por lo que únicamente serán transportadas hasta el sitio del Proyecto donde serán instaladas y probadas previo a la entrada en operación.

[1] Las cifras se calculan sobre la base de un valor calorífico superior y suponen un factor de capacidad del 95%.
[2] En el presente documento, también se presentará como Pioneer 1, 2 y 3 para el sistema de licuefacción FLNG1; y Pioneer 4, 5, 6; para el sistema FLNG2; respectivamente.
[3] En el caso de los diagramas de flujo y en los planos de arreglos se presentan como Pioneer I, II y III respectivamente. Así como en documentos de bases de diseño que se referencia como NFE Pioneer I, II y III.

Las plataformas de tratamiento de gas (P1 y P4) contendrán instalaciones para eliminar las impurezas (dióxido de carbono (CO_2), agua, mercurio, azufre y metales pesados) del gas de alimentación. En la cubierta habrá módulos de producción que prepararán el gas de alimentación antes de la licuefacción. En esta plataforma se ubicará una chimenea de venteo para aceptar los flujos de proceso calientes y húmedos. Las unidades de proceso y servicios que integran las plataformas de tratamiento de gas son:

- Instalaciones de recepción de gas de entrada
- Unidades de tratamiento de gas
  - Eliminación de mercurio
  - Eliminación de gases ácidos
  - Deshidratación
- Eliminación de hidrocarburos pesados
- Sistema de aceite caliente (Unidad de recuperación de calor residual en P3)
- Alivio y descarga
- Sistema de agua
- Protección contra incendios
- Tratamiento de aguas residuales
- Generación de energía de emergencia (excepto P4)

Las plataformas de licuefacción (P2 y P5) servirán como planta primaria de licuefacción de gas natural. En la cubierta se alojarán los módulos de la unidad de licuefacción para licuar el gas natural y transferirlo a una Unidad de Almacenamiento Flotante (FSU por sus siglas en inglés), la cual estará caracterizada como un artefacto naval[4]. También se instalará en la cubierta un compresor de gas de ebullición (BOG) para aumentar la presión del BOG y utilizarlo en otros lugares. En esta plataforma se instalará una chimenea de venteo criogénica.

El Proyecto utilizará la tecnología IPSMR de Chart para el proceso de licuefacción. Se trata de un proceso integrado de refrigerante mixto único preenfriado con un bucle integrado de refrigeración en caliente proporcionado por los líquidos derivados de la compresión del refrigerante mixto. El compresor de refrigerante mixto es accionado por una turbina de gas de combustión Baker Hughes LM6000PF+.

El proceso ofrece la ventaja de la simplicidad de funcionamiento porque no hay una puesta en marcha secuencial de los sistemas en serie. El proceso IPSMR puede manejar una amplia variedad de composiciones de gas de alimentación, condiciones de temperatura ambiente y otros parámetros de funcionamiento.

Las unidades que integran estas plataformas de licuefacción son:

- Licuefacción
- Sistema de gas de escape (BOG)
- Alivio y descarga
- Sistema de agua
- Gas combustible (distribución a P1 y P3, así como, P4 y P6, respectivamente)
- Protección contra incendios
- Tratamiento de aguas residuales
- Generación de energía de emergencia

Las plataformas de servicios (P3 y P6) incluirán un bloque de alojamiento para los trabajadores, una heliplataforma para el transporte y un hospital y servicios de emergencia para los trabajadores. El helipuerto podrá albergar helicópteros S61N y S92.

[4] Ley de Navegación y Comercio Marítimos. *Cualquier otra estructura fija o flotante, que sin haber sido diseñada y construida para navegar, sea susceptible de ser desplazada sobre el agua por sí misma o por una embarcación, o bien construida sobre el agua, para el cumplimiento de sus fines operativos.*

La plataforma de servicios también contendrá una sala de control principal, generación de energía principal/normal accionada por turbina de gas, generación de energía de emergencia accionada por diésel, y servicios tales como compresión de aire para instrumentos, generación de nitrógeno, producción de agua potable y tratamiento de aguas residuales. En la cubierta también habrá espacio de almacenamiento y tres grúas.

Las unidades que integran estas plataformas de servicios son:

- Instrumento/Aire comprimido (distribución a P1 y P2, así como P4 y P5, respectivamente)
- Nitrógeno (distribución a P1 y P2, así como P4 y P5, respectivamente)
- Sistema de agua
- Protección contra incendios
- Tratamiento de aguas residuales
- Generación de energía
- Generación de energía de emergencia

Los sistemas de licuefacción, estarán interconectados por puentes con la plataforma vecina para el acceso del personal, además, contará con una unidad de generación de energía eléctrica con gas natural, conformada por turbogeneradores y motogeneradores a diésel (generadores de emergencia), para FLNG1 se contará con tres turbogeneradores a gas natural SGT-400 con una capacidad máxima de 13.106 MW cada uno y 16 motogeneradores a diésel, 11 de ellos con capacidad de 1.383 MW cada uno y 5 con capacidad de 1.75 MW cada uno; la capacidad total de la unidad de generación en el FLNG1 será de 63.281 MW, con una producción estimada anual de energía eléctrica neta de 213.46 GWh y bruta de 217.82 GWh. Para FLNG2, se contará con tres turbogeneradores a gas natural SGT-400 con una capacidad máxima de 13.106 MW cada uno y 5 motogeneradores a diésel con capacidad de 1.73 MW cada uno; la capacidad total de la central de generación en el FLNG2 será de 47.968 MW con una producción estimada anual de energía eléctrica neta de 212.8 GWh y bruta de 217.23 GWh. El Proyecto operará principalmente con los turbogeneradores a gas natural, para proveer energía eléctrica a todos los componentes de las plataformas.

Tanto el FLNG1 como el FLNG2 estarán conectados a una única Unidad de Almacenamiento de GNL Flotante (FSU) -conformada por el artefacto naval - a través de un sistema de transferencia de manguera criogénica flexible, parcialmente sumergida, de 220 m de longitud aproximadamente Las mangueras podrán estar equipadas con módulos de flotación para evitar que se hundan. Los elementos de flotación se componen de dos elementos semicilíndricos que se mantienen unidos por abrazaderas de manguera. La FSU tiene aproximadamente 280.569 m de eslora total con una manga de 43.4 m. y tendrá un calado de aproximadamente 12.2 m cuando esté completamente cargado. La FSU tendrá una capacidad operativa de almacenamiento de 158,273.1 m^3 cuando esté al 98.5% de GNL y de 160,683.4 m^3 cuando esté lleno al 100% de capacidad distribuido en los cuatro tanques de carga y se situará aproximadamente a 107 m de los sistemas de licuefacción. La FSU será clasificado como un artefacto naval con bandera extranjera, contando y cumpliendo con todo estándar y certificado internacional avalado por la Organización Marítima Internacional (OMI).

La FSU contará con un Sistema de amarre en catenaria restringida con 12 anclas Vryhof Stevpris® de clase A, con una relación de fuerza de retención y peso de 35-55. Cada ancla tendrá un peso de aproximadamente 15 toneladas. La longitud total de la cadena de amarre en la proa será de 350 m a 400 m medidos desde las anclas hasta las placas de restricción. La longitud de la cadena de amarre de popa será de 250 m a 300 m medidos desde las anclas hasta las placas de restricción.

Los buques de transporte de GNL (LNGC) con una capacidad de entre 125,000 m^3 y 180,000 m^3 harán escala en el Proyecto aproximadamente 40 veces al año. Los LNGC se aproximarán en ángulo para atracar de popa a popa, con apoyo de remolcadores. El atraque estará bajo el control del capitán del buque, que dirigirá la aproximación y el manejo de las líneas. El manejo de las líneas y conexión con la FSU se hará mediante estricta coordinación entre operadores y capitán para asegurar que las líneas de amarre se manejan adecuadamente y que las bridas de descarga del buque están alineadas.

Es importante señalar que el gas natural que será procesado por el Proyecto, será recibido a través del gasoducto marino de TC Energy al amparo del permiso número G/20481/TRA/2017 de Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V., (IMG) denominado Sur de Texas–Tuxpan. Para suministrar el gas de alimentación en el punto de inicio del Proyecto en los sistemas de protección de presión de alta integridad 110-PK-002 de las plataformas de tratamiento de gas, será necesario diseñar, construir, operar y mantener un ducto marino de transporte de gas natural que no forma parte de este Proyecto y que se conectará al gasoducto existente Sur de Texas Tuxpan, dicho ducto contará con sus propios estudios y autorizaciones considerando los interacciones de riesgo correspondientes. De igual forma, el Proyecto se ubicará dentro del área de asignación AE-0390-M Arenque, donde se le otorgó a Pemex el derecho para realizar actividades de exploración y extracción.

Por lo anterior, el Proyecto consistirá únicamente en instalaciones marítimas cuyos componentes se encontrarán dentro de la Poligonal del Proyecto de aproximadamente 430,713.9930 m^2 (43.0714 ha), esta área considera los siguientes componentes principales, así como, el área de maniobras y servicios de emergencias.

Por otra parte, se precisa que, para el presente Proyecto, se desarrollaron las ingenierías por separado para cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2; sin embargo, por ser instalaciones tipo paquete, la descripción presentada en este estudio se realiza para ambos sistemas, y sólo en el caso de una precisión específica para algún sistema en especial, se hará la precisión, como por ejemplo, la colocación de plataformas autoelevables para FLNG1 y plataformas fijas para FLNG2.

Las siguientes figuras muestran el arreglo general y Render del Proyecto. Posteriormente, se presentan los arreglos de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2, mismos que se encuentran en el Anexo Técnico ANX-TEC-01, junto con los arreglos de cada plataforma.

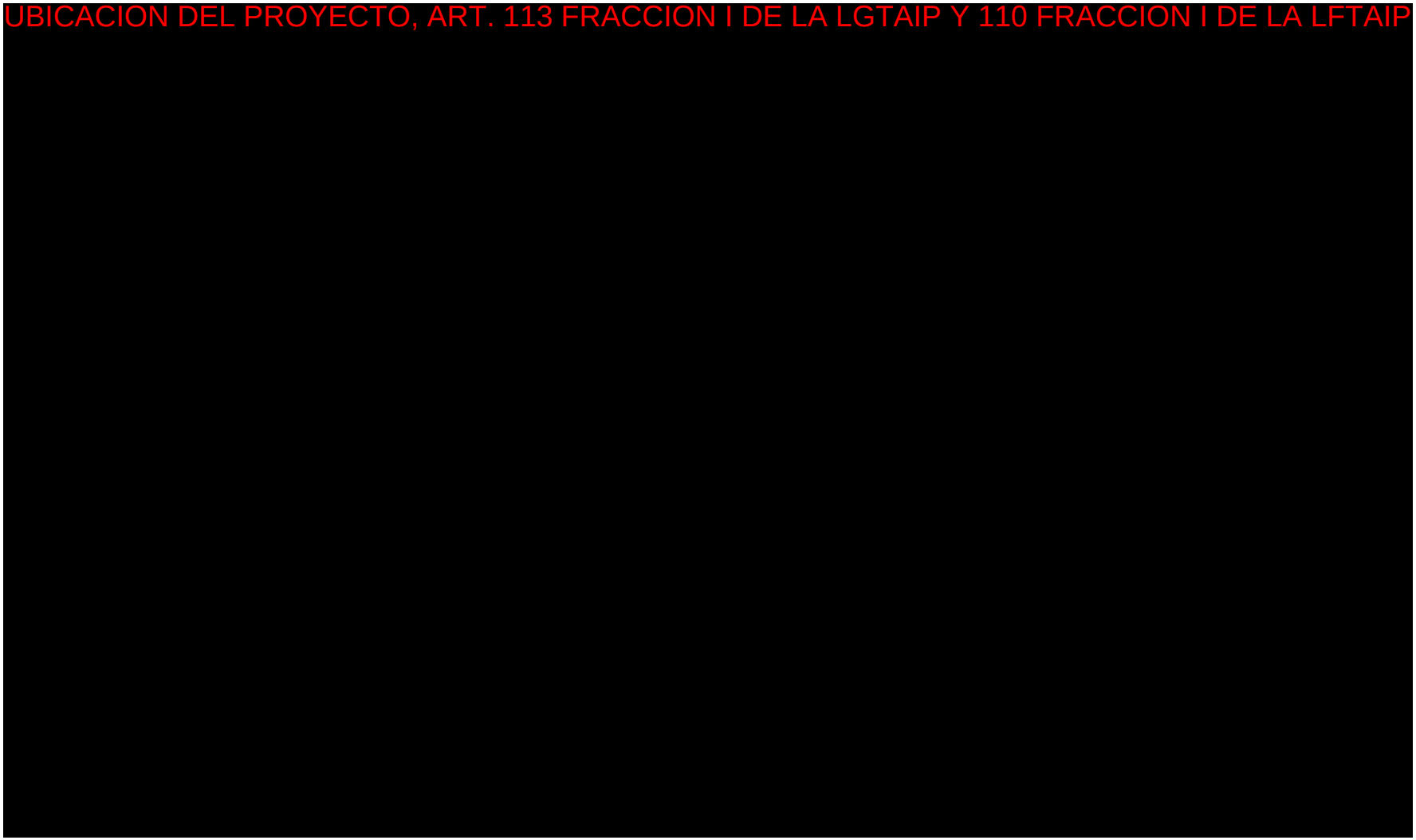
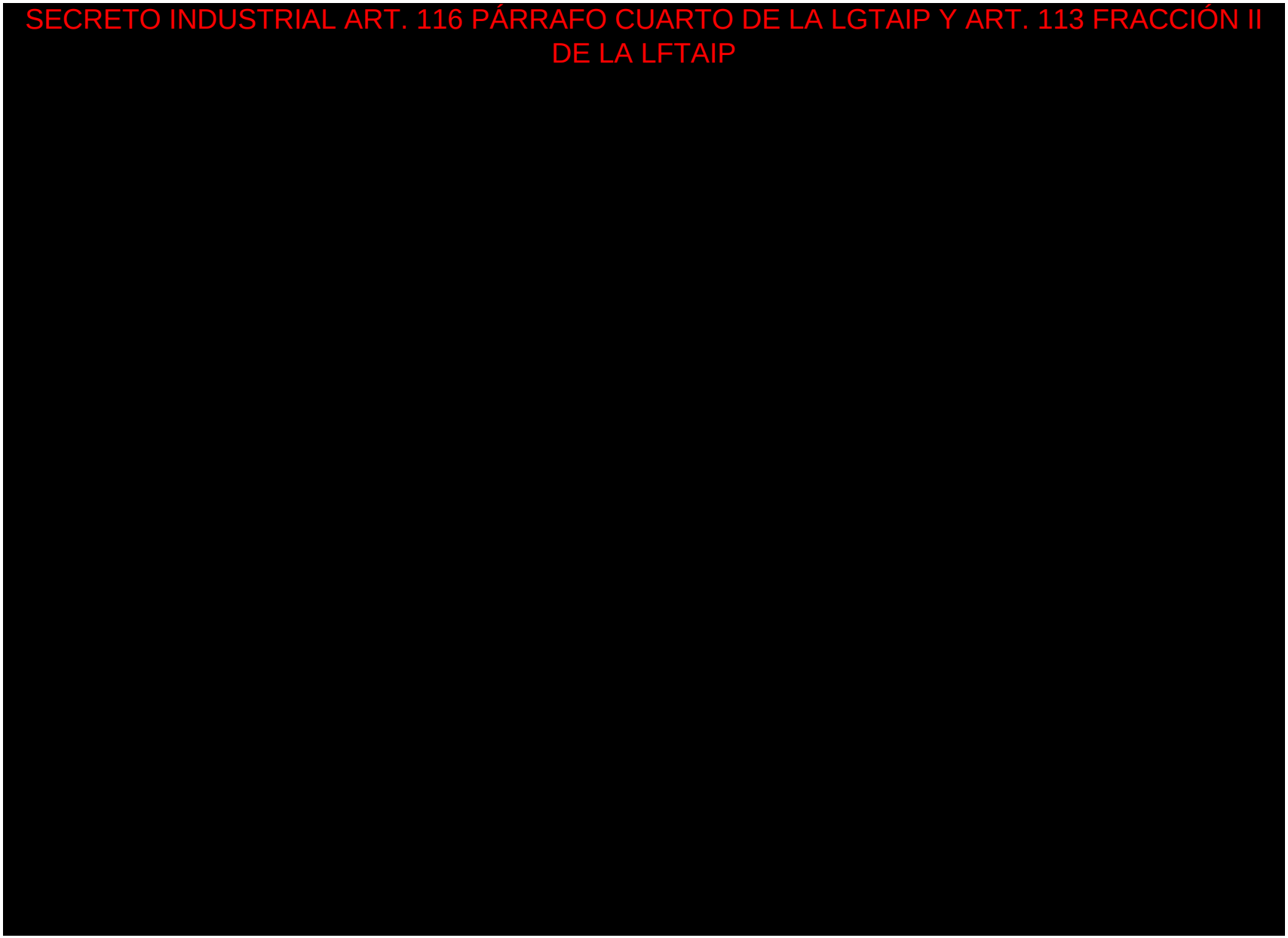

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

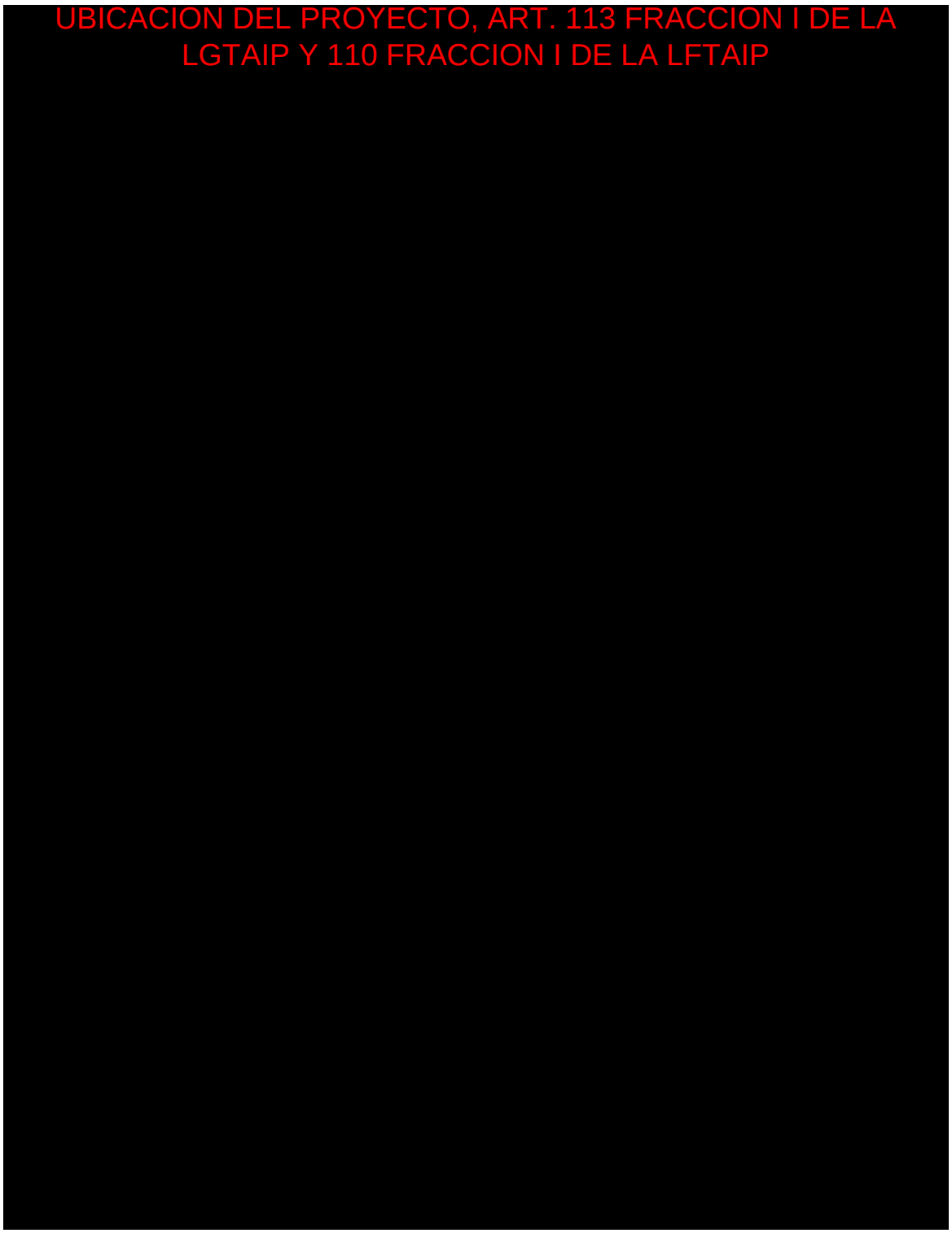
Figura V.2. Render del Proyecto.


SECRETO INDUSTRIAL ART. 116 PÁRRAFO CUARTO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP

SECRETO INDUSTRIAL ART. 116 PÁRRAFO CUARTO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP

V.1.1.1 Ubicación del Proyecto

El Proyecto se ubica en Mar Territorial del Golfo de México aproximadamente a 15 km aguas adentro de la costa del municipio de Aldama y a 25 km del Puerto de Altamira localizado al sur del municipio de Altamira (de donde el Proyecto toma su nombre) en el estado de Tamaulipas; ver Figura V.5 El punto principal en tierra para proveer insumos y servicios, así como transporte de personal mediante embarcaciones de apoyo será el Puerto de Altamira.



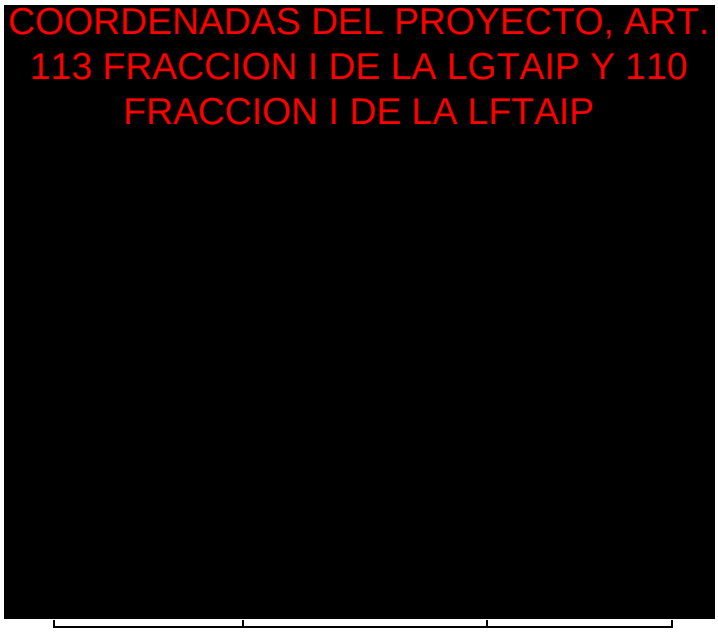
En la Tabla V.1, se presentan las superficies ocupadas por cada componente del Proyecto.

Tabla V.1 Componentes principales del Proyecto y superficies ocupadas.

Componentes		Superficie (m^2)		Superficie (ha)
FLNG1 plataformas jack-up (autoelevables)	Plataforma de servicios		3,530.4690	0.3530
	Patas plataforma de servicios[1]	*635.1075*	-	-
	Plataforma de tratamiento de gas		4,224.7016	0.4225
	Patas plataforma de tratamiento de gas[1]	*991.5372*	-	-
	Plataforma de licuefacción		5,398.9903	0.5399
	Patas plataforma de licuefacción[1]	*1,312.9392*	-	-
	Puentes entre las plataformas		66.3784	0.0066
FLNG2 plataformas fijas	Plataforma de servicios		3,221.3395	0.3221
	Patas plataforma de servicios[2]	*2,229.3673*	57.7848	0.0058
	Plataforma de tratamiento de gas		3,360.0002	0.3360
	Patas plataforma de tratamiento de gas[3]	*3,637.7703*	1,173.7702	0.1174
	Plataforma de licuefacción		5,041.9040	0.5042
	Patas plataforma de licuefacción[4]	*3,637.7703*	254.8875	0.0255
	Puentes entre las plataformas		960.0000	0.0960
FSU			10,839.3967	1.0839
Sistema de amarre de la FSU			2,700.0000	0.2700
Área para Buques de transporte de GNL			23,146.7843	2.3147
Total			**63,976.4065**	**6.3976**

Nota:
1. Esta superficie se considera en la superficie de las plataformas
2. De los 2,229.3673 m^2 considerado para las patas de la plataforma de servicios, 57.7848 m^2 se encuentran adicionales sobre el lecho marino.
3. De los 3,637.7703 m^2 considerado para las patas de la plataforma de tratamiento de gas, 1,173.7702 m^2 se encuentran adicionales sobre el lecho marino.
4. De los 3,637.7703 m^2 considerado para las patas de la plataforma de tratamiento de gas, 254.8875 m^2 se encuentran adicionales sobre el lecho marino.
Fuente: Elaboración propia

La ubicación precisa de la Poligonal del Proyecto, de acuerdo con las coordenadas definidas, se presentan en la Tabla V.2.



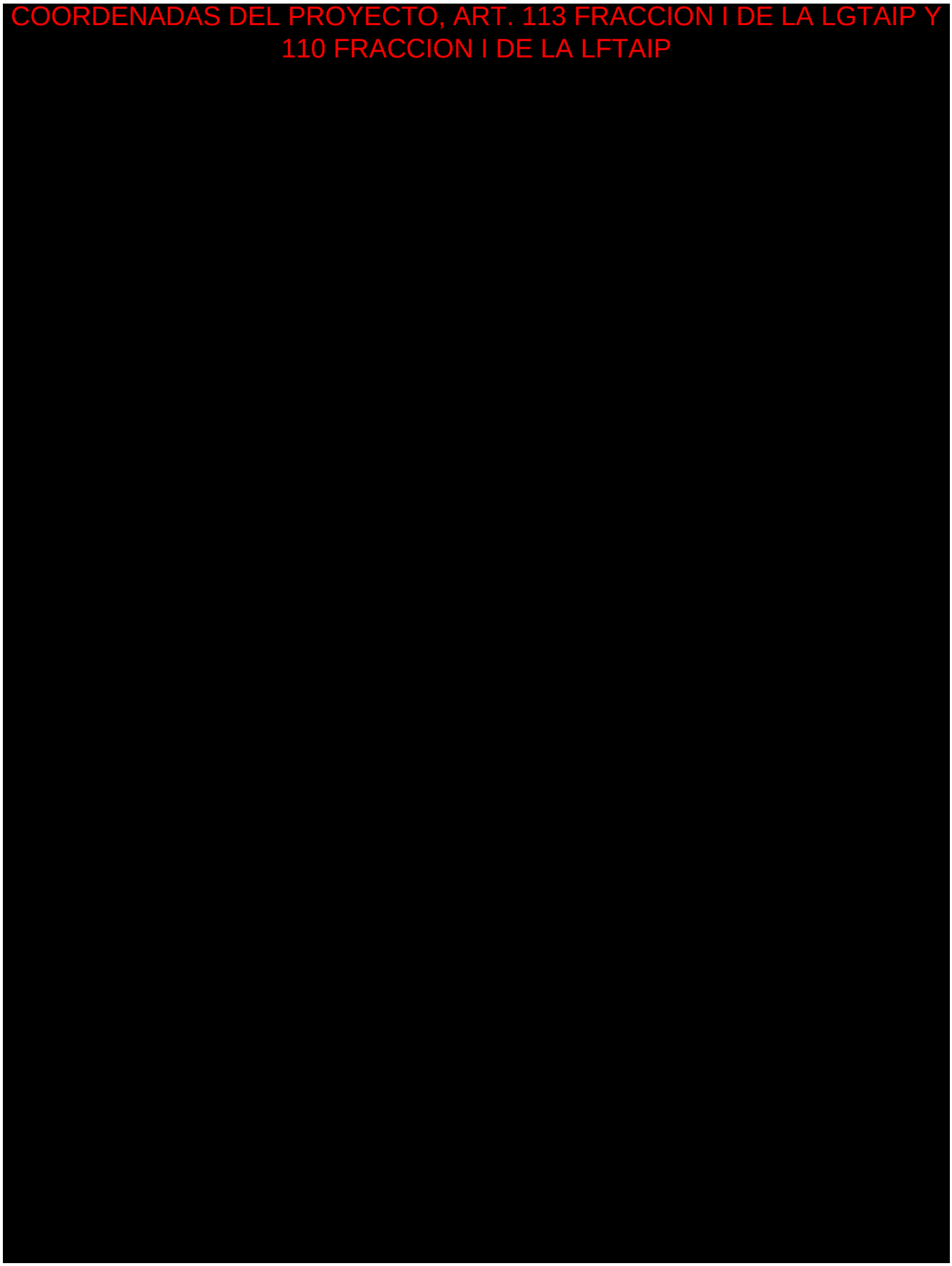
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Las coordenadas de las instalaciones de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2 se presentan a continuación.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

[redacted]

V.1.1.2 Criterios, normas, códigos, estándares, y buenas prácticas

El concepto del Proyecto, ha definido la instalación modular de licuefacción basándose en lo siguiente:

- Selección del conductor del compresor: El tamaño del tren de GNL se basa en la turbina de gas LM-6000PF+ de Baker Hughes (BH). El compresor y el conductor que se utilizarán para el Proyecto se basan en una orden de compra de BH existente emitida por el propietario.
- Enfriamiento por aire: Para mitigar el impacto ambiental marino y la extensa infraestructura de agua de mar y agua dulce, se ha utilizado el enfriamiento por aire como medio de enfriamiento.
- Tecnología de licuefacción: La tecnología de licuefacción es el proceso de Refrigerante Mixto Integrado Preenfriado Único con licencia de Chart.
- Diseño modular de plantas de GNL: Los tamaños y pesos de los módulos se optimizan en función de las limitaciones de transporte y de las limitaciones de elevación de las plataformas.
- Sistema de almacenamiento y carga de GNL (por México FLNG): El GNL se descargará de la instalación de licuefacción a una unidad de almacenamiento flotante (FSU). El GNL se cargará desde la FSU a un buque de GNL mediante una transferencia de barco a barco.
- Almacenamiento de GNL: La capacidad de almacenamiento de la Unidad de Almacenamiento Flotante (FSU) será de 137,000 -160,000 m^3.

De igual forma, el Proyecto se realizará aplicando los criterios, parámetros y disposiciones legales como Normas Oficiales Mexicanas y especificaciones de las normas internacionales como, ASME, API, ASTM, NFPA e ISO, entre otras aplicables (ver Tablas V.10 a la V.28); de igual forma considerando las condiciones climáticas y ambientales del entorno.

V.1.1.2.1 Leyes, reglamentos, criterios, y códigos mexicanos

- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos;
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN);
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA);
- Ley Federal de Derechos en Materia de Agua;
- Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento;
- Ley Federal del Trabajo;
- Ley General de Salud;
- Ley del Seguro Social;

- Ley de Protección Civil;
- Reglamento para la Constitución y Funcionamiento de las Comisiones de Seguridad e Higiene;
- Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos;
- Reglamento de la LGEEPA de Materia de Impacto Ambiental;
- Reglamento de la LGEEPA de Materia de Protección y Control de la Atmósfera;
- Reglamento para protección del ambiente contra la contaminación originada por la emisión del ruido.
- Leyes y reglamentos del Municipio o del Estado, aplicables a los temas no cubiertos en estas Especificaciones;
- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente del Trabajo de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS, México);
- Criterios Ecológicos en Calidad del Agua (CE-CCA-001), y
- Manual de Diseño de Obras Civiles de Comisión Federal de Electricidad.

V.1.1.2.2 Normas Oficiales Mexicanas

- Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021, Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (cancela y sustituye a la NOM-013-SECRE-2012 Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural);
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-2021. Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales;
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010. especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa);
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas (Utilización), o aquella que la cancele o sustituya;
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-STPS-2008. Edificios locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad;
- Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010. Condiciones de seguridad. Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo;
- Norma Oficial Mexicana NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas;
- Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002. Sistema General de Unidades de Medida;
- Norma Oficial Mexicana NOM-011-STPS-2001. Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido;
- NOM-018-STPS-2015, Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-019-STPS-2011. Constitución, organización y funcionamiento de las comisiones de seguridad e higiene en los centros de trabajo;
- Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión y calderas-Funcionamiento-Condiciones de seguridad;
- Norma Oficial Mexicana NOM-022-STPS-2015, Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad;
- Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS–2008. Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008. Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos por tuberías;
- Norma Oficial Mexicana NOM-028-STPS-2012, sistema para la administración del trabajo-seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas;
- Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2011, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo- Condiciones de seguridad;
- Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005. Que establece las características, el procedimiento de identificación y los listados de los residuos peligrosos;

- Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010. Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo.

V.1.1.2.3 Disposiciones administrativas de carácter general emitidas por ASEA

- Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural, publicado en el DOF el día 19 de julio de 2018.
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del sector hidrocarburos. Y su acuerdo modificatorio publicado en el DOF el día 29 de junio de 2020.
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos; y su acuerdo modificatorio publicado en el DOF, el día 4 de mayo 2020.
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del sector hidrocarburos, publicado en el DOF el día 22 de marzo de 2019.

V.1.1.2.4 Códigos y regulaciones internacionales aplicables al Proyecto

Tabla V.10 Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA).

Sección del código	Descripción
NFPA 1	Código contra incendios (según LR Parte 12, 18.1.1) (última edición)
NFPA 10	Extintores de incendios portátiles
NFPA 11	Espuma de baja expansión
NFPA 11A	Sistemas de espuma de media y alta expansión
NFPA 12	Sistemas de extinción por dióxido de carbono
NFPA 13	Instalación de sistemas de rociadores
NFPA 14	Norma para la instalación de sistemas de tuberías fijas, hidrantes privados y mangueras.
NFPA 15	Sistemas fijos de pulverización de agua
NFPA 17	Sistemas químicos secos
NFPA 20	Instalación de bombas estacionarias
NFPA 30	Código de Líquidos Inflamables y Combustibles
NFPA 37	Motores de combustión estacionarios y turbinas de gas
NFPA 59A (edición 2017 o posterior)	Norma para la producción, el almacenamiento y el manejo de gas natural licuado (GNL)
NFPA 70	Código Eléctrico Nacional (NEC)
NFPA 72	Código Nacional de Alarma contra Incêndio
NFPA 77	Electricidad estática
NFPA 96	Control de la ventilación y protección contra incendios de las operaciones de cocina comercial
NFPA 101	Código de Seguridad Vital (según NFPA 1, 1.3.6.3) (última edición)
NFPA 496	Encapsulado purgado y presurizado para equipos eléctricos
NFPA 750	Sistemas de protección contra incendios por agua nebulizada

Sección del código	Descripción
NFPA 780	Instalación de sistemas de pararrayos
NFPA 5000	Código de construcción y seguridad de edificios (de acuerdo con el Código de construcción NFPA 101, A.3.3.38) (última edición)

Tabla V.11 Sociedades de clasificación.

Descripción
Reglas y Regulaciones de Lloyd's Register para la Clasificación de Unidades Costa afuera (LR ROU) Julio de 2020
*Nota: LR ROU enumerados en esta sección (1.3) se siguen en la medida en que se cumple con: Plan de Clasificación LR Núm. NFE-FLNG-CLP-21-001 de 16 de junio de 2021 y LR Aclaraciones a la consulta Núm. 16 del 26 de junio de 2021
Reglas y regulaciones del Lloyds Register para la clasificación de buques
Code of Federal Regulations (CFR) Código Federal de Regulación

Sección del código	Descripción
33 CFR Part 127	Instalaciones costeras de GNL 33 CFR Parte 127. Instalaciones costeras de Gas Natural Licuable. Liquefied Natural Gas Waterfront Facilities 33 CFR Part 127. Liquefied Natural Gas Waterfront Facilities.
33 CFR Part 322	Permisos para estructuras en o que afecten las aguas navegables de los EE. UU. Permits for Structures in or Affecting Navigable Waters of the US.
33 CFR Subchapter N	Actividades de la plataforma continental exterior (OCS). Outer Continental Shelf (OCS) Activities.
33 CFR Subchapter NN	Puertos de aguas profundas. Deepwater Ports.
33 CFR Subchapter O	(Contaminación del medio ambiente). Pollution.
33 CFR Subchapter P	Seguridad en Puertos y Vías Navegables. Ports and Waterways Safety.
46 CFR Part 1 54	Norma de seguridad para buques que transporten gases licuados a granel. Safety Standard for Vessel Carrying Bulk Liquefied Gases.
29 CFR 1910	Estándares de Seguridad y Salud Ocupacional. Occupational Safety and Health Standards.
40 CFR	Protección del Medio Ambiente. Protection of Environment.

Tabla V.12 Código Internacional de la Construcción (IBC).

Sección del código	Descripción
Código IBC	Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Buques que Transporten Productos Químicos Peligrosos a Granel Enmendado por la Resolución MEPC.225(64) (según LR Parte 12, 1.4.10)

Tabla V.13 Códigos aplicables al ámbito de la clasificación.

Sección del código	Descripción
* MARPOL	Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación causada por Buques
* FSS	Código Internacional de Sistemas de Seguridad contra Incendios
* Código FTP de la IMO	Procedimientos de prueba de incendio

Sección del código	Descripción
Resolución MSC.48(66) de la IMO	Código Internacional de Dispositivos de Salvamento
* IMO Res. 754(18)	Recomendación sobre las pruebas de resistencia al fuego para las divisiones de clase "A", "B" y "F"
IMO MSC.337 (91)	Código sobre los niveles de ruido a bordo de los buques
Resolución A.952 (23) de la IMO	Símbolos gráficos para los planes de control de incendios a bordo
* Código MODU (2009)	Código para la construcción y el equipamiento de unidades móviles de perforación en alta mar
SOLAS	Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (según LR Parte 12, 1.4.10)
ISO/IEC 31010	Gestión de riesgos - Técnicas de evaluación de riesgos
ISO 15544:	Industrias del petróleo y del gas natural - Instalaciones de producción en alta mar - Requisitos y directrices para la respuesta de emergencia.
ISO13702	Industrias del petróleo y del gas natural - Control y mitigación de incendios y explosiones en alta mar
ISO 15156:	Industrias del petróleo y del gas natural - Materiales para uso en entornos que contienen H_2S en la producción de petróleo y gas
ISO 834-1	Ensayos de resistencia al fuego - Elementos de construcción de edificios - Parte 1: Requisitos Generales
ISO 834-3	Ensayos de resistencia al fuego - Elementos de construcción de edificios - Parte 3: Comentario sobre el método de ensayo y guía para la aplicación de los resultados de la prueba de resistencia al fuego
ISO 4624	Resistencia a la remoción del revestimiento mediante probadores de adherencia portátiles
ISO 20340	Requisitos de rendimiento del sistema de pintura de protección para estructuras marítimas y relacionadas
ISO 20088-3	Determinación de la resistencia al derrame criogénico de los materiales aislantes — Parte 3: Liberación de chorro
ISO 22899-1	Determinación de la resistencia al fuego de chorro de los materiales de protección pasiva contra el fuego
ISO 15138	Industrias del petróleo y gas natural - Instalaciones de producción costa afuera - Calefacción, ventilación y aire acondicionado;
ISO 3864	Símbolos gráficos - Colores y señales de seguridad
ISO 11064	Diseño ergonómico de los centros de control
ISO 24409	Buques y tecnología marina - Diseño, ubicación y uso de señales de seguridad a bordo, señales relacionadas con la seguridad, avisos de seguridad y marcas de seguridad
** EN 10204	Certificación de placas de acero
ANSI/ISEA Z358.1	Norma nacional americana para equipos de ducha y lavaojos de emergencia

***** Nota: Los documentos enumerados en esta sección (1.4) se siguen en la medida en que se cumplen:
(a) Plan de Clasificación LR Núm. NFE-FLNG-CLP-21-001 de 16 de junio de 2021 y
(b) LR Aclaraciones a la consulta Núm. 16 del 26 de junio de 2021

** Nota: Esta norma regulará los tipos de certificación de materiales LR para la notación de clase PPF.

Tabla V.14 Instituto Americano del Petróleo (API).

Sección del código	Descripción
API RP 500	Práctica recomendada para la clasificación de áreas para ubicaciones eléctricas en instalaciones petrolíferas

Sección del código	Descripción
API RP 505	Clasificación de la ubicación de las instalaciones eléctricas en instalaciones petroleras clasificadas como Clase 1, Zona 0 Zona 1 y Zona 2
API 620-Q	Diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento soldados de baja presión
API RP 2A-WSD, 22ª edición	Planificación, diseño y construcción de plataformas fijas en alta mar
API RP 2EQ	Procedimientos y criterios de diseño sísmico para estructuras en alta mar
API RP 2SIM	Gestión de la integridad estructural de las estructuras fijas en alta mar
API SPEC 2B	Fabricación de tubos de acero estructural
API RP 2FB	Práctica recomendada para el diseño de instalaciones en alta mar contra cargas de fuego y explosión
API SPEC 2H	Placa de acero al carbono y manganeso para juntas tubulares de plataformas en alta mar
API SPEC 2MT1	Placa de acero al carbono y manganeso con mayor resistencia para estructuras en alta mar
API BUL 2V	Diseño de estructuras de placas planas
API SPEC 2W	Placas de acero para estructuras en alta mar, producidas mediante procesamiento de control termomecánico (TMCP)
API SPEC 2Y	Placas de acero templado y revenido para estructuras en alta mar
API SPEC 5L	Tubería
API Spec 2C	Grúas de alta mar
Especificación API 6FA	Prueba de fuego para válvulas
API Spec 12K	Calentadores de campo de aceite de tipo indirecto
API Spec 12L	Tratadores de emulsión verticales y horizontales
API Spec 16C	Sistemas para estrangular y matar
API RP 2D	Funcionamiento y mantenimiento de las grúas de alta mar
API 6D:	Especificaciones de las válvulas para líneas de tubería y conductos
API RP 14C	Prácticas recomendadas para el análisis, el diseño, la instalación y las pruebas de los sistemas básicos de seguridad en superficie para las plataformas petrolíferas en alta mar
API RP 14E	Práctica recomendada para el diseño y la instalación de sistemas de tuberías de plataformas de producción en alta mar
API RP 14F	Prácticas recomendadas para el diseño e instalación de sistemas eléctricos para instalaciones petrolíferas fijas y flotantes en alta mar (para ubicaciones no clasificadas y de Clase I, División 1 y División 2).
API RP 14G	Práctica recomendada para la prevención y el control de incendios en plataformas de producción de tipo abierto en alta mar
API RP 14J	Práctica recomendada para el diseño y el análisis de riesgos de las instalaciones de producción en alta mar
API SPEC 17K	Especificación para tuberías flexibles adheridas
API RP 55	Práctica recomendada para las operaciones de las plantas de producción y procesamiento de petróleo y gas en las que interviene el sulfuro de hidrógeno
API RP 75	Práctica recomendada Sistema de gestión de la seguridad y el medio ambiente para las operaciones y activos en alta mar

Sección del código	Descripción
API 520	Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de alivio de presión en refinerías
API 521	Guía para sistemas de alivio de presión y despresurización
API 537	Detalles de la antorcha para el servicio general de refinería y petroquímica
API 541	Motores de inducción de jaula de ardilla con bobinado de forma - 375 kW (500 caballos de fuerza) y mayores
API 546	Máquinas síncronas sin escobillas - 500 kVA y mayores
API 547	Motores de inducción de jaula de ardilla de uso general - de 185 kW (250 hp) a 2240 kW (3000 hp)
API STD 526	Válvulas de alivio de presión de acero con bridas
API STD 594	Válvulas de retención: Bridadas, de oreja, de oblea y soldadura a tope
API STD 598	Inspección y prueba de válvulas
API STD 600	Válvulas de compuerta de acero - Extremos bridados y soldados a tope, casquillos atornillados
API STD 602	Válvulas de compuerta, de globo y de retención para diámetros DN 100 (NPS 4) y menores para las industrias del petróleo y del gas natural
API STD 603	Válvulas de compuerta de bonete atornillado resistentes a la corrosión - Extremos con bridas y con soldadura a tope
API STD 607	Prueba de fuego para válvulas de cuarto de vuelta y válvulas equipadas con asientos no metálicos
API STD 608	Válvulas de bola metálicas - Extremos bridados, roscados y soldables
API STD 609	Válvulas de mariposa: Extremos de doble brida, de tipo lengüeta y oblea, y de soldadura a tope
API 610	Bombas centrífugas para la industria petrolera, petroquímica y del gas natural
API STD 616	Turbinas de gas para servicios de la industria petrolera, química y del gas
API STD 617	Compresores axiales y centrífugos y compresores expansores para servicios de la industria petrolera, química y del gas
API STD 618	Compresores alternativos para servicios de la industria petrolera, química y del gas
API STD 619	Compresores de desplazamiento positivo de tipo rotativo para servicios de la industria petrolera, química y del gas
API STD 623	Válvulas de globo de acero - Extremos bridados y soldados a tope, casquillos atornillados
API STD 660	Intercambiadores de calor de carcasa y tubos para el servicio general de refinerías
API STD 661	Intercambiadores de calor refrigerados por aire para el servicio general de refinerías
API STD 675	Bombas de desplazamiento positivo - Volumen controlado para servicios de la industria petrolera, química y del gas
API STD 682	Sistemas de sellado del eje para bombas centrífugas y rotativas
API STD 2000	Venteo de depósitos atmosféricos y de baja presión
API RP 554	Instrumentos y control de procesos
API RP 1111	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de oleoductos de hidrocarburos en alta mar
API RP 2510	Diseño y construcción de instalaciones de GLP
API RP 2218	Prácticas de protección contra incendios en plantas de procesamiento de petróleo y productos petroquímicos.

Sección del código	Descripción
API Pub 2030	Aplicación de sistemas de agua pulverizada para la protección contra incendios en la industria petrolera

Tabla V.15 Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME).

Sección del código	Descripción
ASME/ANSI B31.3	Tuberías de proceso (2018)
ASME/ANSI B31.4	Sistemas de conducción de hidrocarburos líquidos y otros líquidos
ASME/ANSI B31.5	Normas para tuberías de refrigeración
ASME/ANSI B31.8	Sistemas de transporte y distribución de gas
ASME BPVC	Sección VIII - Recipientes a presión
ASME Sec X	Recipientes a presión de plástico reforzado con fibra
ASME B1.20.1	Roscas para tubos, uso general (pulgadas)
ASME B16.5	Bridas para tubos y accesorios con bridas
ASME B16.9	Herrajes para soldar a tope hechos en fábrica
ASME B16.10	Dimensiones de las válvulas cara a cara y de extremo a extremo
ASME B16.11	Accesorios forjados, soldados por encastre y roscados
ASME B16.20	Juntas metálicas para bridas de tuberías
ASME B16.21	Juntas planas no metálicas para bridas de tuberías
ASME B16.34	Válvulas: con bridas, roscadas y con extremos para soldar
ASME B16.36	Bridas de orificio
ASME B16.47	Bridas de acero de gran diámetro
ASME B16.48	Tapas de tubería
ASME B36.10	Tubos de acero forjado soldados y sin costura
ASME B36.19	Piezas de acero inoxidable forjadas, soldadas y sin costuras
ASME SEC VIII	BPVC

Tabla V.16 Sociedad Americana de Soldadura (AWS).

Sección del código	Descripción
AWS D1.1/D1.1M	Código de soldadura estructural: Acero, edición 23, julio de 2015

Tabla V.17 Instituto Americano de Construcción de Acero (AISC).

Sección del código	Descripción
AISC 335-1989	Especificación para la construcción de acero estructural, diseño de esfuerzos admisibles y diseño plástico, junio de 1989
Guía de diseño de acero AISC 7	Edificio industrial - Techos con varillas de anclaje
Guía de diseño de acero AISC 11	Vibraciones de los sistemas estructurales de acero debido a la actividad humana

Tabla V.18 Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).

Sección del código	Descripción
IEEE C-37	Colección de normas IEEE, disyuntores, centros de distribución y control, subestaciones y fusibles
IEEE C-57	Colección de normas IEEE Transformadores de distribución, potencia y regulación
Norma IEEE 242	Práctica recomendada para la protección y coordinación de los sistemas de energía industrial & comercial
Norma IEEE 841	Norma para la industria petrolera y química - Motores de inducción de jaula de ardilla totalmente cerrados (TEFC) para servicio severo - hasta 370 kW (500 hp) inclusive
IEEE 1184	Guía de baterías para sistemas de alimentación ininterrumpida
IEEE 519	Prácticas y requisitos recomendados para el control de armónicos en los sistemas de energía eléctrica
IEEE 142	Práctica recomendada para la puesta a tierra de sistemas de energía industrial y comercial
Norma IEEE 1580	Práctica recomendada por el IEEE para cables marinos para su uso a bordo de buques e instalaciones fijas o flotantes
Norma IEEE 1584	Guía para realizar cálculos de riesgo de arco eléctrico

Tabla V.19 Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM).

Sección del código	Descripción
ASTM A36/A36M	Acero estructural al carbono
ASTM A53/A53M	Tubos de acero, negros y galvanizados en caliente, soldados y sin soldadura
ASTM A105/A105M	Piezas forjadas de acero al carbono para aplicaciones de tuberías
ASTM A106/A106M	Tubos de acero al carbono sin costura para servicios de temperatura alta
ASTM A182/A182M	Bridas de tuberías, accesorios forjados y válvulas y piezas de acero inoxidable forjadas o laminadas para servicios de temperatura alta
ASTM A193/A193M	Materiales de atornillado de acero aleado y acero inoxidable para servicios de temperatura alta o presión alta y otras aplicaciones especiales
ASTM A194-A194M	Tuercas de acero al carbono, de acero aleado y de acero inoxidable para pernos de presión alta, temperatura alta o ambas
ASTM A216/A216M	Acero fundido, al carbono, aptas para la soldadura por fusión, para servicios de temperatura alta
ASTM A234/A234M	Accesorios de tubería de acero al carbono forjado y acero ALLOY para servicio de temperatura moderada y alta
ASTM A312/A312M	Tubos de acero inoxidable austenítico sin costura, soldados y trabajado intensamente en frío
ASTM A320/A320M	Pernos de acero de aleación y acero inoxidable para servicios de baja temperatura
ASTM A333/A333M	Tubos de acero sin costura y soldados para servicios de baja temperatura
ASTM A350/A350M	Piezas forjadas de acero al carbono y de baja aleación, que requieren pruebas de resistencia a la entalladura para componentes de tuberías
ASTM A351/A351M	Piezas de fundición, austeníticas, para piezas a presión

Sección del código	Descripción
ASTM A352/A352M	Piezas fundidas de acero, ferríticas y martensíticas, para piezas a presión, aptas para el servicio a baja temperatura
ASTM A358/A358M	Tubos de acero inoxidable austenítico al cromo-níquel soldados por fusión eléctrica para servicios de alta temperatura y aplicaciones generales
ASTM A403/A403M	Accesorios de acero inoxidable austenítico forjado
ASTM A420/A420M	Accesorios para tuberías o forjados de acero al carbono y acero aleado para servicios de baja temperatura
ASTM A453/A453M	Pernos de alta temperatura, con coeficientes de dilatación comparables a los del acero inoxidable austenítico
ASTM A500/A500M	Tubos estructurales de acero al carbono, soldados y sin costura, conformados en frío, redondos y perfilados
ASTM A563	Tuercas de acero al carbono y aleado
ASTM A572/A572M	Acero estructural de alta resistencia y baja aleación de columbio y vanadio
ASTM A671/A671M	Tubos de acero soldados por fusión eléctrica para temperaturas atmosféricas y más bajas
ASTM A672/A672M	Tubos de acero soldados por fusión eléctrica para servicios de alta presión a temperaturas moderadas
ASTM A733	Niples para tubos de acero al carbono y acero inoxidable austenítico, soldados y sin costura
ASTM A992/A992M	Perfiles de acero estructural
ASTM B61	Fundiciones de bronce para vapor o válvulas
ASTM B148	Fundición en arena de aluminio y bronce
ASTM D635	Método de ensayo de la velocidad de combustión y/o extensión y tiempo de combustión de plásticos auto portantes en posición horizontal
ASTM D2444	Método de ensayo de la resistencia al impacto de tubos y accesorios termoplásticos mediante una tina (peso en caída)
ASTM E 84	Método de ensayo de las características de combustión superficial de los materiales de construcción
ASTM E 119	Método de pruebas de fuego y construcción de edificios y materiales
ASTM E140	Tablas de conversión de arneses para metales
ASTM E695	Método para medir la resistencia relativa de las construcciones de muros, pisos y techos para las cargas de impacto
ASTM F436/F436M	Arandelas de acero endurecido
ASTM F1166	Diseño de ingeniería humana para sistemas, equipos e instalaciones marinas
ASTM F2329/F2329M	Revestimiento de zinc, por inmersión en caliente, requisitos para su aplicación a pernos, tornillos, arandelas, tuercas y elementos de fijación roscados especiales de acero al carbono y aleado
ASTM F3059	Especificación estándar para rejillas de polímero reforzado con fibra (FRP) utilizadas en la construcción naval y en los astilleros
ASTM F3125/F3125M	Pernos estructurales de alta resistencia, acero y acero aleado, tratados térmicamente, resistencia mínima a la tracción de 120 ksi (830 MPa) y 150 ksi (1040 MPa), dimensiones en pulgadas y métricas
ASTM 3359	Medición de la adherencia mediante la prueba de la cinta

Sección del código	Descripción
ASTM F1554	Especificación estándar para pernos de anclaje, acero, de 36, 55 y 105 ksi de límite elástico
ASTM A563	Especificación estándar para tuercas de acero al carbono y aleado
ASTM F436	Especificación estándar para arandelas de acero endurecido en dimensiones en pulgadas y métricas

Tabla V.20 Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Sección del código	Descripción
IEC 60331	Ensayo de cables eléctricos en condiciones de incendio
IEC 61508	Seguridad funcional de los sistemas eléctricos/electrónicos/electrónicos programables, relacionados con la seguridad
IEC 61511	Seguridad funcional - Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de la industria de procesos
IEC 60332-3	Ensayo de cables eléctricos en condiciones de incendio - Parte 3: Pruebas en cables y alambres agrupados

Tabla V.21 Sociedad de Instrumentación, Sistemas y Automatización (ISA).

Sección del código	Descripción
ANSI/ISA-84.01	Aplicación de sistemas instrumentados de seguridad para las industrias de procesos

Tabla V.22 Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA).

Sección del código	Descripción
NEMA	Normas eléctricas
NEMA MG1	Motores y generadores
NEMA VE-2	Directrices para la instalación de bandejas de cables
NEMA ICS-2	Control industrial y controladores de sistema, contactores y relés de sobrecarga de 600 voltios
NEMA ICS-3	Control y Sistemas Industriales: Controladores de media tensión clasificados de 2001 a 7200 voltios de CA
NEMA ICS 18	Centros de control de motores

Tabla V.23 Normas TEMA.

Sección del código	Descripción
Normas TEMA	Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares

Tabla V.24 Norma de Underwriter's Laboratories (UL).

Sección del código	Descripción
UL1709 Apéndice A	Ensayos de fuego de incremento rápido para los materiales de protección del acero estructural
UL 845	Norma UL para centros de control de motores de seguridad
UL 1558	Norma UL para Centros de distribución y control de seguridad de baja tensión con envolvente metálica

Tabla V.25 Sociedad Americana de Ingenieros Civiles (ASCE).

Sección del código	Descripción
ASCE 7	Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras

Tabla V.26 Servicios Marinos (DNV).

Sección del código	Descripción
DNV-ST-N001	Operaciones marítimas y garantía marítima

Tabla V.27 Sociedad de Normalización de Fabricantes (MSS).

Sección del código	Descripción
MSS SP-25	Sistema de marcado estándar para válvulas, accesorios, bridas y uniones
MSS SP-80	Válvulas de compuerta, globo, ángulo y retención de bronce
MSS SP-95	Niples recalcados (d) y tapones machos
MSS SP-97	Accesorios de salida de ramal forjados y reforzados integralmente: Extremos soldados de casquillo, roscados y soldados a tope
MSS SP-134	Válvulas para servicio criogénico, incluidos los requisitos para las extensiones del cuerpo/bonete
MSS-SP-58	Colgadores y soportes de tuberías - Materiales, diseño y fabricación, selección, Aplicación e instalación

Tabla V.28 Otros códigos y normas.

Sección del código	Descripción
NEMA SM23	Turbinas de vapor para servicio de accionamiento mecánico
WRC 107	Tensiones locales en carcasas esféricas y cilíndricas debidas a cargas externas
WRC 297	Tensiones locales en carcasas cilíndricas debidas a cargas externas en las boquillas
CMR 537	Ecuaciones de precisión y diagramas mejorados para las tensiones locales en carcasas esféricas y cilíndricas debidas a cargas externas para la aplicación del Boletín 107 de la WRC
BS PD5500-2000	Especificación para recipientes a presión soldados por fusión no expuestos al fuego
Instituto de la Energía	Directrices para evitar los fallos por fatiga inducidos por las vibraciones en las tuberías de proceso
Norma NORSOK L-002	Trazado, diseño y análisis estructural de sistemas de tuberías (limitado al análisis de explosión)

Fuente: Documento No. N2FE-FLR-100-225-DBD-001, Rev.1, de fecha 10 de mayo de 2022. Códigos y normas de las instalaciones de GNL (De la Tabla V.10 a la V.28).

V.1.1.3 Bases de diseño del Proyecto

V.1.1.3.1 Capacidad del tren de GNL y disponibilidad de la planta

Como se ha mencionado anteriormente, el Proyecto consiste en la instalación de dos sistemas de licuefacción denominados, FLNG1 y FLNG2 con una capacidad operativa de 1.4 millones de toneladas métricas al año (MTPA) cada uno (basado en 365 días de funcionamiento al año); para una capacidad nominal total de 2.8 MTPA.

El gas de alimentación se suministra a través de un gasoducto submarino. Los datos del proceso relativos a las condiciones del gas de alimentación, los contaminantes del gas de alimentación, las especificaciones del producto de GNL, el gas de ebullición y el conductor y la clasificación de la turbina de gas se indican en las subsecciones siguientes.

V.1.1.3.2 Condiciones del gas de alimentación y especificaciones del producto

Las especificaciones del gas de alimentación que se presentan en las Tablas V.29 y V.30, son las típicas de las ubicaciones consideradas para el Proyecto: 1) costa de México, denominada caso USGC, y 2) costa de África Occidental, denominada caso de gas alternativo. El gas de alimentación no debe contener agua libre, ni sólidos, ni hidratos. La temperatura del gas deberá ser 5 °C superior a la temperatura de formación del hidrato. Para el diseño de la eliminación de gases ácidos, se asumió que la concentración de CO_2 era del 2 mol % como nivel máximo de contaminante.

Los contaminantes del gas de alimentación se enumeran en la Tabla V.31 y las condiciones del gas de entrada en la Tabla V.32.

Tabla V.29 Composiciones de gas de alimentación – USGC.

Componentes (mol%)	Pobre	Diseño	Rico
Nitrógeno	0.5000	0.4001	0.4001
Dióxido de carbono	1.4232	1.124	1.3263
Metano	97.4895	96.354	92.8232
Etano	0.4467	1.7651	3.5810
Propano	0.0509	0.1828	1.1388
i-Butano	0.0102	0.0406	0.2397
n-Butano	0.0102	0.0406	0.2193
i-Pentano	0.0163	0.0203	0.0975
n-Pentano	0.0102	0.0102	0.0612
Hexanos	0.0214	0.0325	0.0506
Heptanos	0.0061	0.0102	0.0271
Octanos	0.0041	0.0061	0.0120
Nonanos	0.0000	0.0000	0.0025
Decanos	0.0000	0.0020	0.0020
Benceno	0.0071	0.0075	0.0106
Tolueno	0.0031	0.0030	0.0051
Xileno	0.0010	0.0010	0.0030
TOTAL	100.0000	100.0000	100.0000
Especificación	**Pobre**	**Diseño**	**Rico**
GHV (Btu/Scf)(1)	994	1,013	1,054
Punto de rocío de los hidrocarburos (°C) @ 80 / 70 / 60 bar	-73 / -71 / -25	-68 / -24 / -15	-14 / -5 / 1

Nota: Condiciones estándar @ 15 °C a 1.01325 bar.
La composición en base seca, contiene hasta 7 libras de H2O/MMSCF.
Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

Tabla V.30 Composiciones de gas de alimentación - Gas alternativo.

Componentes (mol%)	Pobre	Diseño	Rico
Nitrógeno	0.1857	0.1514	0.0910
Dióxido de carbono	1.3971	0.9694	0.7186
Metano	88.8816	87.6007	85.1026
Etano	5.6980	6.7418	8.3714
Propano	2.3030	2.7249	3.3836
i-Butano	0.3252	0.3848	0.4778
n-Butano	0.6316	0.7473	0.9280

Componentes (mol%)	Pobre	Diseño	Rico
Neo-C5	0.0000	0.0000	0.0008
i-Pentano	0.1332	0.1576	0.1957
n-Pentano	0.2013	0.2382	0.2958
Hexanos	0.0915	0.1082	0.1680
Heptanos	0.0236	0.0326	0.0578
Octanos	0.0039	0.0114	0.0284
Nonanos	0.0000	0.0037	0.0092
Decanos	0.0000	0.0015	0.0055
MciclоPentano	0.0078	0.0077	0.0191
Ciclohexano	0.0071	0.0070	0.0173
MciclоHexano	0.0049	0.0058	0.0143
Benceno	0.0017	0.0017	0.0041
E-Benceno	0.0001	0.0002	0.0006
Tolueno	0.0019	0.0022	0.0055
o-Xileno	0.0001	0.0002	0.0005
m-Xileno	0.0001	0.0003	0.0008
p-Xileno	0.0001	0.0003	0.0008
Agua	0.1005	0.1011	0.1028
TOTAL	100.0000	100.0000	100.0000
Especificación	**Pobre**	**Diseño**	**Rico**
GHV (Btu/Scf)(1)	1,106	1,132	1,173
Punto de rocío de los hidrocarburos (°C) @ 80 / 70 / 60 bar	-12 / -6 / -2	1 / 7 / 10	19 / 24 / 27

(1) Condiciones estándar @ 15 °C a 1.01325 bar.
Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

Tabla V.31 Contaminantes del gas de alimentación.

Componente	Valor (máximo)
Sulfuro de hidrógeno, ppmv	6.0
Azufre total, ppmv	20
Mercurio, ng/Nm^3(1)	100,000
Dióxido de carbono, mol %	2.0
Nitrógeno, mol %	1.3
Oxígeno, ppmv	10

Condiciones normales @ 0°C a 1.01325 bar.

Tabla V.32 Condiciones de entrada de gas de alimentación.

Presión	Valor
Mínimo, bar	70
Normal, bar	83
Máximo, bar	91
Diseño del límite de la batería, bar	99

Temperatura	
Mínimo, °C	20 (USGC), 22 (Gas alternativo)
Media, °C	25
Máximo, °C	30

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

V.1.1.3.3 Especificaciones del producto

El Proyecto producirá como producto: GNL, el cual cumplirá con las especificaciones detalladas en la Tabla V.33:

Tabla V.33 Especificaciones del producto de GNL cargado.

Especificaciones del GNL	Criterios
Metano	≥ 85 moles%
Etano	≤ 10 moles%
Pentanos(1)	≤ 0.070 moles%(3)
Hexano	0.0 moles%
BTX	≤ 2.0 ppmv
Dióxido de carbono	≤ 50 ppmv
Oxígeno	---
Nitrógeno(2)	≤ 1 mol%
Sulfuro de hidrógeno(1)	≤ 4 ppmv
Azufre total, incluido el sulfuro de hidrógeno	≤ 20 ppmv
Agua	≤ 0.1 ppmv
Mercurio	≤10 ng/Nm^3
Valor calorífico bruto, MJ/Nm^3	Máx.: 39.8 Mín.: 37.7
Índice de Wobbe, MJ/Nm^3	Máx.: 51.7 Mín.: 50.5

Nota:
1. La especificación se basa en el GNL degradado antes de la FSU Flash.2. La especificación se basa en el GNL después de la FSU Flash.
3. Para el gas rico, el límite máximo de pentano de 0.25 mol% de contenido de C5+ garantiza que no se produzca congelación en la cámara criogénica de licuefacción y asegura una especificación general de gas de venta con un valor calorífico mínimo de 35.4 - 37.3 MJ/Nm^3 (950 - 1000 Btu/Scf), tal y como se define en GPSA 2004.

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

V.1.1.3.4 Condiciones del sitio

Las condiciones del sitio que fueron consideradas para la etapa de diseño, se presentan a continuación:

Temperatura del aire ambiente:

25°C	Temperatura media del ambiente. Añada 2 °C a este valor para la recirculación de aire caliente para el diseño del enfriador de aire. Añada 1 °C a este valor para la recirculación de aire caliente para el rendimiento de la turbina de gas.
33°C	Temperatura ambiente alta. Añada 2 °C a este valor para la recirculación de aire caliente para el diseño del enfriador de aire. Añada 1 °C a este valor para la recirculación de aire caliente para el rendimiento de la turbina de gas.
11°C (USGC) 17°C (Gas alternativo)	Baja Temperatura ambiente. Añada 2 °C a este valor para la recirculación de aire caliente para el diseño del enfriador de aire. Añada 1 °C a este valor para la recirculación de aire caliente para el rendimiento de la turbina de gas.

Humedad relativa:

Humedad relativa media en el mes más cálido	84 % (USGC) 94 % (Gas alternativo)
Humedad relativa media en el mes más frío	69 % (Gas alternativo) 75 % (USGC)
Condiciones de diseño - Máximo	100 %

Precipitaciones: 76.2 mm/h durante 15 minutos Precipitación máxima prevista

V.1.1.4 Bases de diseño de las unidades

En esta sección se describen las bases de diseño de todas las unidades individuales de Tratamiento de gas, Licuefacción y Equilibrio de la planta; lo cual, es aplicable tanto para el sistema de licuefacción FLNG1 como para el sistema de licuefacción FLNG2.

V.1.1.4.1 Unidad 110: Instalaciones de entrada

La instalación de licuefacción de GNL incluye un recipiente de eliminación de gas de entrada para eliminar cualquier líquido potencial, la medición de gas, el control de la presión y el calentamiento de entrada para acondicionar el gas de entrada.

Las instalaciones de entrada consisten en válvulas HIPPS, un tambor de expulsión de gas de entrada, un medidor, un calentador de gas de alimentación de entrada y una estación de válvulas de control de presión. El gas descargado desde las instalaciones de entrada se procesa en la unidad de eliminación de gas ácido. Este gas también se utiliza como gas combustible de reposición durante la puesta en marcha inicial de la planta cuando no se dispone de BOG. Los líquidos procedentes del tambor de expulsión se vaporizan y se dirigen al gas combustible o se procesan en un tambor de desgasificación y se dirigen al tratamiento del agua.

El gas de alimentación entrante tiene una presión de funcionamiento mínima de 70 bar y una presión de funcionamiento máxima de 91 bar, con una presión de funcionamiento normal de 83 bar. Para la Costa del Golfo de Estados Unidos, la temperatura de alimentación oscila entre un mínimo de 20 °C y un máximo de 30 °C, con una temperatura media de 25 °C. La composición del gas alternativo tiene la misma media y el mismo máximo, pero la temperatura mínima es de 22 °C.

V.1.1.4.2 Unidad 120: Tratamiento de gases

La instalación de GNL dispone de una unidad de tratamiento de gas. La unidad de tratamiento de gases se compone de:

- Sistema de eliminación de mercurio
- Sistema de eliminación de gases ácidos
- Sistema de deshidratación

V.1.1.4.2.1 Sistema de eliminación de mercurio

El propósito de la unidad es eliminar el mercurio del gas de alimentación para proteger el equipo de aluminio del área de licuefacción.

El sistema de eliminación de mercurio se basa en un sistema adsorbente sólido; y las especificaciones se presentan en la Tabla V.34.

Tabla V.34 Especificaciones del sistema de eliminación de mercurio.

Especificación	Valor
Especificación de mercurio del gas tratado	menos de 10 ng/Nm^3
Número de camas de eliminación de mercurio	1 x 100%
Caída de presión del lecho de eliminación de mercurio	0.69 bar (máximo)
Vida útil del adsorbente	preferiblemente 5 años
Tipo de adsorbente / Proveedor	GB-562 S / UOP LLC
Especificación de eliminación de partículas en el posfiltro	a 1 µm

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

V.1.1.4.2.2 Sistema de eliminación de gases ácidos

El objetivo de la unidad es eliminar los gases ácidos (dióxido de carbono y componentes de azufre) del gas de alimentación para cumplir con la especificación del GNL y evitar la obstrucción del equipo criogénico posterior.

Se ha seleccionado un sistema de absorción de aminas líquidas con MDEA activado para la unidad de eliminación de gases ácidos.

La AGRU debe estar diseñada para las especificaciones de la tabla siguiente:

Tabla V.35 Especificaciones del gas de alimentación AGRU.

Especificación	Valor
Especificación del gas de alimentación CO_2	hasta 2.0 mol%
Especificación del H_2S del gas de alimentación	6 ppmv máximo
Especificación de azufre total del gas de alimentación	20 ppmv máximo

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

V.1.1.4.2.3 Sistema de deshidratación

El propósito de la unidad es eliminar el agua del gas de alimentación para evitar la congelación en el equipo criogénico posterior. El gas de alimentación seco de esta unidad también suministra gas de descongelación según sea necesario. Un sistema de adsorbente de tamiz molecular sólido regenerable es la base del sistema de deshidratación, como se indica en la siguiente tabla.

Tabla V.36 Especificaciones de la unidad de deshidratación.

Especificación	Valor
Especificación del agua de gas tratada	menos de 0.1 ppmv
Número de lechos de deshidratación	3 (2 x Adsorción, 1 x Regeneración)
Vida útil del adsorbente	5 años como mínimo (1,000 ciclos de regeneración)
Presión de colapso del adsorbente (aplastamiento)	Flujo total de gas de alimentación a un lecho (mín. 3.4 bar)
Tipo de adsorbente / Proveedor	UI-94 1/8" y granulados de 1/16" / UOP LLC
Especificación de eliminación de partículas del filtro de Gas tratado	a 1 µm
Gas de regeneración	a 1 µm
Agua de regeneración	a 1 µm
Temperatura del gas de regeneración	288°C
Tiempo de espera	min. 2 horas
Número de compresores de regeneración	1 x 100 %
Caudal de regeneración:	Caudal validado por el proveedor + 20 % de margen

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

V.1.1.4.3 Unidad 130: Licuefacción

El objetivo de la unidad es enfriar, licuar y sub-enfriar el gas de alimentación tratado para producir el GNL necesario.

El proceso de licuefacción seleccionado para el Proyecto se basa en la tecnología de proceso de refrigerante mixto único (IPSMR) patentada por Chart.

La eliminación de hidrocarburos pesados comprende una cámara criogénica dentro de la parte frontal del proceso de licuefacción. El objetivo de la unidad es eliminar el benceno, otros aromáticos y los componentes de hidrocarburos pesados (C5+) del gas de alimentación para lograr la calidad requerida del producto de GNL y evitar la congelación en el equipo criogénico posterior. La válvula JT y el intercambiador de eliminación de hidrocarburos Heavies enfrían la corriente de gas natural. Una columna de lavado situada dentro de la cámara criogénica separa los hidrocarburos pesados del gas tratado. El gas tratado se comprime mediante el compresor de refuerzo de gas de alimentación y se enfría con aire antes de entrar en la cámara criogénica de licuefacción.

El intercambiador de licuefacción situado dentro de la cámara criogénica de licuefacción es el corazón de la unidad de licuefacción. El intercambiador de licuefacción consta de intercambiadores de calor de aluminio soldado (BAHX) con núcleos para el gas natural y núcleos para el refrigerante del compresor de RM, que proporciona la mayor parte del enfriamiento, licuefacción y subenfriamiento del producto GNL. El compresor de RM es accionado por una turbina de gas LM6000PF+.

Tabla V.37 Unidad de licuefacción.

Descripción	Valor
Número de cámaras frigoríficas de eliminación de hidrocarburos pesados	1x100 %
Presión de diseño del intercambiador de eliminación de hidrocarburos pesados	75.5 bar
Número de cámaras frigoríficas de licuefacción	1x100 %
Presión de diseño del intercambiador de licuefacción	91 barg
Número de compresores de RM	1 x 100 %

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

Para calcular la potencia de la turbina de gas del compresor de RM en unas condiciones de funcionamiento determinadas, se han aplicado los siguientes márgenes y correcciones (*derating*) que se indican en la siguiente tabla.

Tabla V.38 Controlador de turbina de gas LM6000PF+.

Descripción	Unidades	Diseño
Temperatura de entrada de aire de la turbina de gas	°C	Ambiente + 1 °C
Pérdidas en la entrada	mbar	10
Pérdidas en la salida	mbar	25
Ensuciamiento del compresor de aire	%	0.0 %
Degradación del GT	%	0.0 %
Margen de potencia API	%	4.0 %
Clasificación ISO GT	MW	53.8

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

Los líquidos de la columna de lavado se bombean a la presión del gas combustible de alta presión y luego se vaporizan y sobrecalientan a través de un intercambiador de calor de aceite caliente y se dirigen al tambor de mezcla de gas combustible de alta presión para utilizarlo como gas combustible de alta presión. El gas sobrecalentado se utiliza para precalentar la corriente de líquido antes del vaporizador.

Se suministra un recipiente de destello final que funciona a una presión de 1.08 bara. Los vapores aéreos se dirigen a la aspiración de los compresores BOG. El producto líquido del GNL se bombea a la FSU.

El gas de descongelación se suministra a la unidad de licuefacción haciendo pasar el gas natural tratado por un calentador de gas de descongelación.

V.1.1.4.4 Unidad 141: Generación de energía

Cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2 contará con una central de generación; que estarán ubicadas en cada una de las plataformas de servicios, respectivamente.

V.1.1.4.4.1 Sistema de licuefacción FLNG1

Tendrá una central de generación que estará formada por tres turbogeneradores a gas natural SGT-400 con una capacidad máxima de 13.106 MW cada uno y 16 motogeneradores a diésel (generadores de emergencia) con capacidad 11 de ellos de 1.383 MW cada uno y los otros 5 con capacidad de 1.75 MW cada uno. La capacidad total de la central de generación en el FLNG1 será de 63.281 MW. El Proyecto operará principalmente con los turbogeneradores a gas natural para proveer energía eléctrica a todos los

componentes de las tres plataformas del sistema FLNG1. Debido a que la operación del Proyecto es de forma continua, es necesario la instalación de motogeneradores a diésel que únicamente se utilicen como equipos de respaldo ante una falla en los equipos principales de generación o cuando estos se encuentren en mantenimiento. La capacidad total de la central de generación para el sistema de licuefacción FLNG1, será de 63.281 MW, con una producción estimada anual de energía eléctrica neta de 213.46 GWh y bruta de 217.82 GWh.

V.1.1.4.4.2 Sistema de licuefacción FLNG2

Tendrá una central de generación que estará formada por tres turbogeneradores a gas natural SGT-400 con una capacidad máxima de 13.106 MW cada uno y 5 motogeneradores a diésel (generadores de emergencia) con capacidad de 1.73 MW cada uno. La capacidad total de la central de generación en el FLNG2 será de 47.968 MW. Al igual que el sistema de licuefacción FLNG1, el Proyecto operará principalmente con los turbogeneradores a gas natural, para proveer energía eléctrica a todos los componentes de las tres plataformas del sistema de licuefacción FLNG2 y como se mencionó anteriormente, debido a que la operación del Proyecto es de forma continua, es necesario la instalación de los motogeneradores a diésel que únicamente se utilizarán como respaldo ante una falla en los equipos principales de generación o cuando estos se encuentren en mantenimiento. Así pues, la capacidad total de la Central de generación en el sistema de licuefacción FLNG2 será de 47.968 MW, con una producción estimada anual de energía eléctrica neta de 212.8 GWh y bruta de 217.23 GWh. Cabe mencionar que en la plataforma P4 del sistema de licuefacción FLNG2 no habrá instalados equipos de generación.

V.1.1.4.4.3 Turbogeneradores a gas natural SGT-400

Los turbogeneradores a gas natural se componen de los siguientes elementos:

- Motor de turbina de gas
- Generador de CA, 13.8 kV, 60 Hz, trifásico, tetrapolar, factor de potencia 0.8, tipo sin escobillas de polos saliente
- Caja de engranajes
- Acoplamientos y protectores
- Bastidor base
- Sistema de admisión de aire de combustión
- Sistema de escape de la combustión a WHRU (cale facción de aceite de calor residual)
- Unidad de recuperación de calor residual
- Recinto de la turbina de gas
- Ventilación del recinto de la turbina de gas
- Sistema de detección de incendios y gases
    - 1xSistema de extinción de incendios 100% CO_2
- Sistema de gas combustible
- Sistema de lavado y limpieza
- Sistema de aceite lubricante
- Sistema de arranque
- Sistema eléctrico
- Sistema de control
    - Aplicaciones de turbomaquinaria de Siemens -Sistema de monitoreo remoto
    - Panel de control de la unidad (UCP)

A continuación en la Tabla V.39, se presentan las características técnicas de los turbogeneradores a gas natural que serán instalados en el Proyecto.

Tabla V.39 Características técnicas de los turbogeneradores a gas natural.

Características	Descripción	
Modelo		SPI
Norma		NEMA MG-1

Características	Descripción	
Tamaño del bastidor		1000
Potencia nominal	kVA	16,255
Velocidad nominal	rpm	1800
Tensión	kV	13.8
Frecuencia	Hz	60
Factor de potencia		0.8
Aumento de la temperatura del estator/rotor	Clase	B/B
Clase de aislamiento del estator/rotor	Clase	F/F
Temperatura ambiente	°C	15
Altitud	masl	1000
Sistema de excitación		PMG sin escobillas
Máquina impulsora		Turbina de gas
Construcción del rotor		Polos cilíndricos
Montaje		B3-IM1001
Grado de protección		IP 54
Pintura		212P
Clasificación		Clase 1 División 2
Nivel de ruido	dB(A)	85
Sistema de enfriamiento		IC616-Intercambiador de calor aire-aire-ventilación forzada
Tipo de rodamiento		Cojinete de manguito
Lubricación de rodamientos		Circulación externa de aceite-temperatura máxima de suministro de aceite de 50°C
Acoplamiento del generador a la máquina impulsada		Acoplamiento flexible al eje de la caja de engranajes
Ficha técnica		27427-2021
Dibujo acotado		418197705

Fuente: Información proporcionada por México FLNG.

V.1.1.4.4.4 Motogeneradores a diésel

El Proyecto operará principalmente con los turbogeneradores a gas donde dará energía eléctrica a las tres plataformas antes mencionadas, debido a que la operación del Sistema debe realizarse de manera continua, es necesario la instalación de motogeneradores que únicamente se utilicen como equipos de respaldo ante una falla en los equipos principales de generación o cuando estos se encuentren en mantenimiento.

Los equipos de generación estarán instalados en cada una de las tres plataformas de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2 excepto en la plataforma P4, de acuerdo con lo siguiente:

Tabla V.40 Motogeneradores FLNG1.

No.	Tecnología	Modelo	Cap. Max (MW)
P1-G1	Motogenerador diésel 1	CAT3516C (HD)	1.383
P1-G2	Motogenerador diésel 2	CAT3516C (HD)	1.383
P1-G3	Motogenerador diésel 3	CAT3516C (HD)	1.383
P1-G4	Motogenerador diésel 4	CAT3516C (HD)	1.383
P1-G5	Motogenerador diésel 5	CAT3516C (HD)	1.383
P1-G6	Motogenerador diésel 6	CAT3516C (HD)	1.383
P2-G1	Motogenerador diésel 1	CAT3516C (HD)	1.383
P2-G2	Motogenerador diésel 2	CAT3516C (HD)	1.383
P2-G3	Motogenerador diésel 3	CAT3516C (HD)	1.383
P2-G4	Motogenerador diésel 4	CAT3516C (HD)	1.383

No.	Tecnología	Modelo	Cap. Max (MW)
P2-G5	Motogenerador diésel 5	CAT3516C (HD)	1.383
P3-G1	Motogenerador diésel 1	CAT3516	1.75
P3-G2	Motogenerador diésel 2	CAT3516	1.75
P3-G3	Motogenerador diésel 3	CAT3516	1.75
P3-G4	Motogenerador diésel 4	CAT3516	1.75
P3-G5	Motogenerador diésel 5	CAT3516	1.75

Fuente: Información proporcionada por el México FLNG.

Tabla V.41 Motogeneradores FLNG2.

No.	**Tecnología**	**Modelo**	**Cap. Max (MW)**
142-G-001A	Motogenerador diésel 1	CAT3512C	1.73
142-G-001B	Motogenerador diésel 2	CAT3512C	1.73
142-G-003A	Motogenerador diésel 1	CAT3512C	1.73
142-G-003B	Motogenerador diésel 2	CAT3512C	1.73
142-G-003C	Motogenerador diésel 3	CAT3512C	1.73

Fuente: Información proporcionada por el México FLNG.

Dado que la Central y los centros de carga estarán totalmente aislados del Sistema Eléctrico Nacional, el esquema de negocio de la Central no se enmarca en ninguno de los esquemas de negocio indicados en el Anexo1 del Acuerdo A/049/2017. El total de la energía generada por ambas centrales eléctricas será usado para consumo propio en los procesos del Proyecto, por lo tanto, el esquema regulatorio en el que operarán ambas centrales eléctricas será abasto aislado no interconectado a la red eléctrica, por lo que la totalidad de la generación de energía eléctrica será destinada para la satisfacción de las necesidades propias del Proyecto, es decir, ambas centrales eléctricas y el centro de carga serán propiedad de la misma razón social.

V.1.1.4.5 Unidad 143: Sistema de gas combustible

El sistema de gas combustible suministra gas combustible de alta y baja presión a los siguientes equipos principales que se enumeran a continuación:

- Gas combustible Baja Presión para Sistemas de quemador (como gas de piloto, de encendido y de purga)
- Turbina de gas con compresor de refrigerante mixto de Alta Presión
- Gas combustible de Alta Presión a las turbinas de gas de generación de energía
- Tambor de reflujo de Alta Presión de Gas Combustible a amina (como gas motriz)

Las cuatro fuentes de gas combustible, son:

- Fondos de columna de lavado vaporizados de la cámara criogénica de eliminación de hidrocarburos pesados
- Caída de líquido de hidrocarburos en las instalaciones de entrada
- BOG desde los compresores BOG
- El gas combustible de reposición se toma del gas de alimentación después de la deshidratación (antes de la puesta en marcha de la unidad de tratamiento de gas, el gas combustible se toma directamente antes de la deshidratación)

El sistema de gas combustible consta de un calentador eléctrico de gas combustible, un tambor de mezcla de gas combustible y estaciones de control de presión. Además, el posenfriador del compresor de BOG tiene una derivación para aumentar la temperatura del BOG comprimido a fin de mantener la

cantidad necesaria de recalentamiento para el compresor de RM y las turbinas de gas de generación de energía.

El calentador eléctrico de gas combustible está diseñado para sobrecalentar el gas que sale del cabezal de gas natural de alta presión y proporciona continuamente calor al sistema de gas combustible para asegurar el sobrecalentamiento del mismo.

El tambor de mezcla de gas combustible está diseñado para limitar la tasa de cambio del índice de Wobbe del gas combustible durante la transición de las fuentes de gas combustible. Esto garantiza un funcionamiento estable de las turbinas de gas, que son sensibles a los cambios en el VHL.

Cada equipo tiene un cabezal de gas combustible de Baja Presión LP independiente. El cabezal de gas combustible Baja Presión LP de las plataformas (P3 y P5), se suministra directamente desde la etapa intermedia del compresor BOG con una fuente de reserva que se descarga en la tubería de gas combustible de reposición al sistema de gas combustible Alta Presión HP. La fuente de gas combustible de Baja Presión LP de las plataformas de tratamiento de gas P1 y P4 es una bajada similar en la tubería de gas combustible de reposición al sistema de gas combustible Alta Presión HP. El gas combustible Baja Presión LP se utiliza como gas de purga del cabezal del quemador, piloto del quemador y gas de encendido.

V.1.1.4.5.1 Presiones de gas combustible en los usuarios principales:

Turbina del compresor de RM:

- Presión mínima de funcionamiento 47.8 bar
- Presión de funcionamiento normal 49.3 bar
- Presión máxima de funcionamiento 52.0 bar

Turbinas de gas de generación de energía:

- Presión mínima de funcionamiento 21.8 bar
- Presión de funcionamiento normal 27.0 bar
- Presión máxima de funcionamiento 29.0 bar

Eyector de bidón de reflujo de aminas

- Presión máxima de funcionamiento 29.0 bar

V.1.1.4.6 Unidad 144: Aire de instrumentación

El objetivo de la unidad de aire de instrumentación es producir el aire de instrumentación necesario para el tren de GNL y todas las demás unidades de sistemas externos y de servicio para las unidades de la parte superior. El aire para instrumentación se utiliza para los instrumentos, la purga, las herramientas neumáticas y otras necesidades de servicio.

Requisitos del compresor de aire:

- Número de compresores de aire 3 x 50 %,
- Caudal por compresor 2,659 Nm^3/hora
- Compresor de aire tipo de tornillo sin aceite
- Motores de compresores de aire Motor eléctrico
- Alimentación de reserva del compresor de aire Conectar a Generación principal

Requisitos del secador de aire:

- Número de secadores de aire 2 x 100 %,
- Caudal por secador 4,850 Nm^3/h
- Secador de aire Tipo Regenerativo con calefacción externa

- Secador de aire de instrumentación de reserva de energía — Conectar a Generación principal

Requisitos del receptor de aire de instrumentación principal:

- Capacidad: 15 minutos de consumo máximo (a partir de 8.50 bar y hasta 5.00 bar)

Condiciones de suministro de aire de los instrumentos en los usuarios:

- Punto de rocío del agua (ISO 8573-1 Clase 2.2.2) — - 66 °C @ Presión de suministro de aire
- Presión mínima de funcionamiento — 5.0 bar
- Presión de funcionamiento normal — 8.50 bar
- Presión máxima de funcionamiento — 8.9/10.0 bar
- Presión de diseño — 13 bar
- Temperatura de diseño — 70 °C

V.1.1.4.7 Unidad 145: Sistema de nitrógeno (PSA)

Una unidad PSA suministra nitrógeno a la instalación situada en las plataformas P3 y P6. El objetivo de la unidad es proporcionar el nitrógeno gaseoso de alta pureza que necesita el refrigerante para la licuefacción y todas las demás unidades, incluidas las de servicios y las externas. El nitrógeno de alta pureza se utiliza para la purga de funcionamiento normal de la planta, la cobertura de los equipos y la reposición de refrigerantes. El aire de los instrumentos se suministra a un mínimo de 10 bar, en la entrada del paquete PSA.

Requisitos de generación de nitrógeno:

- Adoradores de oscilación de presión — 2 x 100 %
- Capacidad — 780 m^3/h generados
- Concentración de N_2 — 99.9 % (calidad del refrigerante)
- Punto de rocío — - 66 °C a la presión de funcionamiento
- Contenido de aceite — Sin aceite
- Partículas sólidas — < 0.01 micras

Requisitos del receptor de nitrógeno:

- Capacidad: 10 minutos de consumo máximo (a partir de 9.5 bar y hasta 8.0 bar)

Presiones de suministro en los usuarios:

- Presión mínima de funcionamiento — 6.50 bar
- Presión de funcionamiento normal — 6.90 bar
- Presión máxima de funcionamiento — 7.30 bar

V.1.1.4.8 Unidad 146: Compresión BOG

Se proporciona una unidad de compresión BOG para la instalación. El propósito de la unidad es comprimir el gas de ebullición (BOG) generado en el recipiente de evaporación rápida y en la FSU, así como, en las operaciones de carga del LNGC. El gas BOG se utiliza principalmente como gas combustible de alta presión para los impulsores de la turbina de gas y cualquier exceso se recicla de nuevo al compresor de refuerzo de gas de alimentación aguas abajo de la cámara criogénica de eliminación de hidrocarburos pesados.

- Número de compresores BOG — Uno (1)

- Presión mínima del gas combustible 48.7 bar

Supuestos de la tasa BOG:

- Capacidad de la FSU 137,000 m^3- 160,000 m^3
- Capacidad de GNL 137,000 m^3- 160,000 m^3
- Presión de funcionamiento de evaporación rápida 1.083 bar (70 mbarg)
- Presión operativa de la FSU 1.106 bar (93 mbarg)
- LNGC a la presión de la brida del barco 1.133 bar (120 mbarg)
- Tasa de ebullición de la FSU 0.20 vol%/día (137.000m^3)
  - 0.15 vol%/día (160,000 m^3)
- Tasa de ebullición del GNL 0.20 vol%/día (137.000 m^3)
  0.15 vol%/día (160,000 m^3)
- Fuga de calor 30 W/m^2
- Velocidad de carga 7,500 m^3/h

V.1.1.4.9 Unidad 147: Sistemas de agua

Las instalaciones del Proyecto disponen de sistemas de agua cruda, agua potable y agua desmineralizada para satisfacer las diferentes necesidades:

V.1.1.4.9.1 Sistema de agua cruda

En cada plataforma se suministran bombas de agua de mar cruda (por parte de terceros) para abastecer la demanda de agua contra incendios, la unidad de producción de agua potable y para otras operaciones de la plataforma. El sistema de tuberías de agua cruda es existente y está parcialmente modificado (por otros) para satisfacer las necesidades de diseño del Proyecto. Se proporcionan mangueras de conexión entre plataformas para transferir el agua cruda entre ellas; se usan líneas de 18" conectadas a mangueras de 16" para conectar la plataforma de servicios públicos y la plataforma de tratamiento de gas, y la plataforma de tratamiento de gas con la plataforma de licuefacción. Esto es para garantizar la disponibilidad de agua cruda en todas las plataformas para alimentar las bombas de agua contra incendios.

V.1.1.4.9.2 Sistema de agua potable

En las plataformas P1 y P4 será instalado un sistema de producción de agua potable que trata el agua de mar suministrada por las bombas de agua cruda y produce agua potable de calidad a una velocidad de 10 m^3/h. El agua potable se almacena en tanques de salida en cada una de las plataformas, y luego se transfiere mediante las bombas existentes a los tanques de agua potable de las plataformas adyacentes. En cada plataforma, se proporcionan bombas de presión (por otros) para suministrar agua potable a los usuarios, como alojamientos, lavaojos y duchas de seguridad, a una presión mínima de 3.5 bar. También se suministra agua potable al nuevo paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada.

Paquete de fabricación de agua potable:

Capacidad de la unidad:

- Alimentación de agua cruda 29.0 m^3/h
- Salida de agua potable 10.0 m^3/h

Requisitos de la bomba de alimentación:

- Número y servicio 3 x 50 %

Caudal 14.5 m^3/h cada uno:

- Filtros de medios 2 x 100 %
- Unidades de ósmosis inversa 3 etapas x 3 elementos cada una

V.1.1.4.9.3 Sistema de agua desmineralizada

Se proporciona un nuevo paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada. El paquete tomará agua potable y la tratará hasta alcanzar la calidad del agua de desminado a una velocidad de salida de 4.0 m^3/h. El agua de desminado se envía a un tanque de almacenamiento y luego se bombea a una cabecera común para abastecer a todos los usuarios de las plataformas P1 y P4. La capacidad de la unidad y del tanque permitirá cubrir la necesidad de agua de desminado de inicio de 56 m^3 para la preparación de la solución de amina durante un período de 24 horas. Se ha previsto el llenado de tanques en contenedores para transportarlos a las otras dos plataformas para el lavado de las turbinas según sea necesario.

Paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada:

Capacidad de la unidad
- Alimentación de agua potable 5.,6 m^3/h
- Salida de agua desmineralizada 4.0 m^3/h

Requisitos de la bomba de agua desmineralizada
- Número y servicio 2 x 100 %
- Capacidad nominal 1.25 m^3/h cada uno
- Capacidad de trabajo del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada 23 m^3/h

V.1.1.4.10 Unidad 151: Sistema de aceite caliente

La instalación cuenta con un sistema de aceite caliente. La finalidad de la unidad es hacer circular aceite caliente como medio de calefacción para los intercambiadores de calor dentro de las unidades de licuefacción y tratamiento de gas. El aceite caliente (Therminol 72) se calienta a través de las unidades de recuperación de calor residual (WHRU) que recuperan el calor residual de los gases de escape de las turbinas de gas de generación de energía.

Unidades de recuperación de calor residual (WHRU):

- Número y servicio Tres
- Caudal 53,100 - 88,677 kg/h cada uno
- Servicio 6,252 - 8,724 kW cada uno

Obsérvese que los valores más bajos de caudal y servicio están asociados a tres generadores de turbina de gas en funcionamiento, para una demanda eléctrica media total de la instalación de 25 MW (8.3 MW cada uno). Los valores más altos de caudal y servicio están asociados al funcionamiento de dos turbinas de 10.5 MW cada una.

- Suministro de aceite caliente de alta temperatura 315 - 350 °C
- Suministro de aceite caliente de baja temperatura 177 °C
- Temperatura de retorno del aceite caliente 150 °C
- Tipo de aceite caliente Therminol 72

Usuarios de aceite caliente a alta temperatura:

- Calentador de gas de regeneración por deshidratación
- Vaporizador de fondos de columna para fregar
- Vaporizador de líquidos de entrada

Usuarios de aceite caliente de baja temperatura:

- Reenvío de aminas para el tratamiento de gases
- Calentador de gas de descongelación
- Calentador de gas de entrada
- Calentador de alimentación

Se proporciona un bidón de expansión de aceite caliente para el volumen de expansión entre el llenado en frío y la temperatura máxima de funcionamiento normal que da tiempo para la corrección debido a pérdidas, fugas, mal funcionamiento, expansión y contracción.

Las bombas de aceite caliente hacen circular el aceite caliente a través del circuito cerrado y están conectadas a Essential Power. El enfriador de aire de recorte de aceite caliente se proporciona para enfriar el aceite caliente hasta 150 °C.

Requisitos de las bombas de aceite caliente:

Número y servicio	2 x 100 %
Capacidad nominal	1.145 m^3/h
Tambor de expansión de aceite caliente	Capacidad de trabajo de 68 m^3
Capacidad de enfriador de recortes de aceite caliente	15,900 kW

V.1.1.4.11 Unidad 152: Almacenamiento y carga de refrigerantes

La instalación cuenta con una unidad de almacenamiento de refrigerantes. El propósito de esta unidad es recibir y almacenar refrigerante para el suministro de reposición a la unidad de licuefacción según sea necesario. Los refrigerantes se almacenan en isotanques reemplazables y apilables que pueden retirarse cuando se vacían y sustituirse por un tanque lleno. Las cantidades de cada refrigerante se resumen en la Tabla V.42.

Tabla V.42 Resumen del almacenamiento de refrigerantes.

Refrigerante	Recipiente/ fuente de maquillaje	Tasa de reposición[2] (kg/h)	Almacenamiento instalado [1] (kg)	Carga inicial requerida (kg)	Almacenamiento instalado como % de la carga inicial [1]
Etano	2 x 20' isotanque criogénico	3.68	13,383	26,250	51%
Propano	2 x 20' isotanque	2.78	16,277	19,750	82%
i-Pentano	2 x 20' isotanque	4.55	16,277	54,750	30%

[1] El almacenamiento instalado está limitado por la capacidad de elevación de la grúa (15 toneladas).
[2] La reposición de refrigerante no es continua, los índices mostrados son promedios

Fuente: Documento No. N1FE-FLR-100-225-DBD-002, Rev.1, de fecha 31 de enero de 2022. Bases de diseño del Proyecto.

El etano se almacena en dos tanques criogénicos presurizados de 20 pies de isotanques suministrados por México FLNG. Para garantizar un flujo suficiente de reposición de etano, se proporciona un vaporizador de aire ambiente. El refrigerante de reposición se suministra de forma intermitente al bucle de RM a través de válvulas manuales controladas por el operador.

El propano y el i-pentano se almacenan en isotanques estándar de 20 pies (dos por servicio). El refrigerante de reposición se suministra de forma intermitente al bucle de RM a través de una válvula manual controlada por el operador.

Para evitar cualquier posible contaminación por agua o mercurio, se utiliza un lecho de secado de sacrificio para los refrigerantes propano e i-pentano. El etano suministrado será de grado refrigerante y no requerirá tratamiento adicional.

El suministro de metano se realiza a través de una válvula manual controlada por el operario en la tubería de gas natural seco y tratado, por lo que no es necesario el almacenamiento de metano. La reposición de nitrógeno se suministra a través de una válvula manual controlada por el operador en el cabezal de suministro de nitrógeno, por lo que no es necesario el almacenamiento de nitrógeno.

V.1.1.4.12 Unidad 153: Sistema de seguridad y protección contra incendios

La unidad de agua contra incendios está prevista para toda la instalación. El objetivo de esta unidad es proporcionar agua y espuma contra incendios para extinguir un incendio, reducir las emisiones de vapor o controlarlas, y enfriar el equipo durante un incidente de incendio.

El agua de mar del sistema de agua cruda se alimenta al sistema de agua contra incendios a través de las bombas sumergibles de agua cruda y un colector de agua cruda de interconexión a través de las plataformas. Cada plataforma está dotada de bombas de agua contra incendios específicas que aspiran del colector de agua cruda existente para suministrar agua contra incendios a la parte superior de la plataforma a través de una red de agua contra incendios específica para cada plataforma.

Cada red individual de agua contra incendios está diseñada con una configuración en bucle, de modo que se dispone de un mínimo de dos vías de flujo desde la descarga de la bomba de agua contra incendios hasta cualquier usuario, lo que permite el aislamiento de secciones individuales para su mantenimiento o reparación, al tiempo que se mantiene la protección contra incendios para el mayor número de usuarios. Se han previsto válvulas de aislamiento manual a lo largo del anillo principal de agua contra incendios para limitar el número de usuarios entre las válvulas a no más de cuatro. Además de las bombas de agua contra incendios, cada plataforma dispondrá de una bomba de agua especial, conectada al depósito de agua potable existente, para mantener la red de agua contra incendios presurizada con agua dulce. Además, las bombas de agua contra incendios por plataforma también tendrán una conexión con el depósito de agua potable existente en la plataforma para suministrar agua para las operaciones de lavado, el rellenado de la red de agua contra incendios y las pruebas de los sistemas de diluvio.

El sistema de agua contra incendios también responderá al funcionamiento de las válvulas de diluvio, que se accionan automáticamente bajo el control del Sistema de Detección de Incendios y Gases o pueden abrirse manualmente. Estas válvulas permitirán que ciertos equipos y/o áreas sean empapados por sistemas de rociado de agua. Hay monitores, bocas de riego y carretes de manguera instalados en toda la instalación para la respuesta manual de los bomberos ante un incidente.

Las bases de diseño de protección contra incendios, se encuentran desarrolladas en el Documento N1FE-FLR-100-653-DBD-0001 (para obtener más detalles sobre el diseño del sistema de agua contra incendios).

Bombas primarias de suministro de agua contra incendios

Fuentes	Agua cruda Desinfección del agua potable
Bombas de agua contra incendios plataformas P3 y P6	Configuración 2 x 100 %, carcasa dividida horizontal, controlador de motor eléctrico
Bombas de agua contra incendios plataformas P1 y P4	Configuración 3 x 50 %, carcasa dividida horizontal, conductor de motor eléctrico
Bombas de agua contra incendios plataformas P2 y P5	Configuración 3 x 50 %, carcasa dividida horizontal, conductor de motor eléctrico

Bombas de suministro de agua contra incendios

Fuentes	Agua cruda Desinfección del agua potable
Demanda	45 m^3/h
Bomba de mantenimiento de presión de agua contra incendios	1 x 100 %, 1 x Centrífuga Horizontal, Variador de motor eléctrico, por equipo
Bomba de mantenimiento de presión de reserva/de agua contra incendios	1 x 100 %, centrífuga horizontal, variador de motor eléctrico (repuesto no instalado común a todas las plataformas)

Condiciones de suministro de agua contra incendios (aguas abajo de las bombas de agua contra incendios):

Presión de funcionamiento normal	11 bar
Presión máxima de funcionamiento	16.3 bar
Temperatura de funcionamiento	ambiente
Presión de diseño	16.6 barg
Temperatura de diseño	60 °C

La demanda de agua contra incendios de la instalación por equipo se basa en el agua necesaria para responder a un incendio en la mayor zona de demanda de agua contra incendios, tal como se documenta en el informe de cálculo de la demanda de agua/espuma contra incendios (N1FE-FLR-153-653-RPT-0001).

V.1.1.4.12.1 Detección de incendios y gases

Las instalaciones disponen de sistemas comunes de detección de incendios y gases (F&G). La finalidad de estas unidades es proporcionar la detección de incendios y gases, las alarmas sonoras y visuales y las acciones de mitigación asociadas a una pérdida de contención o a un incendio. El sistema F&G se encarga del aviso local y centralizado del personal y de la preparación del equipo y del personal para hacer frente al evento detectado.

El sistema F&G consta de alarmas acústicas y visuales accionadas directamente por el sistema F&G y todas las entradas de alarma de resumen del edificio al sistema principal de incendios y gas.

V.1.1.4.13 Unidad 154: Sistema de quemadores

La instalación cuenta con un quemador seco y otro húmedo. Se ha previsto un sistema de quemadores húmedos para el alivio y la descarga de las plataformas P1 y P4. El sistema de quemadores secos se encargará de las cargas de alivio de las plataformas P2 y P5. Cada quemador se apoyará en una esquina de una pata de su respectivo equipo.

V.1.1.4.13.1 Parámetros de diseño

- El sistema de quemador seco se dimensiona en función del alivio de presión para el circuito de RM en la unidad de licuefacción.
- El sistema de quemador húmedo se dimensiona en función del escenario de fallo de la válvula de control de gas de alimentación de las instalaciones de entrada.
- El sistema de quemador seco tiene una combustión continua de gas de purga. Está diseñado para una eficacia de destrucción del 99 %.
- El sistema de quemador húmedo tiene una combustión continua de gas de purga más gas ácido. Está diseñado para una eficacia de destrucción del 99 %.
- Los tambores de golpe del quemador están dimensionados para proporcionar lo siguiente:
  - capacidad de retención de 20 minutos basada en el caso de alivio de líquido máximo.

- tamaño de gota de 400 micras para el caso de alivio máximo de vapor.

- Los calentadores eléctricos se instalan en la parte inferior de cada tambor de golpeo para evaporar la acumulación de líquido en los tambores.
- Se espera que todos los líquidos se evaporen en el tambor KO del quemador seco; si quedan líquidos residuales, se drenarán manualmente.
- Los líquidos residuales que queden en el tambor KO del quemador húmedo se bombearán a una velocidad máxima de 4.0 m3/h a un tanque de lodos residuales existente para su transporte a una instalación en tierra para su posterior tratamiento.

La selección de la altura de la chimenea y la determinación de la zona estéril restringida se basan en los límites de radiación del quemador especificados en la norma API 521:

- Hasta 4,732 W/m² (incluyendo 790 W/m^2 de radiación solar) para el acceso restringido del personal de la planta durante la combustión de emergencia. Se proporcionará protección al personal para que se refugie en un plazo de 2 a 3 minutos desde el inicio del evento de emergencia de combustión.
- Hasta 1,580 W/m² (incluyendo 790 W/m^2 de radiación solar) en todos los receptores identificados y en las zonas de acceso del personal durante la combustión continua normal.
- La quema simultánea de emergencia de ambos quemadores no se considera un factor de diseño, ya que es muy poco probable.

V.1.1.4.13.2 Requisitos del quemador

Los requisitos del quemador, se enlistan a continuación:

- Sistemas de encendido: Ignición automática de alta energía con generadores manuales de frente de llama. Paneles de control de llama dedicados a la energía esencial para el respaldo.
- Gas piloto: Gas combustible Baja Presión.
- Gas piloto de reserva: Botellas de propano.
- Gas de barrido del cabezal: Gas combustible Baja Presión (primario) / Nitrógeno (de reserva).
- Sellos de velocidad: Proporcionado
- Sellos líquidos: Prohibido debido a la criogenia
- Opacidad: Sin humo para la purga normal, el diseño de la punta de asistencia de aire se proporciona para el quemador seco.

V.1.1.4.14 Unidad 155: Tratamiento de aguas residuales

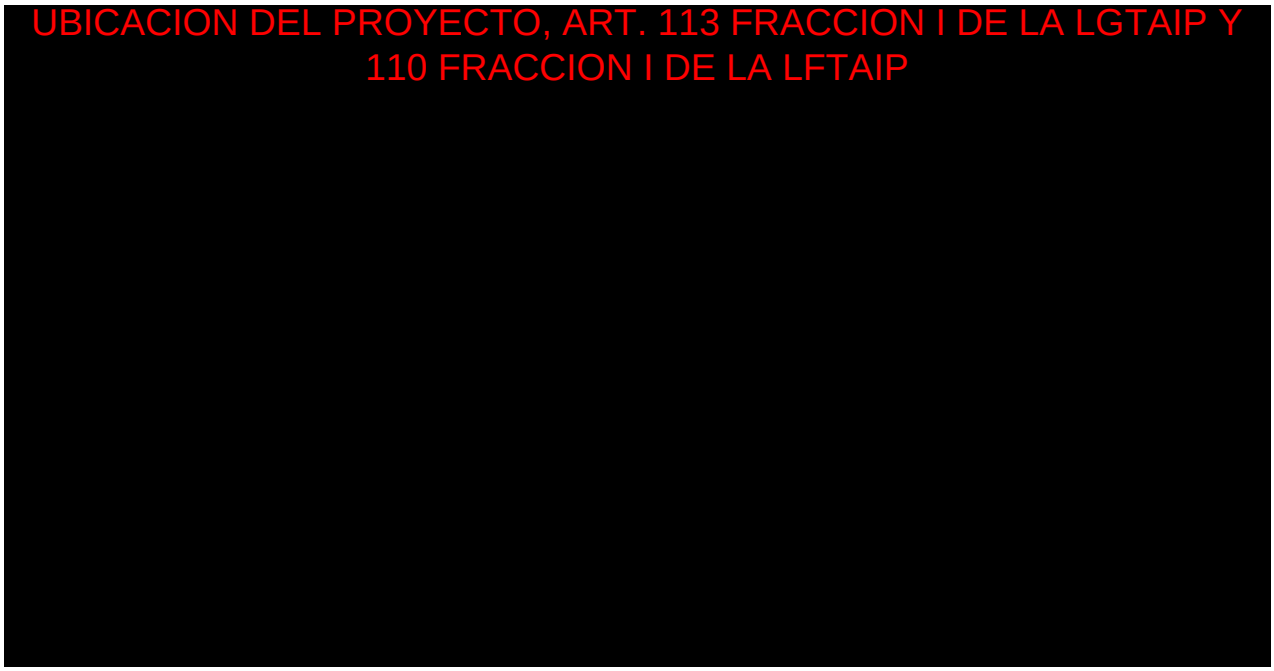
Se generarán residuos mínimos de hidrocarburos y líquidos acuosos a partir del funcionamiento y el mantenimiento normales de la planta. Cada plataforma dispondrá de un sistema de drenaje abierto peligroso que recogerá los goteos de aceite y los pequeños derrames de las bandejas de goteo del equipo y las contenciones hasta una instalación existente de recogida y almacenamiento de aguas residuales y de tratamiento de CPI. El depósito de aguas residuales existente cumple el requisito del Proyecto de contener 15 minutos de lluvia de 76.2 mm/h. La unidad CPI existente en las plataformas está diseñada para 5 m^3/h para cumplir con una especificación de aceite en agua de 15 mg/l o mejor antes de bombearlo al exterior. Otros flujos de residuos potencialmente contaminados con aminas se envían a un depósito de lodos existente para su traslado periódico a una instalación de tratamiento en tierra para su correcta manipulación.

Los sistemas de drenaje y alcantarillado de la planta están diseñados para que fluyan libremente, para recoger y conducir todas las corrientes hasta su disposición final y para evitar que los riesgos de incendio se propaguen de una zona a otra.

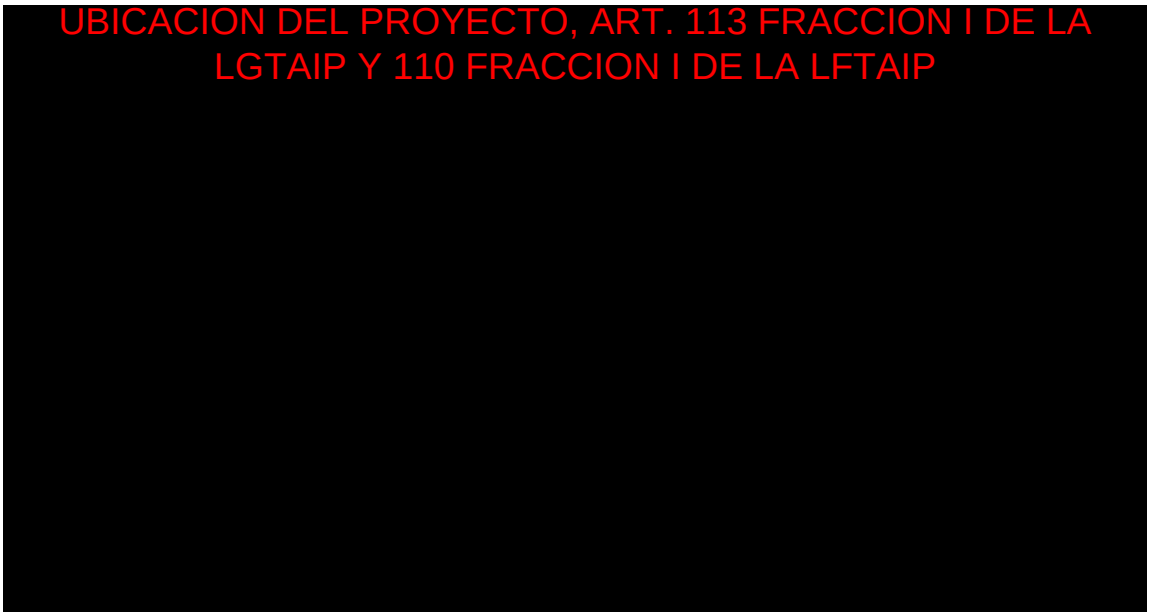
V.1.1.5 Accesos (marítimos y terrestres) al Proyecto

Debido a la ubicación del Proyecto; los accesos a las futuras instalaciones, se realizará vía aérea a través de helicóptero únicamente en caso de emergencias o, por vía marítima a través de embarcaciones de apoyo.

En el caso de utilizar vía aérea (ver Figura V.6), se podrá utilizar el Aeropuerto Internacional de Tampico, el cual se ubica a una distancia aproximada de 50 km.



En el caso del acceso por vía marítima, éste se puede realizar desde el puerto de Altamira hacia la ubicación del Proyecto, siendo una trayectoria aproximada de 25 km, como se indica en la siguiente figura.



V.1.1.6 Convenios comerciales con otras empresas

Por el momento, no se cuenta con contratos formales con alguna empresa o grupos empresariales para surtirles el gas procesado, en este momento los esfuerzos de México FLNG están enfocados al desarrollo y conclusión del Proyecto, en todas sus etapas.

Una vez procesado el gas natural, este será comercializado a diferentes empresas, con las cuales se harán los contratos formales, los cuales se adecuarán a las condiciones de mercado.

V.1.1.7 Autorizaciones

El Proyecto está en proceso de obtención de autorizaciones a nivel federal y local, así como cualquier aplicable en materia de comercio exterior.

V.1.1.8 Procedencia del gas natural

Como se mencionó en el apartado V.1.1., el gas natural que será procesado por el Proyecto, será recibido a través del gasoducto marino de TC Energy al amparo del permiso número G/20481/TRA/2017 de Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V., (IMG) denominado Sur de Texas–Tuxpan. Para suministrar el gas de alimentación en el punto de inicio del Proyecto en los sistemas de protección de presión de alta integridad 110-PK-002 de las plataformas de tratamiento de gas, será necesario diseñar, construir, operar y mantener un ducto marino de transporte de gas natural que no forma parte del Proyecto y que se conectará al gasoducto existente Sur de Texas-Tuxpan.

V.1.1.9 Personal responsable de la operación del Proyecto

La operación de la instalación será llevada a cabo por México FLNG y constará de dos componentes principales bajo la dirección de un administrador de activos general también conocido como un Gerente de Instalación Costa Fuera (OIM, por sus siglas en inglés) y personal de operación, mantenimiento y servicio debidamente capacitado y experimentado.

El OIM será el responsable de la operación de los equipos a bordo de las plataformas, aunque también se contará con superintendencias de las diferentes áreas que a continuación se describen:

- Superintendencia de Licuefacción. El grupo de licuefacción será responsable de la operación del tren de procesamiento de gas natural y producción de GNL;
- Superintendencia de Marina. El equipo marino será responsable de las operaciones de transferencia de GNL, las operaciones de pequeñas embarcaciones de apoyo (suministro), el transporte de la tripulación y las operaciones mecánicas de servicios auxiliares para la energía de la plataforma y otros sistemas de alojamiento;
- Superintendencia de Mantenimiento. El grupo de mantenimiento será responsable de la operación de todos los sistemas de servicios públicos que respaldan el proceso de licuefacción y todo el mantenimiento de las instalaciones, incluida la coordinación de la adquisición de piezas y el soporte técnico de terceros, y
- Superintendencia de servicios de campamento. Estará bajo la dirección de un jefe de campamento, este grupo será responsable de todas las necesidades de alojamiento, abastecimiento, alimentación, limpieza y lavandería para el personal de la plataforma.

V.1.2 Diseño civil

En el diseño civil se consideraron los aspectos meteorológicos, la presencia y frecuencia de fenómenos naturales en el sitio del Proyecto, el tipo de suelo, la orografía, la aplicación de normas, reglamentos y códigos de construcción vigentes, las medidas de seguridad y el estudio de mecánica de suelos realizado, por citar algunos ejemplos.

El diseño civil incluye los efectos de los siguientes fenómenos naturales: i) sismo, ii) vientos; iii) temperatura ambiente; iv) presión barométrica; v) precipitación pluvial; vi) tipo de suelo marino, vii) orografía, viii) batimetría, entre otros estudios.

En el caso de la sismicidad; los efectos sísmicos afectan la resistencia y la estabilidad de la instalación, por lo tanto, este aspecto fue considerado en el diseño. El Proyecto está diseñado de acuerdo con las normas de diseño sísmico para cada región y localidad. La gravedad general de un sismo generalmente se caracteriza por la magnitud y/o por la intensidad. Estos valores deben combinarse con la distancia del epicentro a la instalación y la geología regional y local a fin de brindar los datos de aporte sísmico necesarios para el diseño de resistencia y estabilidad de los ductos y tuberías. Los valores principales que se requieren para el análisis son: i) La aceleración del suelo, ii) Las velocidades del suelo (la propagación de ondas y partículas), iii) los movimientos de fallas, iv) la duración del sacudimiento, v) los espectros de respuesta, vi) el potencial de derrumbe, y vii) el potencial de licuefacción. Mediante cálculos adecuados de atenuación se darán estos valores al nivel del eje de las instalaciones. Por su ubicación geográfica, el área de estudio se encuentra ubicada en la Región A, según el nivel de peligrosidad sísmica en México, que la clasifica como baja sismicidad. Este detalle de consideraciones, se presenta desglosado en el apartado V.3 de presente estudio.

De igual forma, para el Diseño, Construcción y Operación, se consideró los requerimientos se seguridad estructural y operativa de este tipo de instalaciones, los cuales, sin ser limitativos, se mencionan a continuación:

- Bases de la evaluación
- Iniciadores de evaluación
- Análisis a nivel de diseño (elástico) por oleaje
- Análisis por fatiga
- Análisis de resistencia última (inelástico) por oleaje y de ductilidad por sismo
- Cálculo de los factores de reserva de resistencia
- Reporte técnico detallado que contenga al menos los modelos, métodos, y herramientas utilizadas, así como los resultados de dicho análisis.
- En estos casos, los resultados de los análisis de confiabilidad y riesgo estructural deberán someterse a la aprobación de la autoridad correspondiente.
- Procedimientos para la aplicación de medidas mitigantes y/o reforzamiento (si se requiere)
- Ingeniería de detalle de medidas mitigantes y/o reforzamiento (si se requiere)
- Resultados, conclusiones y recomendaciones

Es de suma importancia considerar, que el Proyecto, se llevará a cabo totalmente en instalaciones marinas, que no requieren de un Proyecto civil como tal. Únicamente se tienen consideradas dos actividades en el lecho marino: colocación de plataformas autoelevables y fijas; y amarre de la FSU, las cuales se describen a continuación.

La construcción de la instalación del Proyecto ocurrirá en dos fases o secuencias distintas: la Fase 1 incluye la instalación del FLNG1 que comprende las plataformas autoelevadoras, y la Fase 2 implica la instalación de las plataformas fijas.

Instalación de la Fase 1. El sistema de amarre de catenaria restringida ("RCM") de la FSU será preinstalado y remolcado con boyas de recuperación hasta la llegada de la FSU. Se utilizará un remolcador de manejo de anclas para transportar e instalar las anclas y las líneas de amarre de cadena de la FSU. La línea de amarre noreste se marcará con transpondedores y flotadores para marcar su ubicación durante la instalación de la plataforma de servicios (P3). Paralelamente, los remolcadores iniciarán la operación de remolque húmedo de la plataforma de servicios (P3). A su llegada, la plataforma de servicios bajará sus patas hasta el lecho marino, se precargará y se elevará a un espacio de aire de aproximadamente 10 pies sobre el nivel medio del mar. Se controlarán los transpondedores y las boyas visuales para garantizar que se mantenga un espacio libre adecuado entre el tramo noroeste y la línea de amarre. Los remolcadores luego repetirán la operación de remolque húmedo para la plataforma de tratamiento de gas (P2). A su llegada, y previo al descenso de las patas, se posicionará la plataforma de

tratamiento de gas mediante los remolcadores y el tensado cruzado de los winches de amarre de la plataforma de servicios (P3). Luego, las patas de la plataforma de tratamiento de gas se bajarán, precargarán y elevarán al mismo nivel de cubierta que la plataforma de servicios. Los remolcadores luego repetirán todo el proceso para la plataforma de licuefacción (P2). Una vez que las tres plataformas estén configuradas y se confirme que están instaladas dentro de las tolerancias, se elevarán a sus espacios de aire operacionales finales. Luego se movilizará una pequeña barcaza para instalar los cuatro puentes de interconexión entre las plataformas.

Después de la llegada, la FSU será asistida por remolcadores para completar el proceso de amarre. Los remolcadores se utilizarán para ayudar a posicionar la FSU y recuperar las boyas de amarre y entregar las conexiones del amarre de catenaria restringida (RCM) a la FSU para completar el proceso de amarre. El procedimiento comenzará por la proa y luego por la popa. Después de este punto, la manguera de trasbordo puede pasarse de la plataforma de licuefacción (P2) a la FSU y conectarse con el soporte de una embarcación de apoyo.

La Fase 2 implicará la instalación del FLNG2. La plataforma de tratamiento de gas FLNG2 (P4), la plataforma de licuefacción (P5) y la plataforma de servicios (P6) tiene un diseño de camisa fija, que difiere de la metodología de instalación de las plataformas autoelevadoras utilizadas para FLNG1.

Como tal, el diseño de chaqueta fija requiere que la chaqueta se coloque en el lecho marino y luego se hinquen pilotes a través de las patas de las esquinas para soportar la chaqueta y la plataforma. Las actividades de instalación comenzarán con el encamisado y pilotes de la plataforma de licuefacción (P5), luego de lo cual se instalará el tablero como una sola unidad. Esta metodología se repetirá para la plataforma de tratamiento de gas (P4), y finalmente la plataforma de servicios (P6).

V.1.3 Diseño mecánico

El Proyecto será certificado por Lloyd's Register (LR) - la Sociedad de Clasificación designada para el Proyecto. LR certificará la totalidad de los activos y equipos de las plataformas del Proyecto y el sistema asociado en función de dichos Códigos y Normas, así como de los respectivos requisitos reglamentarios de los Estados Unidos aplicables a los activos en la ubicación propuesta del Proyecto, que se limitarán a los sistemas y componentes que se consideren necesarios para la seguridad de las personas, los activos y el medio ambiente, y que estén relacionados con ella.

El alcance del trabajo de LR se limita a las plataformas y sistemas del Proyecto (puntos de conexión desde el gasoducto submarino existente hasta los puntos de terminación de las tuberías de transcarga de GNL), incluidos los nuevos gasoductos submarinos / elevadores y las tuberías flotantes flexibles de carga de GNL y de retorno de vapor, pero excluyendo los aspectos de FSU / LNGC (Componentes de las plantas de licuefacción).

El Proyecto será certificado únicamente por LR. Este alcance se regirá por los códigos y normas industriales, definidas y aplicables, así como las prácticas recomendadas (RP) de LR para las unidades fijas en alta mar.

La certificación (CE) es el término que se utiliza cuando la evaluación se realiza de acuerdo con un Código o Norma publicado por otro organismo (por ejemplo, frente a las Normas API o ASME, etc.), dando lugar a que LR emita un "Certificado de Conformidad".

En general, la categorización de los equipos para FLNG1 y FLNG2 seguirá siendo la misma. Los cambios para FLNG2 serán los siguientes:

- Todos los equipos tendrán la certificación CE. No se aplicará ninguna certificación CL.
- Los equipos clasificados como 1A o 1B pueden ser clasificados en una categoría menos estricta (es decir, 1A a 1B / 1B a II). No hay cambios en el enfoque de la Evaluación del diseño (DA).

El alcance de la certificación LR incluirá:

- Evaluación del diseño de los documentos de diseño de ingeniería asociados con las nuevas tuberías y elevadores propuestos, y las estructuras de cubierta de nueva construcción y la planta de proceso de licuefacción de GNL y todos los sistemas asociados en la parte superior de las plataformas fijas propuestas.
- Inspección de la fabricación, construcción y puesta en marcha de las nuevas tuberías y elevadores, así como de las nuevas estructuras de las plataformas fijas y de los sistemas/equipos asociados.
- Las actividades de evaluación del diseño de LR y de inspección del ámbito de la Certificación se ajustarán a los requisitos de los Códigos y Normas aplicables, y se limitarán a los sistemas y componentes que se consideren necesarios y relacionados con la seguridad de las personas, los activos y el medioambiente.
- Los equipos y paquetes de proveedores suministrados para el Proyecto deben estar provistos de certificados específicos del Proyecto emitidos por LR.

La certificación de los equipos de la parte en el caso de FLNG2 se basará en las categorías de equipos acordadas con LR. Cada equipo de la planta de proceso, incluyendo sus tuberías, válvulas, instrumentación, instalaciones eléctricas y patines asociados, se dividirá en las categorías de equipos 1A, 1B y II.

Las siguientes categorías de equipos se definen según LR ROU y se proporcionan a todos los proveedores (ver siguiente tabla):

Tabla V.43 Clasificación de categorías de equipos, definidos por Lloyd's Register (LR).

Cat	Selección de categorías	Requisitos de diseño/reconocimiento
1A	Equipos de importancia primordial para la seguridad, para los que la evaluación del diseño y el estudio durante la fabricación se consideran esenciales. Los equipos de esta categoría son de diseño/fabricación complicada y normalmente no se producen en serie.	Evaluación del diseño y emisión de un documento de evaluación del diseño. Reunión de preinspección en los proveedores con acuerdo y marcado del plan de calidad y el calendario de inspección. Estudio durante la fabricación. Revisión de la documentación de fabricación (Libro de Registro del Fabricante). Inspección final con seguimiento de las pruebas de funcionamiento / presión / carga. Expedición de un certificado de conformidad (certificado de equipo).
1B	Equipos de importancia primordial para la seguridad para los que la evaluación del diseño y la comprobación de la calidad del producto se consideran esenciales. Los equipos de esta categoría pueden ser producidos en serie o no, pero no están incluidos en la categoría 1A o II.	Evaluación del diseño y emisión de un documento de evaluación del diseño, según proceda y si se considera necesario. Inspección final con seguimiento de las pruebas de funcionamiento / presión / carga. Revisión de la documentación de fabricación (Libro de Registro del Fabricante). Expedición de un certificado de conformidad (certificado de equipo).
II	Equipos relacionados con la seguridad que normalmente se producen en serie y se fabrican de acuerdo con códigos y normas reconocidos y que han demostrado fiabilidad en servicio, pero excluye los equipos de las categorías 1A y 1B.	Certificado de obra del proveedor/fabricante en el que se indique datos de los equipos, las limitaciones en el uso del equipo y la declaración del proveedor/fabricante de que el equipo está diseñado y fabricado de acuerdo con las normas o códigos reconocidos por el Proyecto y cualesquier requisitos específicos del Proyecto.

Fuente: Documento Nº N2FE-FLR-100-225-DBD-0001, Rev. 1 de fecha 10 de mayo de 2022; Datos básicos de diseño de ingeniería.

A continuación, se presenta las características de los equipos principales y equipos auxiliares, que conforman el Proyecto.

Tabla V.44 Equipos principales y auxiliares del Proyecto para el sistema de licuefacción FLNG1

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
1	Calentador de gas de entrada	110 E 001		ASTM		Acero al carbón +1/8"	15	GN	G				1353 kW	Preostato Térmico	Instalaciones de Ingreso	P
2	Vaporizador de líquidos de entrada	110 E 002		ASTM	Diámetro interior 685,8 mm Tubería: 2438 mm	Acero al carbón +1/8" Acero inoxidable 316	15	GN	G				155.6 kW	Preostato Térmico	Instalaciones de Ingreso	P
3	Paquete de medición	110 PK 001	228,800 kg/hr	ASTM	Shell Cubierta 146 mm x Tube Length 3048 mm	Acero especial SA-516-70	15	GN	G		225 MMSCFD				Instalaciones de Ingreso	P
4	Sistema de Protección de Alta Presión (HIPPS)	110 PK 002	N/A	ASTM	18,288 x 5,182 mm	Acero al carbón	15	GN	G					PSV	Instalaciones de Ingreso	A
5	Tanque KO de gas de alimentación	110 V 001	-	API	9,144 x 3,200.4 mm	Acero especial SA-516-70	15	GN	G					PSV	Instalaciones de Ingreso	P
6	Tanque de desgasificación de entrada	110 V 002	-	API	Diam: 2,000 mm Long: 4,800 mm	Acero especial sa-516-70	15	GN	G					PSV	Instalaciones de Ingreso	P
7	Enfriador de gas de regeneración	120 A 001	-	ASTM	Diam: 1,100 mm Long: 3,300 mm	Cabezal - acero especial SA-516-70 N Tubería -acero especial SA-179	15	GN	G		18764 kg/hr		3233 kW	Preostato Térmico	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
8	Condensador de reflujo de amina	120 A 002	-	ASTM	8020 x 3048 x 4826	Cabezal - acero especial SA-240 316L Tubería - acero especial SA-213-TP316L	15	GN	G		15907 kg/hr		2432 kW	Preostato Térmico	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
9	Enfriador de solución de amina pobre	120 A 003 A/B	-	ASTM	8030 x 3048 x 4776	Cabezal - acero especial SA-516-70 N Tubería - SA-179	15	Amina	L		130783 kg/hr		3181 kW	Preostato Térmico	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
10	Enfriador de gas del producto	120 A 004 A/B	-	ASTM	8020 x 3607 x 4674	Cabezal - acero especial SA-516-70 N Tubería - SA-180	15	GN	G		198582 kg/hr		3292 kW	Preostato Térmico	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
11	Absorbedor de amina	120 C 001	-	ASTM	9268 x 3962 x 4928	Carcaza: acero especial SA-516-70 Interno: Acero Inox 316	15	Amina	L					-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
12	Regenerador de aminas	120 C 002	-	ASTM	Diam.:2,100 mm Long:26,900 mm	Carcaza: Acero especial SA-516-70 w, Acero Inox. 316 Térmico Elementos: Acero Inox 316	15	Amina	L					-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
13	Intercambiador rico en grasa	120 E 001	-	ASTM	Diam: 1,400 Long: 23,370	Cabezales y Revestimiento: Acero Inox 316 Platos: Acero Inox. 316 L	15	GN	G				8199 kW	-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
14	Caldera de aminas	120 E 002	-	ASTM	1189 mm x 1189 mm x 3177 mm	Carcaza: Acero inoxidable térmico KCS + 1/8" Tubería: Acero inoxidable térmico 316L	15	Amina	L				7656 kW	Preostato Térmico	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
15	Calentador de alimentación	120 E 003	-	ASTM	Cubierta: 1,321 Tubería 4267	Acero al carbón +1/8"	15	GN	G				1449 kW	Preostato Térmico	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
16	Calentador de aceite caliente de gas de regeneración	120 E 005 A/B	-	ASTM	Cubierta: 711.2 Tubería 2438	Acero Inox térmico KCS + 6mm	15	Aceite	L				2937 kW	Preostato Térmico	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
17	Prefiltro de amina pobre	120 F 001	-	ASTM	Cubierta: 317.5 mm x Long: 3810 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 516-70N Elementos Acero Inox, 304	15	Amina	L		13,078 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
18	Filtro de carbón de amina pobre	120 F 002	-	ASTM	Cubierta :431 mm Long Tubería1,886 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 106-B Elementos Acero Inox, 304	15	Amina	L		5,232 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
19	Post filtro de amina pobre	120 F 003	-	ASTM	Cubierta: 1,029 mm Long: 3,150 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 516-70N Elementos Acero Inox, 304	15	GN	G		5,232 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
20	Filtro de solución	120 F 004	-	ASTM	Cubierta: 431 mm x Long:1,886 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 106-B Elementos Acero Inox, 304	15	GN	G		17,450 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
21	Entrada de filtro coalescente	120 F 005	-	ASTM	Cubierta: 431 mm Long: 1,486 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 106-B Elementos Acero Inox, 304	15	GN	G		198,072 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
22	Coalescedores MRU	120 F 006 A/B	-	ASTM	Cubierta: 1,143 mm Long: 4598 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 106-B Elementos Acero Inox, 304	15	GN	G		196,336 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
23	Filtro de partículas MRU	120 F 007	-	ASTM	Cubierta: 1,143 mm Long: 6706 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 106-B Elementos Acero Inox, 304	15	GN	G		191,287 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
24	Filtros de Partículas	120 F 008 A/B	-	ASTM	Cubierta:647 mm Long: 2,448 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 106-B Elementos Acero Inox, 304	15	GN	G		197,775 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
25	Filtro de agua de regeneración	120 F 009	-	ASTM	Cubierta:647 mm Long: 2,448 mm	Carcaza: acero resistente al desgaste SA 516-70 Elementos Acero Inox, 304	15	GN	G		1,554 kg/hr			-	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
26	Compresor de gas de regeneración	120 K 001		ASTM	Cubierta:189 mm Long: 1,728 mm	Acero al carbón	15	GN	G		17888 kg/hr			PSV	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
27	Bombas de solución de amina pobre Baja Presión LP	120 P 001 A/B	138 m^3/hr	ASTM	4712 x 2438 x 1975	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	GN	G			11.3 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
28	Bombas de Alta Presión HP de solución de amina pobre	120 P 002 A/B	-	ASTM	2800 x 1400 x 1450	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	GN	G		129 m^3/hr	62.3 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
29	Bomba de descarga de amina	120 P 003 A/B	-	ASTM	4500 x 1600 x 1526	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	GN	G		18.9 m^3/hr	7.85 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
30	Bombas de reflujo de amina	120 P 005 A/B	-	ASTM	Cubierta de montaje 24" Long: 3464.4	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	GN	G		5 m^3/hr	6.7 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
31	Bombas de agua de lavado	120 P 006 A/B	-	ASTM	1600 x 1000 x 971	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	GN	G		25 m^3/hr			Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
32	Bomba de transferencia de solución de amina	120 P 008 A/B	-	ASTM	1800 x 1000 x 990	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	Agua	L			3.9 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
33	Bombas de reciclado de agua	120 P 009 A/B	-	ASTM	1800 x 1000 x 984	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	GN	G		22.1 m^3/hr	6.5 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
34	Bombas de reciclado de amina	120 P 013 A/B	3.39 m^3/hr / 62 bar	ASTM	1050 X 1015 x 1320	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	Amina	L		3.39 m^3/hr	62 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
35	Sistema de Inyección Antiespumante	120 PK 001	2.1 m^3/hr / 5.16 bar	ASTM	1050 X 1015 x 1320	Carcaza: Acero al carbón Impelente Acero Inox	15	Antiespumante	G		2.1 m^3/hr	5.16 bar		Preostato de Presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
36	Tanque de almacenamiento de solución	120 T 001 A/B	.014 m^3/hr	API	2,438 x 1,956 x 2,509	Acero especial SA-516-70	15	GN	G					Nivel electrostático	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
37	Tanque flash de solución rica	120 V 001	-	API	Cubierta: 3900 mm Long: 3000 mm	Acero inox. 316L	15	GN	G					Nivel electrostático	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
38	Tanque de reflujo de amina	120 V 002	-	API	Cubierta: 2700 mm Long: 12,600 mm	Acero inox. 316L	15	GN	G					Nivel electrostático	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
39	Producto Tanque KO de gas	120 V 003	-	API	Cubierta 1200 mm Long: 2600 mm	Acero especial SA 516-70	15	GN	G					Preostatos de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
40	Tanque de recuperación de amina	120 V 004	-	API	Cubierta 2200 mm Long: 3200 mm	Acero especial SA 516-70	15	GN	G					Nivel electrostático	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
41	Adsorbente (tamiz molar)	120 V 005 A-C	-	ASTM	Cubierta 1300 mm Long: 3900 mm	Acero especial SA 516-70	15	GN	G						Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
42	Tanque de gas de regeneración	120 V 006	-	API	Cubierta 1300 mm Long: 3900 mm	Acero especial SA 516-70	15	GN	G					Preostatos de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
43	Adsorbente MRU	120 V 007	-	ASTM	Cubierta 2900 mm Long: 10400 mm	Acero Inox. Térmico KCS	15	GN	G						Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
44	Tanque de ruptura de agua	120 V 008	-	API	Cubierta 700 mm Long: 2900 mm	Acero inox. 316L	15	GN	G					Nivel electrostático	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
45	Tanque de solvente de amina	120 V 010	-	API	Cubierta 2600 mm Long: 4455 mm	Acero especial SA 516-70	15	GN	G					Nivel electrostático	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
46	Recuperador de amina	120 V 011	-	ASTM	Cubierta: 3500 mm Long 2800 mm	Acero especial SA 516-70	15	GN	G					Nivel electrostático	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
47	Eyector de Tanque de reflujo de amina	120 Y 003	-	API	Cuerpo de Cubierta:1,100 Long: 3,300 Base: 600 Long: 600	Acero Inox. 316L	15	GN	G					Preostatos de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
48	Grúa giratoria montada en el piso	120 Y 102	-	ASTM	Longitud: 2810	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G		SUCTION FLUID: 9,251 kg/hr / MOTIVE FLUID: 1,810 kg/hr			--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
49	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 103	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
50	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 104	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
51	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 105	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
52	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 106	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
53	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 107	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
54	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 108	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
55	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 109	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
56	Grúa giratoria montada en la pared	120 Y 110	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
57	Enfriador de descarga del compresor del refuerzo de gas de alimentación.	130 A 001 A/B/C/D	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón	15	GN	G					Preostatos de temperatura	Licuefacción	P
58	Enfriador de la primera sección del compresor MR	130 A 002 A-H	-	ASTM	7410 x 3200 x 5927	Acero al Carbón	15	GN	G		175,775 kg/hr		11,772 kW	Preostatos de temperatura	Licuefacción	P
59	Atenuador de compresor MR	130 A 003 A/B	-	ASTM	17679 x 4724 x 5894	Acero al Carbón	15	GN	G		971,209 kg/hr		53,070 kW	Preostatos de presión	Licuefacción	P
60	Condensador de la segunda sección del compresor MR	130 A 004 A-F	-	ASTM	17679 x 3962 x 5928	Acero al Carbón	15	GN	G		647,006 kg/hr		16,763 kW	Preostatos de presión	Licuefacción	P
61	Paquete de compresor de refuerzo de gas de alimentación: enfriador de aire del sistema de aceite lubricante	130 A 005	-	ASTM	17679 x 4420 x 6105	Cabezal – Acero Inoxidable Resto del equipo: Galvanizado	15	GN	G		805,149 kg/hr		31,442 kW	Preostatos de presión	Licuefacción	P
62	Paquete de compresor MR: enfriador de aire del sistema de aceite lubricante	130 A 006	-	ASTM	8686 x 3074 x 3302	Cabezal - Acero Inoxidable Tubería - Acero Inoxidable Estructura – Acero al carbón	15	GN	G				1706405 KJ/HR	Preostatos de presión	Licuefacción	P
63	Enfriador de Remoción de Pesados	130 CB 001	-	ASTM	7460 x 4500 x 3150	Acero al Carbón	15	GN	G				MLO: 130kW / Primary SLO: 176kw / Secnd SLO: 67kW	Preostatos de temperatura	Licuefacción	P
64	Caja fría de licuefacción	130 CB 002	-	ASTM	7,010 x 4,877 x 27,127	Acero al Carbón	15	GN	G					Preostatos de temperatura	Licuefacción	P
65	Vaporizador de fondo de columna de fregado	130 E 003	-	ASTM	13,106 x 7,315 x 17,983	Tubería de acero al carbono LTCS,+ 1/8	15	GN	G					Preostatos de temperatura	Licuefacción	P
66	Calentador de gas de descongelación	130 E 004	-	ASTM	Cubierta 289 mm Tubería: 3353 mm	ACERO AL CARBÓN + 1/8" CA	15	GN	G				1916 kW	Preostatos de temperatura	Licuefacción	P
67	Precalentador de fondos de columna de limpieza.	130 E 005	-	ASTM	Cubierta 419.1 mm Tubería 3048 mm	Acero inox. 316L	15	GN	G				450 kW	Preostatos de temperatura	Licuefacción	P
68	Paquete compresor MR	130 K 001	-	ASTM	Cubierta 102 mm Tubería 3810 mm	Acero al Carbón	15	GN	G				125 kW	Preostatos de temperatura / PSV	Licuefacción	P
69	Compresor de refuerzo de gas de alimentación	130 K 002	-	ASTM	21000 x 5000 x 18000	Acero al Carbón	15	GN	G		**Sección 1** 154250 m^3/h **Sección 2** 30222 m^3/hr	**Secctión** 12bar dP **Section 2** 25.8 bar dP	**Sección 1** 27635kW Sección **2** 16449kW	Preostatos de temperatura / PSV	Licuefacción	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
70	Bomba de reflujo de eliminación de pesados	130 P 001 A/B	-	ASTM	8560 x 3049 x 4620	Acero al Carbón	15	GN	G		296239 m^3/hr	47.1 bar		Preostato de Presión	Licuefacción	P
71	Bomba de flash LNG	130 P 002 A/B/C	-	ASTM	Long: 1800 Diam: 711	Bomba: Aleación de aluminio Conexión: Acero inoxidable	15	GN	G		30.8 m^3/h	2.2 bar		Preostato de Presión	Licuefacción	P
72	Bomba de fondo de columna de intercambio	130 P 003 A/B/C	-	ASTM	Diam 762 mm Long: 2,591	Tazón: Aleación de aluminio CF3M Columna: Acero inoxidable 316L Cabezal: Acero inoxidable 316L	15	GN	G		220 m^3/hr	7.95 bar	8.48 bar	Preostato de Presión	Licuefacción	P
73	Bomba de fondo de columna de limpieza	130 PK 001	-	ASTM	774.7 x 774.7 x 3770.2	--	15	GN	G		12.1 m^3hr	17.1 bar		Preostato de Presión	Licuefacción	P
74	Paquete de muestreo de GNL	130 PK 002	-	ASTM	3658 x 915 x 2134	--	15	GN	G					Preostato de Presión	Licuefacción	P
75	Sistema de protección de alta presión (HIPPS)	130 PK 003	-	ASTM		--	15	GN	G					Preostato de Presión	Licuefacción	P
76	Patín de bomba de reflujo para eliminación de materiales pesados	130 V 006	-	ASTM	7622 x 4877 x 4163	Tubería de acero al carbono LTCS,+ 1/8	15	GN	G					Preostato de Presión	Licuefacción	P
77	Tambor de succión MR	130 V 007	-	ASTM	Cubierta: 4,877 mm Long: 6,706 mm	Tubería de acero al carbono LTCS,+ 1/8	15	GN	G					--	Licuefacción	P
78	Acumulador MR	130 V 008	-	ASTM	Cubierta: 3,658 mm Long: 7,315 mm	Tubería de acero al carbono LTCS,+ 1/8	15	GN	G					--	Licuefacción	P
79	Tambor flash final	130 V 009	-	ASTM	Cubierta: 4,420 mm Long: 5,486 mm	Acero inox. 316L	15	GN	G					--	Licuefacción	P
80	Grúa giratoria montada en la pared	130 Y SPARE	-	ASTM	Cubierta:3,500 mm Long: 7650 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
81	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 101	-	ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
82	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 102	-	ASTM	Longitud de pluma - 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
83	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 103	-	ASTM	Longitud de pluma - 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
84	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 104	-	ASTM	Longitud de pluma - 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
85	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 105	-	ASTM	Longitud de pluma - 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
86	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 106	-	ASTM	Longitud de pluma - 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
87	Grúa giratoria montada en el piso	120 Y 101	-	ASTM	Longitud de pluma - 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
88	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 108	-	ASTM	Longitud de pluma - 8000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Licuefacción	A
89	Grúa giratoria montada en el piso	140 Y 101	-	ASTM	Longitud de pluma - 6000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Generación de energía principal	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
90	Grúa giratoria montada en el piso	140 Y 102	-	ASTM	Longitud de pluma - 6000 mm	Acero al Carbón Galvanizado	15	GN	G					--	Generación de energía principal	A
91	Tanque de alivio de presión de aceite caliente	141 V 001	-	API	Cubierta: 1,500 mm Long: 3,450 mm	Acero Especial SA-516-70	15	GN	G					Electro nivel	Generación de energía principal	P
92	Generadores de energía principal Enfriadores de aceite lubricante	141 A 001 A/B/C	-	ASTM	7300 x 2400 x 3500	Cabeceras: acero inox. 316 l Tubos: acero inox. 316 l Aletas: Aluminio Cuadro: acero galvanizado	15	GN	G					--	Generación de energía principal	P
93	Unidad de recuperación de calor residual de aceite (escape del generador de energía)	141 E 001 A/B/C	-	ASTM	14,872 x 4,718 x 3,423	Acero al carbón	15	GN	G		49,320 kg/hr		603 KW	--	Generación de energía principal	P
94	Paquete de generador de energía principal	141 PK 001 A/B/C	-	ASTM	15,218 x 2,571 x 4,166	Acero al carbón	15	GN	G				6252 kw each coil	--	Generación de energía principal	P
95	Calentador de gas combustible	143 H 001	-	ASTM	5006 x 2265 x 2538	Carcaza: Acero Inox. 316 L	15	GN	G				12.87 MWe @ 9500 r/min	--	Sistema de gas combustible de alta presión	P
96	Tanque de Alta Presión HP de mezcla de gas combustible	143 V 001	-	API	Cubierta: 1,830 mm Long: 7,310 mm	Acero especial SA 516-70	15	GN	G				676 kW	Preostatp de presión	Sistema de gas combustible de alta presión	P
97	Paquete de compresor de aire para instrumentos	144 K 001 A/B/C	-	ASTM	4105 x 2260 x 3075	Envolvente: 1ra etapa: ASTM A48 CL-50	15	GN	G		22,100 kg/h			Preostatp de presión	Sistema de aire de instrumentos	P
98	Paquete de aire seco para instrumentos	144 PK 001 A/B	-	ASTM	5968 x 3060 x 4101	1st stage: AISI 1045 2nd stage: AISI 1045 Rotor: 2nd stage: ASTM A48 CL-50/:	15	GN	G		2659 Nm^3/hr			Preostatp de presión	Sistema de aire de instrumentos	P
99	Receptor de aire de instrumentos	144 V 001 A/B	-	ASTM	Cubierta 4,000 mm Long: 11800 mm	Torre: Acero Inox. 316	15	GN	G		4850 Nm^3/hr			Preostatp de presión	Sistema de aire de instrumentos	P
100	Paquete de generación de nitrógeno (unidad PSA)	145 PK 001	-	ASTM	3962.4 x 5828.8 x 6804.8	Acero Inox. 316	15	GN	G		2425 Nm^3/hr			Preostatp de presión	Sistema de nitrógeno	P
101	Tanque de Almacenamiento de nitrógeno	145 V 001	-	API	Cubierta 4,000 mm Long: 8,000 mm	Lado de aire: Acero al Carbón Lado N2: Acero al Carbón	15	GN	G		780 Nm^3/h			Preostatp de presión	Sistema de nitrógeno	P
102	Enfriador entre etapas del compresor VAPORES DE GAS	146 A 001	-	ASTM	6800 x 2896 x 5347	Acero especial SA 516-70	15	GN	G					Preostatp de presión	Sistema Gases Calentados (BOG)	P
103	Compresor VAPORES DE GAS después del enfriador	146 A 002	-	ASTM	7117 x 2591 x 5601	Cabezal - acero especial SA-516-70 N/ Tubería - cero especial -334 Gr. 1	15	GN	G		19,482 kg/hr		969 kW	Preostatp de presión	Sistema Gases Calentados (BOG)	P
104	Compresor VAPORES DE GAS - Enfriador de aire sistema de aceite lubricante	146 A 003	-	ASTM	6908 x 2464 x 2895	Cabezal - acero especial SA-516-70 N/ Tubería - cero especial -334 Gr.	15	GN	G		19,338 kg/hr		1090 kW	Preostatp de presión	Sistema Gases Calentados (BOG)	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
						2										
105	Compresor de vapores de Gas	146 K 001	-	ASTM	9549 x 3840 x 4362	Cabezal – Acero Inox. Resto del equipo: Acero galvanizado.	15	GN	G				1447199 KJ/HR	Preostatp de presión	Sistema Gases Calentados (BOG)	P
106	Bomba de tambor de succión VAPORES DE GAS	146 P 001 A/B	-	ASTM	1430 x 750 x 1310	Bomba: Acero Inox. Descarga / Tubería: Acero inox.	15	GN	G		26256 m^3/hr			Preostatp de presión	Sistema Gases Calentados (BOG)	P
107	Tambor KO de succión del compresor VAPORES DE GAS	146 V 001	-	ASTM	Cubierta 3,660 mm Long: 4,400 mm	Bomba: Aleación de aluminio Descarga: Acero inox.	15	GN	G		2.04 m^3/hr	2.6 bar		Preostatp de presión	Sistema Gases Calentados (BOG)	P
108	Atemperador VAPORES DE GAS	146 Y 001	-	ASTM	Long:2346 Diam: 490	Acero Inox. 316	15	GN	G					Preostatp de presión	Sistema Gases Calentados (BOG)	P
109	Bomba de agua desmineralizada	147 P 003 A/B	-	ASTM	1800 x 1000 x 914	Acero Inox. 316	15	Agua	L					--	Almacenamiento de agua / Sistemas de agua	P
110	Paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada	147 PK 001	-	ASTM	2438 x 1676 X 2438	Carcaza: Acero Ino Impelente Acero Inox.(A-8)	15	Agua	L		1.25 m^3/hr			--	Almacenamiento de agua / Sistemas de agua	P
111	Paquete de desalinización de agua potable	147 PK 002-1	-	ASTM	3810 x 1829 x 2591	PVC	15	Agua	L			9.36 bar		--	Almacenamiento de agua / Sistemas de agua	P
112	Patín de filtro medición de agua de mar	147 PK 002-2	-	ASTM	3658 X 1981 X 2438	Acero Inox. Polietileno de Alta Densidad PVC	15	Agua	L		4 m^3/hour			--	Almacenamiento de agua / Sistemas de agua	P
113	Patín de inyección de productos químicos para tratamiento de agua potable y desminado	147 PK 003	-	ASTM	2946 X 1575 X 1981	Acero Inox. Acero al carbón con pintura epoxica. PVC	15	Varios	L		10 m^3/h			--	Almacenamiento de agua / Sistemas de agua	P
114	Patín de limpieza in situ (CIP)	147 PK 004	-	ASTM	2438 X 915 X 1524	Acero Inox. 316L Polietileno de Alta Densidad Fluoruro de polivinilideno PVDF	15	Varios	L		29.5 m^3hr			--	Almacenamiento de agua / Sistemas de agua	P
115	Tanque de agua desmineralizada	147 T 001	Various	API	Diam. Ext: 3,600 Altura: 3,270 mm	Acero Inox. 316L Polietileno de Alta Densidad	15	Agua	L					Electro nivel	Almacenamiento de agua / Sistemas de agua	P
116	Enfriador de ajuste de aceite caliente	151 A 001	0.49	ASTM	11704 x 4572 x 4801	Polietileno de Alta Densidad	15	Aceite	L					--	Aceite caliente	P
117	Filtro de aceite caliente	151 F 001	23	ASTM	Cubierta 380mm Long: 1,982mm	Cabezal: acero espacial SA-516-70 Tubería: acero espacial SA-179	15	Aceite	L					--	Aceite caliente	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
118	Bombas de circulación de aceite caliente	151 P 001 A/B	-	ASTM	4900 x 1900 x 1581	Carcaza: Acero Inox. SA 106-B Impelente: Acero Inox. 304 resto del equipo Acero Inox. 304	15	Aceite	L		1,036,640 kg/hr		15,900 kW	--	Aceite caliente	P
119	Tanque de expansión de aceite caliente	151 V 001	-	API	Cubierta 3,600 mm Long: 14,600 mm	Carcaza: Acero al carbón. Impelente: Aleación acero al carbón al 12% Cromo.	15	Aceite	L		125 m^3/hr			Reostato de presión	Aceite caliente	P
120	Vaporizador ambiental de etano	152 E 001 A-B	-	ASTM	2934 x 2499 x 7198	Tubería Acero Inox. KCS	15	Etanol	L		1145 m^3/hr	18.7 bar		Reostato de presión	Almacenamiento de refrigerante	P
121	Isotanque de refrigerante criogénico de etano	152 V 001 A/B	-	API	2591 x 2438 x 6058	Aluminio	15	Etano	L		942,400 kg/hr			--	Almacenamiento de refrigerante	P
122	Isotanque de refrigerante de propano	152 V 002 A/B	-	API	Cubierta: 2392 mm Long: 4670mm	Inner Vessel: SA-240M 304 / Outer Vessel: Q345R	15	Propano	G		1309 Sm^3/hr			--	Almacenamiento de refrigerante	P
123	Isotanque de refrigerante i-pentano	152 V 004 A/B	21	API	Cubierta: 2392 mm Long: 4670mm	Acero Inox. SA 612N	15	Pentano	G					--	Almacenamiento de refrigerante	P
124	Secador refigerado de propano	152 V 005	24.6	ASTM	Cubierta: 2392 mm Long: 4670mm Cubierta: 2392 mm Long: 4670mm	Acero Inox. SA 612N	15	Propano	G					--	Almacenamiento de refrigerante	P
125	Secador refigerado de i-pentano	152 V 007	24.6	ASTM	Cubierta 892 mm Long: 4,270 mm	Tubería de acero al carbono LTCS,+ 1/8	15	GN	G					--	Almacenamiento de refrigerante	P
126	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer III)	153 P 001 A/B	-	ASTM	3302 x 914 x 1930	Acero al Carbón	15	Agua	L		6541 kg/hr			Reostato de presión	Sistema de agua contra incendios	P
127	Bomba Jockey de agua contra incendios de agua de mar (Pioneer III)	153 P 002	-	ASTM	2159 x 660 x 1696	Acero Inoxidable	15	Agua	L		8500 kg/hr			Reostato de presión	Sistema de agua contra incendios	P
128	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer I)	153 P 003 A/B/C	-	ASTM	5029 x 1067 x 2172	Acero Inoxidable	15	Agua	L		341 m^3/hr	10.3 bar		Reostato de presión	Sistema de agua contra incendios	P
129	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer 1)	153 P 004	-	ASTM	2159 x 660 x 1696	Acero Inoxidable	15	Agua	L		45 m^3/hr	10.3 bar		Reostato de presión	Sistema de agua contra incendios	P
130	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer 2)	153 P 005 A/B/C	-	ASTM	5029 x 1067 x 2172	Acero Inoxidable	15	Agua	L		908.5 m^3/hr	10.3 bar		Reostato de presión	Sistema de agua contra incendios	P
131	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer 3)	153 P 006	-	ASTM	2159 x 660 x 1696	Acero Inoxidable	15	Agua	L		45 m^3/hr	10.3 bar		Reostato de presión	Sistema de agua contra incendios	P
132	Calentador de banda de tambor Quemador Seco KO	154 H 001	-	ASTM	--	Acero Inoxidable	15	GN	G		908.5 m^3/hr	10.3 bar		Reostato de temperatura	Quemador	P
133	Calentador de banda de tambor Wet Flare KO	154 H 002	-	ASTM	--	Acero Inoxidable 316	15	GN	G		45 m^3/hr	10.3 bar		Reostato de presión	Quemador	P
134	Soplador de aire del paquete Dry Flare	154 K 001	-	ASTM	--	Acero Inox. Aleacción 800	15	GN	G				50 kW	Reostato de presión	Servicios	P
135	Bomba KO de antorcha húmeda	154 P 001	-	ASTM	1800 x 1000 x 971	Carcaza: Acero al carbón. Impelente: Aleación acero al carbón al 12% Cromo.	15	HCO	L				50 kW	Reostato de presión	Quemador	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad en m^3 (o unidad que aplique)	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Presión de prueba Hidrostática	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Potencia de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
136	Paquete de quemador seca	154 PK 001	-	ASTM	Cubierta 610 mm Long 80,000	Acero Inoxidable. 316L	15	GN	G		5.46 m^3/hr			Reostato de presión	Quemador	P
137	Paquete quemador húmedo	154 PK 002	-	ASTM	Cubierta 610 mm Long: 104,000 mm	Acero Inoxidable. 316L	15	HCO	L		4 m^3/hr	5.14 bar		Reostato de presión	Quemador	P
138	Tambor seco quemador KO	154 V 001	-	ASTM	Cubierta 4,300 mm Long: 14,800 mm	Acero Inoxidable. 316L	15	GN	G				430 TPH	Reostato de presión	Quemador	P
139	Tambor KO Wet Flare	154 V 002	-	ASTM	Cubierta 4,200 mm Long: 8,400 mm	Acero Inoxidable. 316L	15	GN	G				300 TPH	Reostato de presión	Quemador	P

Nota: P: Equipo principal, A: Equipo auxiliar
Fuente: Listado de equipos principales del Proyecto proporcionado por México FLNG.

Tabla V.45 Equipos principales y auxiliares del Proyecto para el sistema de licuefacción FLNG2.

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
1	Calentador de gas de entrada	110 mi 001	1,1 x 1569 kW	ASTM	Cubierta: 685,8 mm Tubería: 2438 mm	Acero al carbón 1/8"	15	GN	G	1569 kW	76,2/FV (SS)/99/FV (TS)	Reostato de temperatura	Instalaciones de Ingreso	P
2	Paquete de medición	110 PAQUETE 001	228.800 kg/h (225 MMSCFD)	ASTM		Varios	15	GN	G	228.800 kg/h (225 MMSCFD)	99 / VF	Reostato de temperatura	Instalaciones de Ingreso	P
3	Sistema de Protección de Presión de Alta Integridad (HIPPS)	110 PAQUETE 002	N / A	ASTM		Acero al carbón 1/8"	15	GN	G	N / A	99	Reostato de temperatura	Instalaciones de Ingreso	P
4	Tambor KO de gas de alimentación	110 V 001		ASTM	Diámetro: 2000 mm Long: 4800 mm	Acero Inox. KCS 6 mm Elementos Acero Inox.	15	GN	G		99	Reostato de presión	Instalaciones de Ingreso	P
5	Tambor de desgasificación de entrada	110 V 002		ASTM	Diámetro: 1100 mm Long: 3300 mm	Acero Inox. Tipo LTCS Acero al carbón de 6 mm	15	GN	G		10	Reostato de presión	Instalaciones de Ingreso	P
6	Receptor de Gas	110 Z 001	228.800 kg/h (225 MMSCFD)	ASTM	Por determinar	Acero Inox. tipoLTCS	15	GN	G	228.800 kg/h (225 MMSCFD)	99 / VF	--	Instalaciones de Ingreso	P
7	Vaporizador de líquidos de entrada	110 mi 002	1,2 x 187 kW	ASTM	Cubierta: 146 mm Longitud: 3048 mm	Acero al carbón +1/8" Elementos Acero Inox 316	15	GN	G	187 kW	60/FV (SS) / 70/FV (TS)	Reostato de presión	Instalaciones de Ingreso	P
8	Enfriador de gas de regeneración	120 A 001	3233 kW (Rich Case - Calefacción) / 18764 kg/h	ASTM	7925 x 2981 X 4000 mm	Colectores – Acero Inox. SA-516-70 N Tubos - Acero Inox SA-179	15	GN	G	18764 kg/h	70 / VF	--	Instalaciones de Ingreso	P
9	Condensador de reflujo de amina	120 A 002	2432 kW / 15907 kg/h	ASTM	7925 x 3016 mm X 2800	Cabeceras - Acero Inox SA-240 Tubos Acero Inx. 316L - SA-	15	GN	G	15907 kg/h	10 / VF	--	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
10	Enfriador de solución de amina pobre	120 A 003 A/B	3181 kW / 130783 kg/h	ASTM	7925 x 3505 X 2300 mm	Colectores – Acero Inox.SA-516-70 N	15	GN	G	3181 kW / 130783 kg/h	24 / VF	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
						Tubos: Acero Inox.SA-179								
11	Enfriador de gas del producto	120 A 004 A/B	3292 kW / 198582 kg/h	ASTM	9144 x 3889 X 2800 mm	Colectores - Acero Inox. SA-516-70 N Tubos: – Acero Inox.SA-179	15	GN	G	98582 kg/h	70 / VF	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
12	Absorbedor de amina	120 C 001		ASTM	Cubierta: 2100 mm Tubería: 26 900 mm	Carcasa: – Acero Inox. SA-516-70 Elementos: – Acero Inox 316	15	Amina	L		70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
13	Regenerador de aminas	120 C 002		ASTM	Cubierta Superior Cubierta: 1400 x 23 Tubería: 370 mm Sección Inferior Tubería de transición 1680 mm Base: 2000 mm Longitud: 9050 mm	Carcasa: – Acero Inox.SA-516-70 con revestimiento de acero inoxidable 316 Elementos: – Acero Inox. Tipo KCS: y acero inoxidable 316	15	Amina	L		10 / VF	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
14	Intercambiador de amina pobre-rica	120 mi 001	1,1 x 8199 kW	ASTM	1189 x 1189 x 3177 mm	Placas de acero inoxidable 316L/CS con paneles y cabezales de revestimiento de acero inoxidable 316L	15	Amina	L	8199 kW	24 / VF	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
15	Calderín de aminas	120 mi 002	1,1 x 7656 kW	ASTM	Carcasa: 1321 mm Tubería: 4267 mm	Lado de la carcasa: KCS Lado del tubo: Tubos de acero inoxidable 316L, KCS con mín. Revestimiento 316L de 1,5 mm en otros componentes	15	Amina	L	7656 kW	S: 35 / FV T: 11 / FV	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
16	Calentador de alimentación	120 mi 003	1,1 x 1449 kW	ASTM	Carcasa: 711,2 mm Tubería: 2438 mm	Acero al carbón: 1/8" Elementos: Acero Inox.	15	GN	G	1449 kW	60/FV (SS) / 70/FV (TS)	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
17	Calentador de aceite caliente de gas de regeneración	120 mi 005 A/B	1,2 x 2937 kW	ASTM	Carcasa: 317,5 mm Tubería: 3810 mm	Acero inox, Tipo KCS + CA de 6 mm	15	Aceite	L	2937 kW	S: 54 / FV T: 70	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
18	Prefiltro de amina pobre	120 F 001	13.078 kg/h	ASTM	Carcasa: 457 mm Altura: 2960 mm Tubería: 1886 mm	Carcasa: Acero Inox SA 516-70N Cabeza: Acero Inox SA 106-B Elementos:: Acero Inox 304	15	Amina	L	13.078 kg/h	24	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
19	Filtro de carbón de amina pobre	120 F 002	5232 kg/h	ASTM	Diámetro:1067 mm Long: 5293 mm Tubería: 3150 mm Diámetro Ext.: 457 Long: 2960 mm Tubería: 1886 mm	Carcasa: SA 106-B Cabeza: SA 516-70 Elementos: Acero Inox: 304 Empaquetadura: Carbón activado	15	Amina	I	5232 kg/h	24	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
20	Postfiltro de amina pobre	120 F 003	5232 kg/h	ASTM	Diámetro Ext.: 457 Long: 2960 mm Tubería: 1886 mm	Carcasa: Acero Inox SA 516-70N Cabeza: Acero Inox SA 106-B Elementos: Acero Inox 304	15	Amina	L	5232 kg/h	24	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
21	Filtro de solución	120 F 004	17.450 kg/h	ASTM	Diámetro Ext 457 mm Long: 2560 mm Tubería: 1486 mm	Cubierta: Acero Inox SA 106-B Cabezal : Acero Inox SA 516-70 Elementos: Acero Inox 304 Filtro: Algodón Natural	15	Amina	L	17.450 kg/h	24	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
22	Filtro de entrada coalescente	120 F 005	198.072 kg/h	ASTM	Diámetro Ext.: 1219 mm Long: 6460 mm Tubería: 4598 mm	Carcasa: Acero Inox SA 106-B Cabeza: Acero Inox SA 516-70 Elementos: Acero Inox. 304 Filtro: fibra de vidrio	15	Amina	L	198.07 kg/h	70	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
23	Coalescente MRU	120 F 006 A/B	195.749 kg/h	ASTM	Diámetro Int 1219 mm Long: 8451 mm Tubería: 6706 mm	Carcasa: Acero Inox SA 106-B Cabezal: Acero Inox SA 516-70 Elementos: Acero Inox 304 Filtro: fibra de vidrio y ciclón axial con plataforma de ciclón y almohadilla de malla	15	Amina	L	195.74 kg/h	70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
24	Filtro de partículas MRU	120 F 007 -	191.287 kg/h	ASTM	Diámetro Ext.: Long: 711 mm Tubería: 4167 mm	Carcasa: SA 106-B Cabezal: SA 516-70 Internos: 304 Acero inoxidable Elemento: Celulosa impregnada con resina	15	Amina	L	191.28 kg/h	70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
25	Filtro de partículas	120 F 008 A/B	197.775 kg/h	ASTM	Diámetro Ext.: 711 mm Long: 4270 mm Fondo de fibra 2448 mm	Carcasa: Acero Inox SA 106-B Cabezal: Acero Inox SA 516-70 Elementos: Acero Inox 304 Filtro: Celulosa impregnada con resina	15	Agua	L	197.77 kg/h	70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
26	Filtro de agua de regeneración	120 F 009	1.554 kg/h	ASTM	Diámetro Ext.: 219 mm Tubería: 1728 mm	Carcasa: Acero Inox SA 516-70 Cabezal: SA 516-70 Elementos: Acero Inox 304	15	Agua	L	1.554 kg/h	70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
27	Compresor de gas de regeneración	120 k 001	22271 m^3/h 10,8 bares	ASTM	4712x2438x1975	Acero al carbón	15	GN	G	22271 m^3/h	78.3	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
28	Bomba de solución de amina pobre Baja Presión LP	120 PAGS 001 A/B	138 m^3/h 11,3 bares	ASTM	2800x1400x1450	Carcasa: Acero al carbón Impulsor Acero Inox. (S-6)	15	Amina	L	138 m^3/h	44.88	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
29	Bomba de solución de amina pobre Alta Presión HP	120 PAGS 002 A/B	129 m^3/h 62,3 bares	ASTM	4500x1600x1526	Carcasa: Acero al carbón Impulsor Acero Inox. (S-6)	15	Amina	L	129 m^3/h	97	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
30	bomba de sumidero de amina	120 PAGS 003 A	18,9 m^3/h 7,85 bares	ASTM	Brida de montaje de 24" x 3464,4 mm	Carcasa: Acero al carbón Impulsor Acero Inox. (S-6)	15	Amina	L	18,9 m^3/h	24	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
31	Repuesto de almacén de bomba de sumidero de amina	120 PAGS 003 B	25 m^3/h	ASTM	N / A	Acero Inoxidable	15	Amina	L	25 m^3/h		---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
32	Bomba de reflujo de amina	120 PAGS 005 A/B	5 m^3/h 6,7 bar	ASTM	1600x1000x971	Carcasa: Acero al carbón Impulsor Acero Inox. (S-8)	15	Amina	L	5 m^3/h	50.63	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
33	Bombas de lavado de agua	120 PAGS 006 A/B	25 m^3/h 3,9 bares	ASTM	1800x1000x990	Carcasa: Acero al carbón Impulsor Acero Inox. (S-8)	15	Agua	L	25 m^3/h	77	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
34	Bomba de transferencia de solución	120 PAGS 008 A	22,1 m^3/h 6,5 bar	ASTM	1800x1000x984	Carcasa: Acero al carbón Impulsor Acero Inox. (S-6)	15	GN	G	22,1 m^3/h	44.88	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
35	Repuesto de almacén de bomba de transferencia de solución	120 PAGS 008 B	22,1 m^3/h 6,5 bar	ASTM	N / A	Carcasa: Acero al carbón Impulsor Acero Inox. (S-6)	15	Amina	L	22,1 m^3/h	44.88	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
36	Bombas de maquillaje de agua	120 PAGS 009 A/B	0,39 m^3/h 62 bares	ASTM	1050 X 1015 x 1320	Acero Inoxidable	15	Agua	L	0,39 m^3/h	77	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
37	Bombas de maquillaje de amina	120 PAGS 013 A/B	2,1 m^3/h 5,16 bares	ASTM	1050 X 1015 x 1320	Acero Inoxidable	15	Amina	L	2,1 m^3/h	12	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
38	Sistema de Inyección Antiespumante	120 PAQUETE 001	0,014 m^3/h	ASTM	2438x1956x2509	Acero Inoxidable	15	Anti espumante	L	0,014 m^3/h	77	Electronivel	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
39	Oxidante Térmico	120 S 001	10,5 toneladas/hora	ASTM	Diámetro: 1,95 m Altura: 30,48 m	Acero al Carbón	15	GN	G	10,5 ton/hora	0,5 bares	Reostato de temperatua	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
40	Tanque de almacenamiento de solución	120 T 001		API 650	Diámetro: 3150 mm Long: 15000 mm	Acero Inoxidable SA-516-70	15	Anti espumante	L		3.5 / VF	Electronivel	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
41	Tambor flash de solución rica	120 V 001		ASTM	Diámetro: 2700 mm Long: 12 600 mm	acero inoxidable 316L	15	Amina	L		11	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
42	Tambor de reflujo de amina	120 V 002		ASTM	Diámetro: 1200 mm - Long: 2600 mm	acero inoxidable 316L	15	Amina	L		10/FV	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
43	Producto Tambor KO de gas	120 V 003		ASTM	Diámetro: 2200 mm Long: 3200 mm	Acero Inoxidable SA 516-70	15	GN	G		70	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
44	Tambor de recuperación de amina	120 V 004		ASTM	Diámetro: 1300 mm Long: 3900 mm	Acero Inoxidable SA 516-70	15	Amina	L		10/FV	Electronivel	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
45	Adsorbente (tamiz molar)	120 V 005 C.A.		ASTM	Diámetro: 2900 mm Long: 10400 mm	Acero Inoxidable SA-516-70	15	GN	G		70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
46	Tambor KO de gas de regeneración	120 V 006		ASTM	Diámetro: 700 mm Long: 2900 mm	SA516-70 // SA516-70 / SA333-6 / SA105	15	GN	G		70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
47	Adsorbente MRU	120 V 007		ASTM	Diámetro: 2600 mm Long: 4455 mm	Acero Inoxidable Tipo KCS	15	GN	G		70	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
48	Tanque de ruptura de agua	120 V 008		API 650	Diámetro: 250 mm Long: 2000 mm	acero inoxidable 316L	15	Agua	L		3.5 / VF	Electronivel	Servicios	P
49	Tambor de solvente de amina	120 V 010		API 650	Diámetro: 3500 mm Long: 2800 mm	Acero Inoxidable Tipo SA-516-70	15	Solvente	L		3.5 / VF	Electronivel	Servicios	P
50	Sumidero de amina	120 V 011		ASTM	Diámetro: 1100 Long: x 3300 mm Longitud de pluma: 8000 mm Longitud de pluma 8000 mm Longitud de pluma 8000 mm Longitud de pluma 8000 mm Longitud de pluma: 8000 mm Longitud de pluma: 8000 mm Longitud de pluma: 8000 mm Longitud de pluma: 8000 mm Longitud: 8000 mm Longitud: 8000 mm Longitud de pluma: 140 pies Longitud de pluma:	Acero Inoxidable Tipo SA 516-70	15	Amina	L		10 / VF	Electronivel	Servicios	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
					140 pies 7315 x 3353 x 5677 mm 18.28 x 4.87 x 6.006 mm 18.28 x 3.96 x 5.677 mm 18.28 x 4.42 x 5.905 mm 8686x3074x3302 mm 7460x4500x3150 mm 7.01 x 4.87 x 27.127 mm 13.10 x 7.31 x 17.98 mm									
51	Mezclador de chorro de tanque de almacenamiento de solución	120 Y 004	30 m^3/h	API 650			15	Amina	L	30 m^3/h	24	Electronivel	Servicios	P
52	Grúa giratoria para pared	120 Y 101		ASTM	**Longitud de pluma:** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
53	Grúa giratoria para pared	120 Y 102		ASTM	**Longitud de pluma** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
54	Grúa giratoria para pared	120 Y 103		ASTM	**Longitud de pluma** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
55	Grúa giratoria para pared	120 Y 104		ASTM	**Longitud de pluma** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	A
56	Grúa giratoria para pared	120 Y 105		ASTM	**Longitud de pluma:** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
57	Grúa giratoria para pared	120 Y 106		ASTM	**Longitud de pluma:** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
58	Grúa giratoria para pared	120 Y 107		ASTM	**Longitud de pluma:** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--	-		---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
59	Grúa giratoria para pared	120 Y 108		ASTM	**Longitud de pluma:** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--	-		---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
60	Grúa giratoria para pared	120 Y 109		ASTM	Longitud: 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--	-		---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
61	Grúa giratoria para pared	120 Y 110		ASTM	**Longitud:** 8000 mm	Acero al Carbón galvanizado	15	--	--	-		---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
62	Grúa de pedestal	120 Y 201		ASTM	**Longitud de pluma:** 140 pies		15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
63	Grúa de pedestal	120 Y 202		ASTM	**Longitud de pluma:** 140 pies		15	--	--			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
64	Enfriador de descarga del compresor del refuerzo de gas de alimentación	130 A 001 A B C D	11.763 kW / 175.775 kg/h	ASTM	7315 x 3353 x 5677 mm	Acero carbono	15	GN	G	175.775 kg/h	99.3	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
65	Enfriador de la primera sección del compresor MR	130 A 002 Ah	53.034 kW / 971.209 kg/h	ASTM	18.28 x 4.87 x 6.006 mm	Acero carbono	15	GN	G	971.209 kg/h	31.03	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
66	Atemperador de compresor MR	130 A 003 A/B	16 763 kW / 647 006 kg/h	ASTM	18.28 x 3.96 x 5.677 mm	Acero carbono	15	GN	G	647 006 kg/h	82.74	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
67	Condensador de la segunda sección del compresor MR	130 A 004 FA	31420 kW / 805,149 kg/h	ASTM	18.28 x 4.42 x 5.905 mm	Acero carbono	15	GN	G	805,149 kg/h	62.05	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
68	Paquete de compresor de refuerzo de gas de alimentación: enfriador de aire del sistema de aceite lubricante	130 A 005	1706405 KJ/HR	ASTM	8686x3074x3302 mm	Cabeceras - Acero inoxidable. Demás elementos - Galvanizado	15	GN	G	1706405 KJ/HR	10.34	Reostato de	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
69	Paquete de compresor MR: enfriador de aire del sistema de aceite lubricante	130 A 006		ASTM	7460x4500x3150 mm		15	GN	G			Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
70	Caja Fría de Remoción de Pesados	130 CB 001		ASTM	7.01 x 4.87 x 27.127 mm	Acero carbono	15	GN	G		75.5	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
71	Caja fría de licuefacción	130 CB 002		ASTM	13.10 x 7.31 x 17.98 mm	Acero carbono	15	GN	G		91	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
72	Vaporizador de fondo de columna de fregado	130 mi 003	1916 kilovatios	ASTM	Carcasa: 289 mm Longitud del tubo: 3353 mm	LTCS + 1/8" CA (acero inoxidable) Acero inoxidable 316 (TS)	15	GN	G	1916 kilovatios	77/FV (SS) / 77/FV (TS)	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
73	Calentador de gas de descongelación	130 mi 004	1,2x540kW	ASTM	Carcasa: 419,1 mm Longitud del tubo: 3048 mm	CS + CA de 1/8"	15	GN	G	540kW	62/FV (SS)/76/FV (TS)	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
74	Precalentador de fondos de columna de fregado	130 mi 005	126 kilovatios	ASTM	Carcasa: 102 mm Longitud del tubo: 3810 mm	Acero inoxidable 316	15	GN	G	126 kilovatios	77/FV (SS) / 77/FV (TS)	Reostato de temperatura	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
75	Paquete compresor MR	130 k 001	**Sección 1** 154224 m^3/h 12barA 27635kW**Sección 2** 30204 m^3/h 28.6barA 16449kW	ASTM	21000x5000x18000	Acero carbono	15	GN	G	**Sección 1** 154224 m^3/h 12barA 27635kW**Sección 2** 30204 m^3/h 28.6barA 16449kW	62	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
76	Compresor de refuerzo de gas de alimentación	130 k 002	296239 m^3/h 47,1 bares	ASTM	8560x3049x4620	Acero Inox. Térmico LTCS	15	GN	G	296239 m^3/h 47,1 bares	91	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
77	Manguera y carrete de GNL	130 L 001		ASTM	15646x14720x15594		15	GN	G			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
78	Bomba de reflujo de eliminación de pesados	130 PAGS 001 A/B	30,8 m3/hora	ASTM	Long: 1800 mm Diámetro: 711 mm	Carcasa: Aluminio Impulsor: ASTM B221-08 Eje: ASTM	15	HCO	L	30,8 m^3/hora	94.5	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
						Acero Inox. A5643								
79	Bomba de flash LNG	130 PAGS 002 A B C	220 m^3/h 7,95 bar (USGC) 8,48 bar (GAS ALT)	ASTM	762 mm x 2591 mm	Bomba de aleación de aluminio Conexión: acero inoxidable	15	HCO	L	220 m^3/h	17.9	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
80	Bomba de fondo de columna de fregado	130 PAGS 003 A B C	12,1 m^3/h 17,1 bar (GAS ALT) 22,7 bar (USGC)	ASTM	774,7 x 774,7 x 3770,2 mm	Tazón: CF3M Columna: 316L Acero inoxidable. Cabezal: Acero Inox 316L (API610 A8)	15	HCO	L	12,1 m^3/h	75.5	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
81	Paquete de muestreo de GNL	130 PAQUETE 001		ASTM	3658x915x2134		15	GN	G			---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
82	Sistema de protección de alta presión (HIPPS)	130 PAQUETE 002		ASTM	---		15	GN	G			Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
83	Patín de bomba de reflujo para eliminación de materiales pesados	130 PAQUETE 003		ASTM	---		15	HCO	L			Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
84	Compresor MR Turbina de gas SCR (Sistema DeNOX posterior a la combustión (SCR))	130 PAQUETE 004	506.862 kg/h	ASTM	Solo reactor: 4,6 mx 7,3 mx 6,6 m	Acero al carbón	15	GN	G	506.862 kg/h	7	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
85	Tanque ISO de amoníaco acuoso	130 T 002		API 650	Diámetro: 2392 mm Long: 4670 mm	Acero al carbón de 3mm Aleación de acero aluminio recubrimiento interno	15	Amoniaco	L		2	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
86	Tanque de sello de agua	130 T 003		ASTM	1371,6 mm (alto) 1219,2 mm (ancho) 1016 mm (largo)	Polietileno de Alta Densidad	15	Agua	L		1	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
87	Tanque de amoníaco acuoso Bandeja de goteo Tote	130 T 004		API 650	1371,6 mm (alto) 1219,2 mm (ancho) 1016 mm (largo)	Polietileno de Alta Densidad	15	Amoniaco	L		1	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
88	Totalizador de bandeja de goteo deslizante SCR	130 T 005		ASTM	1371,6 mm (alto) 1219,2 mm (ancho) 1016 mm (largo)	Polietileno de Alta Densidad	15	GN	G		1	Reostato de presión	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
89	Tambor de succión MR	130 V 006		ASTM	Diámetro: 4877 mm Long: 6706 mm	Acero inoxidable térmico LTCS	15	GN	G		31	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
90	Tambor entre etapas MR	130 V 007		ASTM	Diámetro: 3658 mm Long: x 7315 mm	Acero inoxidable térmico LTCS	15	GN	G		31	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
91	Acumulador MR	130 V 008		ASTM	Diámetro: 4420 mm Long: 5650 mm	Acero inoxidable térmico LTCS	15	GN	G		62	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P
92	Tambor flash final	130 V 009		ASTM	Diámetro: 3500 mm Long: 7650 mm	acero inoxidable 316	15	GN	G		17 / VF	---	Tratamiento de gas / Almacenamiento de aminas	P

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
93	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 101		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
94	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 102		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
95	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 103		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
96	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 104		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
97	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 105		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
98	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 106		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
99	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 107		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
100	Grúa giratoria montada en el piso	130 Y 108		ASTM	Longitud de la pluma - 6000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
101	Grúa de pedestal	130 Y 201		ASTM	Longitud de la pluma: 160 pies		15	--	--			---	Servicios	A
102	Grúa de pedestal	130 Y 202		ASTM	Longitud de la pluma: 140 pies		15	--	--			---	Servicios	A
103	Grúa de pedestal	130 Y 203		ASTM	Longitud de la pluma: 140 pies		15	--	--			---	Servicios	A
104	Grúa giratoria montada en el piso	140 Y 101		ASTM	Longitud de la pluma - 6000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
105	Grúa giratoria montada en el piso	140 Y 102		ASTM	Longitud de la pluma - 8000 mm	Acero al carbón galvanizado	15	--	--			---	Servicios	A
106	Grúa de pedestal	140 Y 201		ASTM	Longitud de la pluma: 140 pies		15	--	--			---	Servicios	A
107	Grúa de pedestal	140 Y 202		ASTM	Longitud de la pluma: 140 pies		15	--	--			---	Servicios	A
108	Principales generadores de energía Enfriadores de aceite lubricante	141 A 001 A B C		ASTM	7300x2400x3500	Cabeceras: Acero Inox 31	15	Diésel	L		10	---	Servicios	A
109	Unidad de recuperación de calor residual de aceite caliente (escape del generador de energía)	141 mi 001 A B C	6252 kw cada bobina	ASTM	14.872 x 4.718 x 3.423 mm	Tubería: Acero Inox. 316L	15	Diésel	L	6252 KW cada bobina	35 (bobina)	Reostato de temperatura	Servicios	A
110	Paquete de generador de energía principal	141 PAQUETE 001 A B C	Clasificación ISO del generador 12,87 Mwe cada uno Diseño de turbina Tasa de gas combustible: 4515 Nm^3/hora	ASTM	Gabinete de turbina/generador: 15,218 x 2,571 x 4,166 mm	Aletas: Aluminio	15	Diésel	L	Clasificación ISO del generador 12,87 Mwe cada uno Diseño de turbina Tasa de gas combustible: 4515 Nm^3/hora	31	---	Servicios	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
111	Paquete de generador de energía esencial (plataforma de servicios públicos)	141 PAQUETE 002 A B C	1730 kilovatios	ASTM		Estructura: Acero Galvanizado	15	Diésel	L	1730 kilovatios		---	Servicios	A
112	Paquete de generador de energía esencial (plataforma de licuefacción)	141 PAQUETE 003 A/B	1730 kilovatios	ASTM		Acero carbono	15	Diésel	L	1730 kilovatios		---	Servicios	A
113	Tanque de almacenamiento de Diésel crudo	142 T 001	Capacidad de Trabajo / Total: 135 / 146 m^3	API 650		Acero carbono	15	Diésel	L	Capacidad de Trabajo / Total: 135 / 146 m^3	+ 0,035 / - 0,003	Electronivel	Servicios	A
114	bomba Diésel crudo	142 PAGS 001A/B	16,0 m^3/h 6,0 bares	ASTM		Requisito mínimo: Acero Inox. Tipo KCS+3mm	15	Diésel	L	16,0 m^3/h 6,0 bares	12	---	Servicios	A
115	Filtro diésel crudo	142 F 001	50,0 m^3/h	ASTM		Requisito mínimo Acero Inox KCS+3mm Elementos Acero galvanizado	15	Diésel	L	50,0 m^3/hora	12	---	Servicios	A
116	Paquete de tratamiento diésel	142 PAQUETE 1	16,0 m^3/h	ASTM		Carcasa: Requisito mínimo Acero Inox KCS+3mm CA Elementos: Acero Inox 304	15	Diésel	L	16,0 m^3/h	12	---	Servicios	A
117	Calentador de arranque de gas combustible	143 H 001	676 kilovatios	ASTM	Largo: 5300 mm Ancho: x 2265 mm Alto: 2538 mm	Carcasa: Acero Inox 316L Elementos Acero Inox. 316	15	Diésel	L	676 kilovatios	76/FV	Reostato de temperatura	Servicios	A
118	Tambor de mezcla de gas combustible Alta Presión HP	143 V 001	-	ASTM	Diámetro: 1830 mm Long: 9200 mm	Acero Inox SA-516-70	15	GN	G	-	59	---	Servicios	A
119	Paquete de compresor de aire para instrumentos	144 k 001 A B C D	4 x 2659 Nm^3/h	ASTM		Carcasa: 1ª etapa: Acero Inox ASTM A48 CL-50 2ª etapa: Rotor Acero Inox ASTM A48 CL-50: 1ª etapa: Acero Inox AISI 1045 2ª etapa: Acero Inox AISI 1045	15	GN	G	2659 Nm^3/h	12	Reostato de presión	Servicios	A
120	Paquete de secador de aire para instrumentos	144 PAQUETE 001 A B C	3 x 4850 Nm^3/h	ASTM		Torre: Acero Inox 316	15	GN	G	4850 Nm^3/h	12	Reostato de temperatura	Servicios	A
121	Receptor de aire de instrumentos	144 V 001 A B C		ASTM	Diámetro: 5.000 mm Long: 8.200 mm	acero inoxidable 316/316L	15	GN	G		12	Reostato de presión	Servicios	A
122	Paquete de generación de nitrógeno (unidad PSA)	145 PAQUETE 001	780 Nm^3/hora	ASTM	3962,4 x 5828,8 x 6804,8 mm	Lado de aire: Acero al carbón Lado Nitrogeno:	15	N	L	780 Nm^3/hora	12	Reostato de presión	Servicios	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
						Acero al carbón								
123	receptor de nitrógeno	145 V 001		ASTM	Diámetro: 4.000 mm Long: 8.000 mm	Acero Inox SA-516-70	15	N	L		12	Reostato de presión	Servicios	A
124	Enfriador entre etapas del compresor BOG	146 A 001	969 kW / 19 482 kg/h	ASTM	6.706 mm x 2.700 mm	Colectores - Acero Inox SA-516-70 N (Charpy) Tubos - Acero Inox SA-334 Gr. 1 (sml)	15	GN	G	19 482 kg/h	29	Reostato de temperatura	Servicios	A
125	Compresor BOG después del enfriador	146 A 002	1090 kW / 19 338 kg/h	ASTM	7.010 mm x 2.270 mm	Colectores - SA-516-70 N (Charpy) Tubos - SA-334 Gr. 1 (sml)	15	GN	G	19 338 kg/h	76	Reostato de presión	Servicios	A
126	Compresor BOG - Enfriador de aire del sistema de aceite lubricante	146 A 003	1447199 KJ/HR	ASTM	6908x2464x2895	Cabeceras - Acero Inox Resto de equipo: Acero Galvanizado	15	Aceite	L	1447199 KJ/HR	10.34	Reostato de temperatura	Servicios	A
127	BOG Compresor	146 k 001	28437 m^3/h 52,7 bares	ASTM	9549x3840x4362	Acero Inox térmico tipo LTCS	15	GN	G	28437 m^3/h	---	Reostato de presión	Servicios	A
128	Tambor KO de succión del compresor BOG	146 V 001		ASTM	Diámetro: 3660 mm Long: 4400 mm	acero inoxidable 316L	15	GN	G		6.9 / VF	Reostato de presión	Servicios	A
129	Atemperador BOG	146 Y 001		ASTM	Long: 2346 Diámetro: 490	acero inoxidable 316L	15	GN	G		6.9 / VF	Reostato de presión	Servicios	A
130	Bomba de tambor de succión BOG	146 PAGS 001 A/B	2,04 m^3/h 2,6 bar	ASTM	Brida de montaje de 18" x 1310,64 mm	Bomba de aleación de aluminio Sumidero de acero inoxidable	15	GN	G	2,04 m^3/h	18	Reostato de presión	Servicios	A
131	Bomba de agua desmineralizada	147 PAGS 003 A/B	1,25 m^3/h 9,36 bares	ASTM	1800x1000x914	carcasa Acero inoxidable Impulsor Acero Inox SS (A-8)	15	Agua	L	1,25 m^3/h	49.64	Reostato de presión	Servicios	A
132	Paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada	147 PAQUETE 001	4 m^3/hora	API 650	2438x1676x2438		15	Agua	L	4 m^3/hora	10	Electronivel	Servicios	A
133	Tanque de agua desmineralizada	147 T 001	Tasa máxima de llenado: 4 m^3/h Tasa máxima de vacío: 2,5 m^3/h	API 650	Diámetro: 3600 mm Long: 3270 mm Capacidad máxima - 33,1 m3	Polietileno de Alta densidad	15	Agua	L	4 m^3/h	Interno: ~~.06~~ 4.0 " wc / -4.0 " wc Externo: .01	Electronivel	Servicios	A
134	Patín de inyección química del paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada	147 PAQUETE 003		ASTM	2946X1575X1981	Acero inoxidable Polietileno de Alta densidad PVC	15	Agua	L			---	Servicios	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
135	Patín de limpieza in situ (CIP) del paquete de acondicionamiento de desminado	147 PAQUETE 004		ASTM	2438X915X1524		15	Agua	L			Reostato de temperatura	Servicios	A
136	Paquete de desalinización (Unidad de ósmosis inversa de agua de mar (SWRO))	147 PAQUETE 002-1	Toma de agua de mar de 46,2 m3/h (provisional) Permeado de 16 m^3/h	ASTM	8600x2600x2600		15	Agua	L	46,2 m^3/h	5	---	Servicios	A
137	Paquete de desalinización (plataforma de filtro medial de agua de mar)	147 PAQUETE 002-2	Captación de agua de mar de 46,2 m^3/h (provisional)	ASTM	5500x2600x2440		15	Agua	L	46,2 m^3/h	3	Electronivel	Servicios	A
138	Patín de inyección química de la unidad de desalinización	147 PAQUETE 008		ASTM	2946X1575X1981		15	Químicos varios	L			---	Servicios	A
139	Patín de limpieza in situ (CIP) para unidades de desalinización	147 PAQUETE 009		ASTM	2438X915X1524	Acro Inox Polietileno de Alta densidad plástico reforzado con fibra de vidrio PVC	15	Químicos varios	L			---	Servicios	A
140	Bombas de agua cruda	147 PAGS 001 A/B	2x100% 94 m^3/h 9,4 bares	ASTM	Por determinar	Acero inoxidable súper dúplex	15	Agua	L	94 m^3/h		Electronivel	Servicios	A
141	Bomba de agua salada Caisson	147 Y 001	Por determinar	ASTM	Por determinar	Acero inoxidable súper dúplex	15	Agua	L	Por determinar		Electronivel	Servicios	A
142	Tanque de agua potable	147 T 002 A/B	108 m^3 (en funcionamiento) 118 m^3 (Total)	API 650	Diámetro:4.800 Long: 6.500 mm	Acero al carbón + capa interna de epoxi	15	Agua	L	108 m^3	0,035 / -0,003	Electronivel	Servicios	A
143	Tanque de agua de servicios públicos	147 T 003 A/B	108 m3 (en funcionamiento) 118 m^3 (Total)	API 650	Diámetro: 4.800 ID Long: 6.500 mm	Acero al carbón + capa interna de epoxi	15	Agua	L	108 m^3	0,035 / -0,003	Electronivel	Servicios	A
144	Bomba de agua para servicios públicos Paquete	147 PAQUETE 006	3x50% 44 m^3/h cada uno	ASTM		Bomba: API 610 S8 Recipiente: Estándar del proveedor	15	Agua	L	44 m^3/h	12	Electronivel	Servicios	A
145	Agua potable Bomba	147 PAGS 002 A/B	3x50% 10 m^3/h cada uno	ASTM			15	Agua	L	10 m^3/h	12	---	Servicios	A
146	Unidad de esterilización UV de agua potable	147 PAQUETE 005	8 m^3/h	ASTM	2500X1250x1250		15	Agua	L	8 m^3/h	12	---	Servicios	A
147	Filtro de bomba de agua de servicios públicos	147 F 002 A/B	2x100% 88 m3/h cada uno	ASTM		Acero inox 316 y 316L	15	Agua	L	88 m^3/h	12	Reostato de presión	Servicios	A
148	Paquete de generación de hipoclorito	147 PAQUETE 007	1,0 kg/h Generación de hipoclorito	ASTM	6,100X2,500x4,000		15	Hipoclorito	L	1,0 kg/h	12	---	Servicios	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
149	Filtro de bomba de agua cruda	147 F 001 A/B	2x100% 94 m^3/h	ASTM		Acero inoxidable súper dúplex	15	Agua	L	94 m^3/h	12	Reostato de presión	Servicios	A
150	Enfriador de ajuste de aceite caliente	151 A 001	15.900 kW/1.036.640 kg/h	ASTM	4480 mm x 11582 mm	Colector: Acero Inox SA-516-70 Tuberías: Acero Inox SA-179	15	Aceite	L	1.036.640 kg/h	35	Reostato de temperatura	Servicios	A
151	Filtro de aceite caliente	151 F 001	125 m^3/h	ASTM	Diámetro: 406 mm Long: 2980 mm Diámetro: 406 mm Long: 2980 mm Diámetro: 406 mm Long: 2980 mm	Carcasa: Acero Inox SA 106-B Cabezal: Acero Inox SA 516-70 Elementos: Acero Inox 304SS	15	Aceite	L	125 m^3/h	35	Reostato de temperatura	Servicios	A
152	Bomba de circulación de aceite caliente	151 PAGS 001 A/B	1145 m^3/h 18,7 bar	ASTM	4900x1900x1581	Carcasa: Acero al Carbono Impulsor: 12% Cromo	15	Aceite	L	1145 m^3/h	43.44	---	Servicios	A
153	Tambor de expansión de aceite caliente	151 V 001	942.400 kg/h	ASTM	Diámetro: 3.600 mm Long: TT 14.600 mm	Acero Inox térmico tipo KCS	15	Aceite	L	942.400 kg/h	15 / VF	Reostato de presión	Servicios	A
154	Tambor de eliminación de inventario de aceite caliente	151 V 002	Capacidad 12 m^3	ASTM	Diámetro Int: 2000 mm Long: 5000	Acero Inox SA-516-70	15	Aceite	L	12 m^3	3.5	Electronivel	Servicios	A
155	Bomba de retorno de aceite caliente	151 PAGS 002	1,5 m^3/h 2,2 m3/h 6,8 bares	ASTM		Acero Inox API 610 S6 KCS	15	Aceite	L	2,2 m^3/h	15	Electronivel	Servicios	A
156	Vaporizador de etano ambiental	152 mi 001 AB	1309 m^3/h	ASTM	2934x2499x7198	Aluminio	15	Etano	L	1309 m^3/h	31	Reostato de temperatura	Servicios	A
157	Iso Tanque de refrigerante criogénico de etano	152 V 001 A/B		API 650	21 m3 de capacidad 2591 x 2438 x 6058	Acero Inox 316	15	Refrigerante	L		17 / VF	Electronivel	Servicios	A
158	Iso Tanque de refrigerante de propano	152 V 002 A/B	24,6 m^3	API 650	Diámetro Int: 2392 mm Long: 4670 mm 6058 x 2438 x 2591 mm	Acero Inox SA 612N	15	Propano	G	24,6 m^3	22	Reostato de presión	Servicios	A
159	Tanque Iso de refrigerante i-pentano	152 V 004 A/B	24,6 m^3	API 650	Diámetro Int: 2392 mm Long: 4670 mm 6058 x 2438 x 2591 mm	Acero Inox SA 612N	15	Pentano	L	24,6 m^3	22	Reostato de presión	Servicios	A
160	Secador frigorífico de propano	152 V 005	6541 kg/h	ASTM	Diámetro: 892 mm Long: 4270 mm	Acero Inox SA-516 70N	15	Propano	G	6541 kg/h	18	Reostato de presión	Servicios	A
161	Secador frigorífico i-pentano	152 V 007	8500 kg/h	ASTM	Diámetro: 892 mm Long: 4270 mm	Acero Inox SA-516 70N	15	Pentano	G	8500 kg/h	18	Reostato de presión	Servicios	A
162	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer VI)	153 PAGS 001 A/B	341 m^3/h	NFPA		Acero inoxidable súper dúplex	15	Agua	L	341 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A
163	Bomba de agua contra incendios Living Quarter (Pioneer VI)	153 PAGS 001 CD	113,6 m^3/h	NFPA		Acero inoxidable 316	15	Agua	L	113,6 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
164	Bomba jockey de agua contra incendios (Pioneer VI)	153 PAGS 002	45 m^3/h	NFPA		Acero inoxidable 316	15	Agua	L	45 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A
165	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer IV)	153 PAGS 003 A B C	1022,1 m^3/hora	NFPA		Acero inoxidable súper dúplex	15	Agua	L	1022,1 m^3/hora		Reostato de presión	Servicios	A
166	Bomba jockey de agua contra incendios (Pioneer IV)	153 PAGS 004	45 m^3/h	NFPA		Acero inoxidable 316	15	Agua	L	45 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A
167	Bomba de agua de mar contra incendios (Pioneer V)	153 PAGS 005 A B C	1022,1 m^3/hora	NFPA		Acero inoxidable súper dúplex	15	Agua	L	1022,1 m^3/hora		Reostato de presión	Servicios	A
168	Bomba jockey de agua contra incendios (Pioneer V)	153 PAGS 006	45 m^3/h	NFPA		Acero inoxidable 316	15	Agua	L	45 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A
169	Calentador de banda de tambor Dry Flare KO	154 H 001	50 kilovatios	ASTM		Acero inoxidable 316	15	GN	G	50 kilovatios		Reostato de temperatura	Servicios	A
170	Calentador de banda de tambor Wet Flare KO	154 H 002	50 kilovatios	ASTM		Aleación 800	15	HCO	L	50 kilovatios		Reostato de temperatura	Servicios	A
171	Bomba KO de antorcha húmeda	154 PAGS 001	4 m^3/h 5,14 bares	ASTM	1800x1000x971	Carcasa: Acero al carbón 2,25 % cromo Impulsor: Acero al carbón 12 % cromo	15	HCO	L	4 m^3/h	50.3	---	Servicios	A
172	Paquete de antorcha seca	154 PAQUETE 001	430 toneladas por hora	ASTM	Ancho: 610 mm Long: 105 m	Acero inoxidable 310 / 316 L	15	GN	G	430 ton/ hr	8/-0,45	---	Servicios	A
173	Paquete Wet Flare	154 PAQUETE 002	300 toneladas por hora	ASTM	Ancho: 610 mm Long: 105 m	Acero inoxidable 310 / Acero inoxidable 316	15	HCO	L	300 ton/hr	6/-0,45	---	Servicios	A
174	Tambor seco Flare KO	154 V 001	---	ASTM	Diámetro: 4300 mm Long: 14 800 mm	Acero inoxidable 310 / Acero inoxidable 316	15	GN	G	---	8,5 / alto voltaje	---	Servicios	A
175	Tambor KO Wet Flare	154 V 002	---	ASTM	Diámetro: 4200 mm Long: 8400 mm	Acero inoxidable 310 / Acero inoxidable 316	15	HCO	L	---	6 / AT	---	Servicios	A
176	Soplador de aire del paquete Dry Flare	154 k 001		ASTM			15	Aire	G			---	Servicios	A
177	Soplador de aire del paquete Wet Flare	154 k 002		ASTM			15	Aire	G			---	Servicios	A
178	Paquete de tratamiento de aguas residuales de la plataforma de servicios públicos	155 PAQUETE 001	42 m^3/h	ASTM			15	Agua Residual	L	42 m^3/h	3,5 bares	Electronivel	Servicios	A

No.	Descripción	TAG	Capacidad (m^3) o unidad que aplique	Código de Diseño	Dimensiones (mm)	Materiales de construcción	Vida útil (años)	Sustancia manejada	Edo físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación	Presión de diseño y operación	Sistemas de Seguridad	Ubicación	Tipo
179	Paquete de tratamiento de aguas residuales de la plataforma de tratamiento de gas	155 PAQUETE 002	42 m^3/h	ASTM			15	Agua Residual	L	42 m^3/h	3,5 bares	---	Servicios	A
180	Paquete de tratamiento de aguas residuales de la plataforma de licuefacción	155 PAQUETE 003	42 m^3/h	ASTM			15	Agua Residual	L	42 m^3/h	3,5 bares	---	Servicios	A
181	Tambor de aceite de decantación	155 V 001		ASTM	Diámetro: 2500 mm Long: 5000 mm	Acero al carbón	15	Aceite	L		3,5 bares / FV	Electronivel	Servicios	A
182	Tambor de aceite de decantación	155 V 002		ASTM	Diámetro: 2500 mm Long: 5000 mm	Acero al carbón	15	Aceite	L		3,5 bares / FV	Electronivel	Servicios	A
183	Tambor de aceite de decantación	155 V 003		ASTM	Diámetro: 2500 mm Long: 5000 mm	Acero al carbón	15	Aceite	L		3,5 bares / FV	Electronivel	Servicios	A
184	Unidad de Paquete de Tratamiento de Aguas Residuales	155 PAQUETE 004	5,400 galones por día	ASTM			15	Agua	L	5,400 galones por día	3,5 bares	Electronivel	Servicios	A
185	Bomba de reciclaje de agua	155 PAGS 001	1,3 m^3/h 1,4 bares	ASTM		Acero al carbón al 12% Cr	15	Agua	L	1,3 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A
186	Bomba de reciclaje de agua	155 PAGS 002	1,3 m^3/h 1,4 bares	ASTM		Acero al carbón al 12% Cr	15	Agua	L	1,3 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A
187	Bomba de reciclaje de agua	155 PAGS 003	1,3 m^3/h 1,4 bares	ASTM	260" X 98" X 105"	Acero al carbón al 12% Cr	15	Agua	L	1,3 m^3/h		Reostato de presión	Servicios	A
188	Tambor de residuos de amina	155 V 004		ASTM	Diámetro: 2600 mm Long: 5000 mm	Revestimiento acero inoxidable KCS 304	15	Amina	L		3.5	Electronivel	Servicios	A
189	Tambor de residuos de amoníaco	155 V 005		ASTM	Diámetro: 1250 mm Lon: 2500 mm	Acero inoxidable SA-516-70	15	Amoniaco	L		3.5	Electronivel	Servicios	A

Nota: P: Equipo principal, A: Equipo auxiliar
Fuente: Listado de equipos principales del Proyecto proporcionado por México FLNG.

V.1.4 Diseño de instrumentación y control

V.1.4.1 Instrumentación

La instrumentación se especificará y seleccionará de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería aceptadas por la industria, teniendo en cuenta su uso previsto y el entorno, para garantizar unas plantas seguras, confiables y fácilmente operables durante todo su ciclo de vida.

V.1.4.1.1 Generalidades

- Los sensores, transmisores y elementos finales, como los posicionadores inteligentes, serán convencionales de 4-20 mA con comunicación HART. Todos los transmisores serán inteligentes, se alimentarán en lazo y tendrán una indicación local integral con una protección de entrada de IP66 como mínimo.
- La tensión de alimentación será nominalmente de 24 VDC.
- Los instrumentos de campo conectados directamente a un fluido inflamable o combustible deberán estar diseñados con un sello adicional aprobado por el PROPIETARIO, una barrera u otro medio para evitar la entrada de fluido inflamable o combustible en el sistema de cables. Se instalarán drenajes, rejillas de ventilación u otros dispositivos que proporcionen una indicación obvia del fallo del empaque principal. Véase NFPA 70, artículo 501.15 (f) (3) de NEC. Nota: Proporcionar un accesorio de sellado con un drenaje en el lado del instrumento satisface el requisito de la NFPA 70, artículo 501.15 (f) (3) de NEC.
- El sistema de cableado de la instrumentación será un sistema de bandejas aéreas cubiertas desde el cuarto principal de racks y los LER hasta las cajas de conexión de la zona. Se proporcionará una bandeja aérea y un cable desde los gabinetes RIO de la zona hasta los dispositivos individuales de los instrumentos. El trazado de la bandeja de cables no debe exponer potencialmente el cable de instrumentación a un incendio de proceso ni interferir con el mantenimiento del equipo.
- Los sensores del DCS y del SIS y los elementos finales se cablearán por separado unos de otros utilizando gabinetes, cables y cajas de conexión RIO independientes.
- No se diseñarán E/S de repuesto para los gabinetes RIO para su futura instalación. La consideración del espacio incluirá únicamente el crecimiento para el desarrollo del diseño.

V.1.4.1.2 Instalación

- Los instrumentos se instalarán, siempre que sea posible, para su calibración y comprobación en el sitio sin necesidad de parar el equipo de proceso. Todos los instrumentos se conectarán a las válvulas de derivación proporcionadas de acuerdo con las especificaciones de las tuberías para permitir el desacoplamiento seguro del proceso sin despresurización del mismo. Cada instrumento estará provisto de su propia toma de proceso y válvula de derivación. La válvula de derivación será de una sola pieza, de bola de doble bloque con válvula de purga integrada para todos los servicios aplicables según las especificaciones de las tuberías.
- Todos los transmisores se montarán en línea y/o se acoplarán de cerca. La longitud de la tubería se considerará teniendo en cuenta la disponibilidad de mantenimiento del transmisor, la entrada de calor ambiental para el servicio criogénico para mantener una conexión seca y menos de 5 metros para el servicio de control anti-surge.
- El sistema de cableado de la instrumentación utilizará cable blindado de a bordo con una cubierta general resistente a los rayos ultravioleta que se instala en un sistema de bandejas aéreas, cuando sea práctico, desde los LER hasta las cajas de conexiones de la zona y hasta los dispositivos de los instrumentos individuales. El trazado de la bandeja de cables no debe exponer potencialmente el cable de instrumentación a un incendio de proceso ni interferir con el mantenimiento del equipo. El enrutamiento de los cables redundantes deberá seguir bandejas de cables separadas hasta los LER o el cuarto de racks principal.
- El cableado dentro de los edificios ocupados, como el cuarto de control y el cuarto de racks, será del tipo de baja emisión de humos y sin halógenos.

- La aleación que se utilizará para todos los componentes húmedos del proceso de todos los sistemas de tuberías de instrumentación e impulso será de acero inoxidable 316 como mínimo. Se prestará especial atención a la presión máxima admisible para cada aleación especificada de acuerdo con las especificaciones de las tuberías.
- Las instalaciones de instrumentación en zonas peligrosas se ajustarán a la norma NFPA 70.
- Los equipos que se instalen en un lugar peligroso tendrán un certificado de conformidad ATEX / IEC / FM / UL / CSA emitido por una autoridad certificadora reconocida. Por cuestiones de consistencia, los instrumentos estarán generalmente certificados Ex'd' (a prueba de fuego) y las cajas de conexiones estarán generalmente certificadas Ex'e' (seguridad aumentada). Se utilizará Ex'i' (Intrínsecamente seguro) para la clase 1 cuando no se disponga de un instrumento Ex'd' en el mercado. Cuando se utilicen instrumentos Ex'i, se instalarán barreras del tipo que no requieren conexión a tierra en los gabinetes de E/S.
- Las tuberías y los accesorios de los instrumentos serán de acero inoxidable 316 respectivamente y deberán ser compatibles con la aleación de las tuberías. Los accesorios de tubería serán de un solo fabricante; no se mezclarán fabricantes y marcas. Esto se aplicará de forma universal en todo el Proyecto, incluyendo, en la medida de lo posible, todos los equipos suministrados por el proveedor.
- Todos los accesorios de las tuberías de instrumentos y el proceso en los instrumentos se proporcionarán con conexiones roscadas NPT conforme a la norma ANSI B2.1. La conexión eléctrica será de tipo métrico ISO.
- Las conexiones de proceso realizadas con tubería de instrumentación serán de acero inoxidable 316 de ½" como mínimo, con un grosor de pared dimensionado para la presión máxima de diseño de la clasificación de las tuberías, de acuerdo con el código especificado en las Especificaciones de las tuberías.
- El número máximo de usuarios conectados a un mismo punto de toma de aire para instrumentos de ½ pulgada será de cinco (5). Algunos actuadores neumáticos (por ejemplo, las válvulas de recirculación y otras válvulas críticas) pueden requerir un suministro de aire para instrumentos separado, directo desde el cabezal principal, que esté dimensionado para obtener el tiempo de carrera requerido.
- El cableado de fibra óptica y de cobre utilizado para el SIS, el FGS y los cables de comunicación de la red serán resistentes al fuego con una clasificación de resistencia al fuego que sea suficiente para garantizar un paro y despresurización ordenados cuando el cableado se exponga al fuego de hidrocarburos más caliente previsto. La resistencia al fuego de otros elementos de instrumentación se hará de acuerdo con la filosofía de prevención de pérdidas del Proyecto.
- Se proporcionará un sistema aislado de conexión a tierra de la instrumentación dedicado a la conexión a tierra de las señales de instrumentación y a la conexión a tierra de los blindajes de los cables de los instrumentos que se diseñarán para minimizar el ruido eléctrico en los sistemas de I&C. Este sistema de conexión a tierra de la instrumentación se implementará a través de la instalación de una barra de cobre de conexión a tierra que se instala en separadores aislados en cada gabinete y caja de I&C. Todas las conexiones a la barra de conexión a tierra de instrumentación aislada se harán con conexiones radiales; no se utilizará el cableado en serie. La barra de conexión a tierra de instrumentación aislada se unirá a la tierra de protección de la planta fijada a la cubierta.

V.1.4.1.3 Limitaciones de ruido

- El nivel máximo de ruido producido por la válvula de control en servicio continuo y modulante no debe superar los 85 dB(A). Esta medición se basa en 1 metro aguas abajo y 1 metro desde la superficie de la tubería adjunta. Las válvulas de control, de encendido y apagado y de alivio de presión en servicio de emergencia, como las de desfogue y despresurización, no deberán superar los 115 dB(A) en la ubicación de 1 m.
- El cálculo de la predicción del ruido de las válvulas de control no incluirá una tolerancia de reducción incorporada ni una atenuación acústica del ruido.
- El aislamiento acústico se utilizará sólo como último recurso; primero se utilizarán otros métodos, como la selección de accesorios y el aumento del grosor de las paredes de las tuberías.

V.1.4.2 Sistemas de instrumentación y control

V.1.4.2.1 Generalidades

A continuación, se enumeran los principios fundamentales que se seguirán para el diseño y la ejecución de todos los sistemas integrados y de control (I&C) y dispositivos de campo para el Proyecto, incluidos los suministrados por proveedores terceros de equipos en paquete:

- Las interfaces de los operadores para el Sistema Integrado de Control y Seguridad (ICSS) se centralizarán en el Cuarto de Control Central (CCR), normalmente dotado de personal, situada en el edificio Habitacional. Todos los gráficos de los subsistemas del ICSS y de los sistemas de terceros, como el generador esencial, el UCP del compresor, el paquete de aire de instrumentos, etc., se incorporarán a las estaciones de trabajo del operador del ICSS (OWS) en el CCR.
- Los servidores del ICSS comunes a todas las plataformas, como el histórico de procesos, el antivirus, la copia de seguridad y la restauración y el histórico de toda la planta, estarán ubicados en el cuarto de racks cerca del CCR en la plataforma de servicios.
- Cada plataforma tiene un LER dedicado donde se ubicarán los gabinetes del controlador ICSS y otros paneles de terceros dedicados a la plataforma. La interfaz de E/S se realizará a través de gabinetes de E/S remotas distribuidos en la plataforma específica y los comunicados mediante cable de fibra óptica redundante al ICSS en el LER. En el LER de licuefacción y en el LER de tratamiento de gas habrá un OWS para la operación de emergencia en cada plataforma específica.
- El FGS para el compresor de refuerzo de gas de alimentación, los compresores MR, los compresores BOG y los GTG tendrán un sistema FGS dedicado y se conectarán con el FGS de la planta en los LER para monitorear el estado. Todos los edificios que no sean de proceso y el CCR tendrán paneles de alarma contra incendios del edificio (FAP) dedicados que se interconectarán con el panel principal de control de gas y fuego (MFGCP) ubicado en el CCR.
- La alta disponibilidad del sistema I&C se proporcionará mediante la redundancia de todos los componentes (incluidos los equipos de red y de alimentación de control) y la segregación de E/S (por ejemplo, equipos de proceso "A" y "B" en diferentes circuitos de alimentación de control y racks de módulos de E/S, etc.). El fallo de un solo componente, enlace de comunicación digital o estación de interfaz del operador no impedirá que los sistemas conectados realicen su función de diseño prevista sin interrupción. Sin embargo, la redundancia en los equipos de I&C no será necesariamente requerida para los equipos de proceso N+1 en donde la redundancia sea intrínsecamente proporcionada por el ahorro de los equipos de proceso y la pérdida de una unidad del equipo no causará un paro del proceso.
- Los transmisores DCS & SIS no deben ser compartidos. Las señales de los transmisores de los instrumentos del DCS y del SIS tendrán un rango idéntico y sus salidas serán validadas de forma cruzada en el DCS y se emitirá una alarma si la desviación supera una cantidad esperada con el fin de proporcionar una detección temprana de los fallos de los instrumentos.
- Los sistemas I&C utilizarán un diseño modular y segregado, de manera que en el futuro puedan añadirse equipos I&C para trenes de proceso adicionales sin que sea necesario parar los equipos instalados ni entrar en ellos. Los sistemas I&C y las redes de comunicación estarán segregados y separados para cada plataforma, excepto los equipos comunes a todas ellas.
- Se utilizarán sistemas y protocolos de comunicación estándar y abiertos (no propietarios) cuando estén disponibles. La base de diseño para todas las E/S utilizará instrumentación inteligente de 4-20 mA, alimentada por lazo, con clasificación ATEX / IEC / FM / UL / CSA Ex-'d', con comunicación y diagnóstico HART. Para la verificación de la asignación del SIL se utilizará el software exSILentia. Se utilizarán instrumentos con certificación SIL para el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).
- Se minimizará el número de protocolos de comunicación utilizados, prefiriéndose un protocolo basado en Ethernet, con el fin de minimizar los requisitos de capacitación, piezas de repuesto y asistencia. Las comunicaciones en serie no se utilizarán cuando se disponga de equipos con comunicaciones basadas en Ethernet. La velocidad de actualización de los datos en los gráficos y la ejecución de los comandos de control se tendrán en cuenta de forma primordial a la hora de especificar los protocolos de comunicación, las cargas máximas permitidas del procesador y del equipo de comunicación y el número de dispositivos conectados por controlador de comunicación. Los tiempos de actualización de los gráficos del ICSS serán lo suficientemente rápidos como para ofrecer una visión en "tiempo real" del proceso, incluyendo los equipos eléctricos, y no superarán los dos segundos.

- El medio físico de transmisión para las comunicaciones digitales será la fibra óptica redundante a través de diversas rutas, excepto en el caso de los enlaces de datos totalmente contenidos en un edificio, donde también se acepta el cableado de cobre blindado. Los cables de comunicación redundantes seguirán bandejas de cables separadas para reducir la posibilidad de daños simultáneos en ambos cables. Todos los tipos de cables se tenderán por encima del suelo en bandejas de cables adecuadas para un entorno marino. El cableado de fibra y cobre utilizado para el SIS, el FGS y la comunicación de red será resistente al fuego.
- Para la transmisión de datos entre las interfaces del DCS y de otros subsistemas, se prefieren las comunicaciones redundantes, como Modbus TCP/IP, por razones de confiabilidad y simplicidad. Las rutas de comunicación permanecerán dentro de los LER siempre que sea posible y todos los subsistemas principales estarán conectados al DCS a través de redes dedicadas.
- El Proyecto se diseñará para el mantenimiento en línea de todos los componentes de I&C sin parar el equipo de proceso y con un tiempo medio de reparación (MTTR) mínimo. Esto se logrará mediante el uso de equipos con un diseño modular, módulos y componentes intercambiables sin desconexión, redundancia de componentes con conmutación automática por fallo, cobertura de diagnóstico de mantenimiento con notificación de alarmas, métodos de cableado radial para el cableado interno del panel (sin conexión en serie), disposiciones para permitir la prueba y la calibración de instrumentos y equipos sin parar el equipo, y disposiciones similares.
- Los equipos I&C serán ensamblados completamente, probados, calibrados, programados, configurados, con las bases de datos pobladas y probados al máximo utilizando E/S simuladas y cableadas antes de su envío en una prueba de aceptación en fábrica (FAT) exhaustiva, incluidas las interfaces con sistemas de terceros, para reducir el tiempo de instalación y comisionamiento en campo. Esto incluirá la instalación y las pruebas totalmente integradas en los LER prefabricados en el suministro de Fluor, con el fin de minimizar los problemas de instalación de los sistemas críticos de ICSS en el sitio. Esta prueba incluirá la comprobación al 100% de todos los sistemas, incluyendo: E/S duras y blandas, configuración, programación, lógica, gráficos, alarmas, cargas del sistema y redes, etc.
- El software, los cables y los equipos necesarios para configurar, programar y mantener los equipos I&C (incluidas las interfaces de comunicación con sistemas de terceros) serán suministrados e integrados por el Proveedor de ICSS y suministrados a México FLNG en el momento de la entrega. Todas las licencias tendrán una duración perpetua y serán cedidas a México FLNG.
- Se aplicará el mayor grado de consistencia en las convenciones y requisitos de especificación utilizados para el Proyecto (incluida la numeración de las etiquetas) a todos los sistemas y equipos, incluidos los suministrados por paquetes de proveedores terceros.
- La documentación detallada de la programación, la definición de las variables utilizadas en los cálculos y las convenciones utilizadas en el diseño del equipo I&C serán suministradas por el Proveedor para permitir una comprensión completa del diseño del Proveedor.
- Se utilizará un número mínimo de proveedores para cada tipo de dispositivo de instrumentación y control (incluidos los suministrados por los proveedores de paquetes de terceros) cuando sea práctico, con el fin de minimizar el inventario de repuestos, capacitación y requisitos de apoyo. La estandarización de los instrumentos para las unidades de control de paquetes ha sido especificada por "Instrumentos & sistemas de control suministrados con equipos de paquetes" (N2FE- FLR-100-270- SPC-0001). Los instrumentos serán de las últimas versiones de hardware y firmware. No se utilizarán instrumentos programados para la obsolescencia o el final de la vida útil.
- El diseño de las consolas y la consideración de los factores humanos se ajustará a la norma ISO 11064, Diseño ergonómico de los centros de control.
- El idioma inglés se utilizará para todos los documentos relacionados con los sistemas y equipos I&C, incluyendo, el software del sistema (operativo y de aplicación), programas, gráficos, configuración y manuales. Todos los teclados incluidos en el suministro serán teclados en inglés. Sin embargo, una vez se tenga el Proyecto aprobado por todas las instancias y autoridades correspondientes, se harán las traducciones correspondientes al idioma español.
- Se utilizarán unidades de medida estándar SI para mantener la consistencia con los Proyectos anteriores de México FLNG. A continuación, se presenta una lista de las unidades de medida específicas para este Proyecto.

Tabla V.46 Unidades de medida del sistema de instrumentación y control.

Parámetro	Unidad de medida
Temperatura	°C
Presión	bar, mbar, kPa
Vacío a presión	-mmH_2O, -mmHg
Volumen, Líquidos	m^3
Volumen, Gases	Nm^3, Sm^3
Flujo, Líquidos	m^3/h, kg/h
Flujo, Gases	Nm^3/h, Sm^3/h, kg/h
Producción anual	MTPA
Velocidad	m/s
Energía calorífica	kJ, MJ
Coeficiente de transferencia calorífica	W/m^2-°C
Calor específico	kJ/kg-°C
Calor latente	kJ/kg
Viscosidad	cP
Densidad granel	kg/m^3
Dimensiones del equipo	m, mm
Diámetro de la tubería, tamaño de la boquilla	pulg.
Presión sonora	dB
Potencia	kW, MW
Frecuencia	Hz
Longitud	m, mm
Área	m^2
Masa	kg
Concentración	Mol%, Vol%, WT%, ppm/vol, ppm/wt
Conductividad térmica	W/m-°C
Radiación térmica	W/m^2, kW/m^2

Fuente: Documento Nº N2FE-FLR-100-270-PHL-0001, Rev. 0; de fecha 14-Abr-2022. Filosofía de control y criterios de diseño.

- No se utilizarán bastidores giratorios para recintos, regletas de terminales apiladas, puertas de recintos que no se abran al menos 100 grados y convenciones similares para ahorrar espacio; y se considerará el uso de gabinetes de acceso delantero y trasero para aumentar la accesibilidad al mantenimiento. Se procurará ubicar los LER en una zona no peligrosa, si no es posible, siga la norma NFPA-496 para la purga.
- Se poblará una base de datos de Instrumentación Inteligente de Intergraph para todos los dispositivos I&C utilizados para la Planta. La base de datos de Instrumentación Inteligente se utilizará para generar los documentos de ingeniería cuando sea posible y para generar la base de datos de E/S que se utilizará para el ICSS.
- Los gabinetes ICSS situados en los LER o en el CCR estarán diseñados para la entrada superior de los cables. Los gabinetes de E/S remotas ubicados en la plataforma deberán contar con cableado de entrada inferior siempre que sea posible, incluyendo la capacidad de prensacables y conexión a tierra para los cables blindados de campo, y la capacidad de sellar los pisos de los gabinetes después de que todos los cables sean instalados. Este sellado garantizará que las necesidades de enfriamiento del aire para las partes interiores de los gabinetes se extraigan del aire limpio y enfriado del interior de

los cuartos de instrumentos a través de los respiraderos de entrada adecuados en los gabinetes y no del aire caliente y polvoriento que hay debajo del suelo.
- Todos los gabinetes de E/S remotas de la plataforma deberán estar firmemente sujetos y protegidos contra huracanes de categoría 5. El método de asegurado será el de los proveedores de equipos paquete.

V.1.4.2.2 Sistema integrado de control y seguridad (ICSS)

Se utilizará un Sistema Integrado de Control y Seguridad (ICSS) para monitorear, controlar y salvaguardar la operación de la parte superior de la instalación (excluyendo las operaciones marinas y los sistemas de producción submarinos). El ICSS estará compuesto por los dos sistemas principales que compartirán ciertos equipos comunes según sea necesario.

- Sistema de control distribuido (DCS y servidores y red asociados)
- Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)

Las unidades de proceso y los patines de los equipos paquete utilizarán recintos de E/S remotas (RIO) NEMA 4X de acero inoxidable 316 DCS y SIS que contienen las tarjetas de E/S remotas inteligentes, las fuentes de alimentación, el hardware de comunicaciones de fibra óptica y otros equipos que son instalados en las RIO por el proveedor de ICSS. Los instrumentos de campo se conectarán a las RIO. Las RIO estarán conectadas a los procesadores DCS y SIS mediante un cable de fibra óptica redundante.

La entrada que recibe la ESDV aplicará el HIPPS que tendrá interfaz con el ICSS-SIS.

El sistema ICSS de cada plataforma utilizará sus propias redes de fibra óptica dedicadas y redundantes para conectar los controladores y otros equipos necesarios del sistema ubicados en un cuarto eléctrico local (LER) dedicado al cuarto de racks del edificio habitacional. Los edificios que albergan los controladores y servidores del ICSS deberán estar climatizados y ubicados en zonas no clasificadas.

El equipo ICSS (principalmente para el DCS) tendrá al menos tres niveles de autorización protegidos por contraseña (por ejemplo, Operador, Supervisor e Ingeniero), cada uno de los cuales permite realizar operaciones específicas predeterminadas.

V.1.4.2.3 Equipo común del ICSS

El Equipo Común incluye los elementos que son compartidos por uno o más sistemas del ICSS. Los equipos comunes serán generalmente compartidos por los sistemas ICSS:

V.1.4.2.3.1 Estaciones de trabajo del operador (OWS)

Las estaciones de trabajo del operador (OWS) del ICSS situadas en el CCR serán la interfaz operativa principal para todos los sistemas y subsistemas del ICSS, utilizadas para controlar y monitorear de forma centralizada las operaciones del proceso, incluidas las funciones SIS y FGS. El arranque, los paros y los rearranques de las operaciones del proceso estarán bajo el control y la dirección de los operarios del CCR, con la asistencia del personal operativo de campo.

Habrá una OWS de ICCS ubicado en cada LER para el control y el paro de la plataforma asociada que se utilizará en caso de emergencia, pero no se utilizará para la operación normal. Las OWS de los LER estarán montadas sobre racks. El mobiliario del LER deberá ser ligero.

Cada OWS del CCR estará equipada con cuatro pantallas LCD de alta resolución de 21", un teclado QWERTY, un teclado DCS y un ratón. Las OWS se instalarán en el mobiliario del cuarto de control, con superficies de trabajo y pantallas totalmente ajustables para alojar ergonómicamente a los operadores de diferentes tamaños en posiciones de pie y sentados y minimizar su fatiga. En cada lado de cada OWS se

dispondrá de superficies de trabajo libreas para contar con espacio para documentos y las interfaces suplementarias del operador, como botoneras, lámparas indicadoras, pantallas de PC de BLAN, teléfonos, equipos de radio, etc. Un panel de la matriz SIS estará situado en el centro de las dos OWS para el paro de emergencia de la instalación.

Los gráficos del ICSS utilizarán gráficos del estilo de la Gestión de Situaciones Anómalas (ASM) que se ajustan a la norma del proveedor del ICSS seleccionado. Se utilizará una estructura jerárquica en el desarrollo de los gráficos para permitir al operador desglosar desde un gráfico de resumen del proceso general hasta las capas sucesivas de detalle por tren de proceso, unidad de proceso, equipos individuales y etiquetas de instrumentos individuales. El EPF desarrollará un proceso de revisión de gráficos.

Se dispondrá de al menos tres tonos de señalización audible distintos en las OWS para identificar las alarmas del proceso por prioridad, además de la visualización en los gráficos del ICSS y el registro de alarma y eventos.

Las OWS se asignarán funcionalmente al control y el monitoreo de áreas dedicadas de la planta, pero se cargarán con todos los gráficos de la planta. Todos los estados, las alarmas y la interfaz del operador de cada subsistema del ICSS se mostrarán en la OWS de acuerdo con su área funcional que se indica a continuación. Sin embargo, con el nivel de autorización adecuado, cada OWS deberá poder acceder a todos los datos, gráficos y todas las funcionalidades de todas y cada una de las demás OWS. La cantidad, la ubicación y la funcionalidad de las OWS del ICSS fueron determinadas utilizando lo siguiente como base inicial:

- OWS y áreas funcionales o dominios:
  - Instalaciones de entrada (unidad 110), zonas de balance de la planta (unidades 140,141, 142,143, 144, 145, 147, 151 y 152) y la zona de tratamiento de gas (unidad 120)
  - Zona de licuefacción (Unidad 130)

Cada Área Funcional también incorporará los requisitos de FGS, TI y telecomunicaciones, tal y como se define en la Filosofía de las Telecomunicaciones.

El diseño y la disposición de las consolas del operador deberán estar totalmente integrados en el diseño ergonómico.

V.1.4.2.3.2 Estaciones de trabajo de ingeniería (EWS)

Las estaciones de trabajo de ingeniería (EWS) se instalarán en una oficina dedicada en el edificio habitacional, adyacente al CCR y al cuarto de racks, y visible desde ellos. Las EWS se utilizarán para configurar y solucionar los problemas a distancia de todos los equipos del ICSS. Se proporcionarán EWS para cualquier panel de control de unidad (UCP) de equipos paquete en el cuarto de racks. Los cambios de configuración se realizarán preferentemente en línea sin requerir el apagado simultáneo de los equipos redundantes. No obstante, todos estos equipos deberán contar también con un puerto de comunicaciones que permita la configuración local y la resolución de problemas con una computadora portátil.

Cada EWS será una estación de trabajo de PC de alto rendimiento que estará provista de una o dos pantallas (según la norma del proveedor), un teclado QWERTY y un ratón. Las EWS deberán contar con una impresora en red ubicada en la oficina de la EWS, la cual deberá ser capaz de imprimir planos de hasta 11" x 17" (o equivalente) a color.

Las estaciones de trabajo de ingeniería del DCS serán suficientes en número, y cada una incluirá la funcionalidad completa del sistema, para apoyar simultáneamente el trabajo de ingeniería/diagnóstico en todas las áreas de proceso, el tren de GNL, el tratamiento de gas y los servicios.

Los requisitos del sistema ICCS están por encima de los requisitos de otros sistemas especializados individuales, cada uno de los cuales suele requerir al menos una estación de trabajo de ingeniería dedicada por sistema (DCS, SIS, FGS) que reside en una red propia.

V.1.4.2.3.3 Interfaces de equipos de telecomunicaciones y de TI

El ICSS se interconectará con los equipos de telecomunicaciones y de TI que estarán ubicados en un Cuarto de Equipos de Telecomunicaciones (TER) dedicado, ubicado en los edificios habitacionales y en los edificios LER de toda la instalación, según sea necesario. Los equipos de telecomunicación interconectados con el ICSS son:

- Un sistema de voceo y alarma general (PAGA) para difundir las alarmas iniciadas manualmente por los operadores de proceso, ya sea desde los cuartos del CCR. Estas alarmas incluirán las relacionadas con los sistemas FGS y SIS, y las relacionadas con la emergencia general. La filosofía de inicio de la difusión se desarrollará durante la fase de diseño detallado. El PAGA será un sistema redundante y de migración automática tras erro, con circuitos de salida "A" y "B" intercalados que conectarán los altavoces y las balizas en el interior de los edificios y en el exterior.
- El sistema de CCTV del proceso realizará un monitoreo general de las unidades de proceso y de las áreas de servicios y externas. Un sistema de CCTV con cámaras digitales mostrará las zonas clave del proceso, como las chimeneas del quemador, los edificios de compresores, etc., en las pantallas montadas en la pared de los cuartos de control y en las computadoras conectadas al BLAN. Se instalarán cámaras de videovigilancia fijas y con movimiento horizontal, vertical y zoom (PTZ) en lugares estratégicos.
- Sistema de radio para comunicaciones rutinarias y de emergencia.
- Teléfonos VoIP dentro de los cuartos de control y afuera en el campo.
- Teléfonos de línea directa para comunicaciones de emergencia.

V.1.4.2.3.4 Pantallas del ICSS

Se proporcionarán dos pantallas de alta resolución de gran tamaño, montadas en la pared o en un pedestal, para el CCR y dedicadas al Sistema Integrado de Control y Seguridad (ICSS), además de los cuatro monitores de 21" proporcionados para la OWS.

Las pantallas que estarán disponibles para los monitores grandes incluyen:

- Panorama General del Proceso Esta pantalla contendrá un esquemático de flujo dinámico y simplificado que muestra el estado y la información clave de todo el proceso y de los principales equipos de servicios. Esta pantalla se utilizará para coordinar las acciones de los operadores del CCR durante las condiciones de operación fuera de lo normal (como el arranque) y para la gestión de situaciones anormales. Estas pantallas de gran tamaño tendrán capacidad para cambiar a varios servidores del sistema, como cada uno de los subsistemas del ICSS, es decir, DCS o SIS.
- Panorama General del SIS. Esta pantalla contendrá múltiples páginas gráficas que mostrarán una lista dinámica de información de alarmas con la más reciente en la parte superior, y una lista de elementos del SIS en derivación con la más reciente en la parte superior.
- Panorama General del FGS. Esta pantalla contendrá múltiples páginas gráficas que mostrarán una lista dinámica de información de alarmas con la más reciente en la parte superior, y una lista de elementos FGS en derivación con la más reciente en la parte superior.
- Por razones de seguridad, no se facilitará el acceso al correo electrónico desde ningún OWS del ICSS.
- Las pantallas del sistema de control de compresores se replicarán en las HMI del DCS. El proveedor de compresores en los LER deberá proporcionar una HMI montada en un panel UCP.

V.1.4.2.3.5 Sincronización del tiempo

El ICSS incluirá un equipo de sincronización del tiempo basado en GPS para sincronizar todo el equipo I&C, incluyendo cualquier UCP de terceros y el PMS, a través de un protocolo de sincronización de

tiempo de comunicación de red seguro (reforzado con los estándares del NIST o equivalente). El equipo de sincronización de tiempo deberá ser capaz de soportar los requisitos de la secuencia de eventos para los subsistemas del ICSS y los UCP de terceros.

V.1.4.2.3.6 Servidores

Todos los servidores utilizados para el ICSS serán redundantes, montados en racks, del tipo tolerante a fallos con RAID y ubicados en el cuarto principal de racks. Los servidores estarán dotados de discos duros y fuentes de alimentación intercambiables sin desconexión, así como de una PC extraíble y montada en rack para el monitoreo y el mantenimiento del servidor. La cantidad y la función de los servidores se determinarán durante la fase EPF.

V.1.4.2.3.7 Impresoras

Las OWS del CCR contarán con una impresora a color multipropósito, para la impresión de informes, gráficos y registros de Alarmas y Eventos instalada en una sección de escritorio/consola de servicios capaz de imprimir planos de hasta 11" x 17" de tamaño (o equivalente) a color.

Las EWS contarán con una impresora láser a color situada en la oficina de las EWS que también podrá imprimir a color planos de hasta 11" x 17" de tamaño (o equivalente).

V.1.4.3 Sistema de control distribuido (DCS)

El monitoreo operativo, la adquisición de datos, el control y la supervisión de la instalación se llevarán a cabo mediante el Sistema de Control de Procesos, que se implementará principalmente con un Sistema de Control Distribuido (DCS) basado en microprocesadores de un único fabricante.

El sistema DCS utilizará gabinetes RIO con E/S universales (configurables de forma inteligente). Los gabinetes RIO serán de acero inoxidable con una protección ambiental equivalente a IP66. Los gabinetes RIO estarán firmemente sujetos a la plataforma para soportar huracanes de categoría 5.

V.1.4.3.1 Control reglamentario básico y avanzado del proceso.

El DCS llevará a cabo el control regulatorio básico y avanzado del proceso, el control secuencial, los enclavamientos de procesos que tienen un nivel de integridad de seguridad cero (SIL 0), el monitoreo del proceso, la gestión de alarmas, la adquisición y el archivado de datos, las tendencias y la generación automática de informes para cumplir los siguientes objetivos generales de control:

- Proporcionar el monitoreo y el control de la planta para el arranque, las operaciones normales y no normales, y las operaciones de paro a través de las OWS del ICSS.
- Mantener las operaciones estables en las condiciones requeridas especificadas, con los flujos de oferta y demanda de las unidades individuales balanceadas entre sí.
- Minimizar el impacto de disparos parciales en las demás unidades, evitando en lo posible los efectos dominó (disparos en cascada), proporcionando alarmas que permitan detectar condiciones anormales y dando a los operadores la capacidad de observar el desarrollo de perturbaciones inminentes.
- Permitir una transición suave de un conjunto de condiciones deseadas de operación a otro (incluyendo el arranque y el apagado).
- Proporcionar capacidades de registro y gestión de alarmas. Deberá ser posible asignar prioridades a las alarmas y suprimir o degradar las alarmas para diferentes estados de operación de la planta.
- Proporcionar tendencias en tiempo real e históricas para todas las OWS, en todos los grupos funcionales.
- Generar informes para apoyar las necesidades operativas, de mantenimiento y de gestión.
- Estarán disponibles a solicitud o se imprimirán automáticamente a intervalos específicos.
- Historial de las variables seleccionadas durante un mínimo de trece meses.
- Proporcionar diagnósticos en línea del hardware del sistema de control con la capacidad de emitir alarmas y cambiar automáticamente a equipos redundantes.

- Capacidad de comunicación con dispositivos de campo con protocolo HART.

V.1.4.3.2 Interfaz del ICSS

El ICSS se interconectará con otros subsistemas de monitoreo y control que no suelen proporcionar los DCS o SIS tradicionales. Estos subsistemas enumerados a continuación estarán interconectados con el ICSS con comunicaciones Ethernet redundantes. Todas las señales de paro del SIS a los demás sistemas deberán estar cableadas. El ICSS proporcionará la sincronización de tiempo para estos subsistemas a fin de permitir la impresión con hora exacta de los datos que generan.

- Sistema de control de compresores (CCS) para el reparto de la carga y el control se sobre tensión (anti-surge) de los compresores de proceso y de refrigeración. El CCS se diseñará específicamente para el reparto de la carga del compresor y el control de sobre tensión. Se contratará a un proveedor especializado para que suministre el hardware, el firmware, los algoritmos de control, la configuración del sistema y el apoyo para el arranque, incluida la revisión de la adecuación y el dimensionamiento de las válvulas de control anti-surge y los requisitos de instrumentación y sus rangos calibrados.
- El sistema de control anti-surge se interconectará con el DCS para proporcionar al operador de la planta información en tiempo real sobre el control de anti-surge. Las señales críticas de la interfaz deberán estar cableadas entre el CCS y el DCS / SIS. Todas las demás señales se transmitirán al ICSS mediante un enlace de comunicación Modbus redundante. La interfaz del DCS estará diseñada para que el operador pueda controlar el punto de ajuste del compresor. El controlador anti-surge anulará la acción del operador al detectar una sobrecarga en el compresor.
- Sistemas de medición (MS): Los requisitos y normas para los MS y el lugar de instalación de los equipos asociados serán determinados por el Contratista de EPF junto con el departamento de Medición de México FLNG, pero generalmente incluirán lo siguiente:
  - Gas de alimentación entrante desde el tambor de separación KO de gas de alimentación utilizando medidores de flujo ultrasónicos de múltiples trayectorias, utilizando computadoras de flujo redundantes.
- Otros PLCs suministrados por el proveedor, como el paquete de tratamiento de aguas residuales, los compresores de aire de instrumentos, el generador esencial, los cromatógrafos de gas, el MCC y el sistema de gestión de energía, utilizan la comunicación Modbus sobre Ethernet.
- El Histórico de Toda la Planta (equivalente a OSIsoft PI) para capturar y visualizar los datos de eventos de toda la planta.

V.1.4.3.3 Paneles de control de la unidad

Por lo general, los UCP sólo se utilizarán para equipos con un alto nivel de complejidad (como turbocompresores, generadores de turbina o paneles de control de cojinetes magnéticos); cuando sean necesarios para la capacidad de arranque en negro (como un generador de reserva o un compresor de aire accionado por diésel); o por razones de cumplimiento de los códigos (como los controladores de bombas de agua contra incendios NFPA 20).

Cuando se apruebe el uso de un PCU de terceros, el monitoreo y el control se realizarán de forma selectiva a través de las estaciones de interfaz del operador de ICCS. Los equipos en paquete proporcionarán detalles de operación y diagnósticos del sistema, en la medida de lo posible, al operador a través de los gráficos del ICSS. Todas las entradas, salidas, puntos de ajuste, alarmas y alarmas de primera salida de un paro se pondrán a disposición del ICSS. En todos los casos, las Funciones Implementadas de Seguridad del flujo del proceso asociado con el equipo en paquete serán configuradas por el PLC del UCP. Las señales de paro hacia y desde el SIS deberán estar cableadas. Los compresores MR y los GTG tendrán un FGS dedicado y una interfaz con el ICSS y el FGS.

Todos los PLC y el software de programación suministrados para los UCP se seleccionarán, en la medida de lo posible, de un único fabricante, siendo preferible la familia ControlLogix de Allen-Bradley que utiliza la lógica de escalera o la programación por bloques de funciones. Los PLCs incluirán procesadores redundantes con migración automática por error, comunicaciones Ethernet redundantes y fuentes de alimentación redundantes como mínimo. Para los requisitos relacionados con los PLC del UCP, se

remitirá al documento "Sistemas de instrumentos y de control suministrados con equipos paquete" (N2FE-FLR-100-270-SPC-0001).

Los proveedores de equipos paquete seguirán siendo responsables del diseño I&C y de la documentación de los equipos paquete, incluyendo el suministro de diagramas de causa y efecto, diagramas lógicos, narrativas de control, hojas de datos/índices de los instrumentos y listas de alarmas, etc., según lo requiera la implementación del proveedor del ICSS.

V.1.4.4 Sistema de seguridad instrumentado (SIS)

V.1.4.4.1 Requisitos generales del SIS

- Se proporcionará un SIS para monitorear y llevar automáticamente la planta o partes de la planta a un estado de seguridad predeterminado en caso de que se produzca un paro de emergencia iniciado manualmente o se detecte un mal funcionamiento del equipo de la planta (o su instrumentación asociada brinde evidencia de una posible escalada de un escenario peligroso) que pudiera provocar lesiones inaceptables al personal, pérdidas económicas o impacto medioambiental. El SIS estará compuesto por sensores (para detectar condiciones peligrosas), solucionador(es) lógico(s) (para interpretar las señales de los sensores de forma lógica), y elementos finales (para tomar acciones correctivas con el fin de prevenir o mitigar los peligros, llevando así el proceso a un estado seguro).
- El contratista de ESD desarrollará una filosofía de paro del proceso y despresurización. Este documento especifica de forma general los equipos y los procesos que deben pararse en cada nivel de paro. La descripción detallada del sistema, se precisa en el apartado V.1.5, del presente estudio. Se utilizará una estructura jerárquica de niveles de paro en la filosofía, como se muestra a continuación.

Tabla V.47 Descripción de los niveles de la filosofía de paro de emergencia (ESD) de las instalaciones.

Nivel de ESD	Descripción
ESD-1	Aislamiento de mangueras reductoras de GNL
ESD-2	Aislamiento de la manguera de retorno del BOG
ESD-3	Paro de la plataforma de tratamiento y licuefacción de gas
ESD-4A	Paro total de la planta
ESD-4B	Paro total de la planta con desfogue, excluyendo el lazo MR
ESD-4C	Paro total de la planta con desfogue, incluyendo el lazo MR
ESD-5	Abandono de instalaciones
PSD	Paro de la unidad de proceso

Fuente: Documento Nº N2FE-FLR-100-270-PHL-0001, Rev. 0; de fecha 14-Abr-2022. Filosofía de control y criterios de diseño.

- Los diagramas de causa y efecto del SIS se elaborarán de acuerdo con la norma API 14C para instalaciones costa afuera.
- El SIS utilizará una arquitectura distribuida y cumplirá los requisitos de segregación del punto 5 de la sección 4.0 del presente documento.
- El SIS generalmente utilizará un diseño a prueba de fallos (desenergizar para disparar y abrir en caso de fallo o paro) para llevar la planta a un estado seguro en caso de fallo del dispositivo. El SIS deberá desempeñar las funciones previstas sin provocar falsos disparos innecesarios derivados de fallos o averías de los componentes del SIS. El SIS contendrá las siguientes funciones:
  a) Las botoneras de paro manual para toda la planta, las unidades y los equipos individuales

estarán ubicados en el CCR cerca de las consolas de los operadores o en los gráficos del ICSS. Los paros manuales deberán estar conectados al SIS y no a través del DCS o de los enlaces blandos.

b) Todas las funciones de paro automático relacionadas con la seguridad de los procesos, la protección de los equipos y la protección del medio ambiente con clasificación SIL 1 y superior.
c) Todas las acciones ejecutivas del SIS requerirán un restablecimiento manual antes de que el equipo afectado pueda volver al servicio. El Contratista de EPF desarrollará una filosofía detallada de restablecimiento del SIS durante la fase de diseño detallado.
d) Se proporcionarán interruptores de anulación por mantenimiento (MOS) para permitir las pruebas, la calibración y el mantenimiento en línea de los dispositivos de campo del SIS. La implementación de los MOS será determinada por el Contratista EPF durante la fase de diseño detallado.
e) Las anulaciones por arranque (SOR) se activarán y liberarán generalmente de forma automática.
f) La aplicación de las SOR será determinada por el Contratista EPF durante la fase de diseño detallado.
g) Despresurización de emergencia. La despresurización manual en comparación con la automática, y los requisitos para el escalonamiento de la despresurización serán determinados por el diseño detallado del Contratista de EPF.
h) Diagnósticos del sistema, incluidos los de los enlaces de comunicación digital.

- El hardware y el software del SIS se diseñarán, construirán, probarán y certificarán por TüV para que cumplan con los requisitos de la IEC 61508 y la IEC 61511 con el fin de proporcionar el más alto nivel de integridad de la seguridad (SIL) requerido según lo determinado por un análisis SIL. Un estudio de Análisis SIL abordará cada Función Instrumentada de Seguridad (SIF) determinada a partir del HAZOP y un Análisis de Capa de Protección (LOPA) realizado por el Contratista de EPF, junto con los requisitos mínimos de redundancia de hardware para cada componente determinado por su Fracción de Fallo Segura (SFF) según las normas IEC. El estudio también abordará la necesidad de redundancia en las salidas del SIS necesarias para cumplir los requisitos de disponibilidad de la planta mediante cálculos de falsos disparos.
- Los resultados de los análisis se incorporarán a la Especificación de Requisitos de Seguridad (SRS) (preparada inicialmente por el contratista de la FEED) por el contratista del EPC que aborda los requisitos de cada SIF, incluido su tiempo de seguridad del proceso. Sin embargo, como mínimo, la arquitectura de los solucionadores lógicos del SIS deberá proporcionar un grado de certificación SIL 3 para garantizar un alto nivel de disponibilidad de la planta.
- Las E/S del SIS deberán estar cableadas; no se transmitirán señales de disparo a través de un enlace de comunicaciones digital. El SIS se diseñará a prueba de fallos, de manera que la pérdida de energía eléctrica de control o de fuerza motriz para los elementos finales hará que el sistema pase a su estado seguro.
- El hardware del SIS, incluido el hardware de red, estará completamente separado y será independiente de todos los demás sistemas, y un mal funcionamiento de cualquier otro sistema o de las interfaces de comunicación no impedirá que el SIS cumpla su función prevista.
- El diseño del SIS y de sus dispositivos de campo facilitará la realización de pruebas en línea sin necesidad de parar el equipo y proporcionará un intervalo de pruebas para alcanzar la disponibilidad definida en el estudio de verificación SIL en la fase de EPC. Se utilizarán preferentemente instrumentos y elementos finales de mayor confiabilidad, análisis automatizados de pruebas de carrera parcial y métodos similares, en lugar de aumentar la cantidad de dispositivos de campo para lograr este objetivo de intervalo de pruebas, a fin de evitar el aumento de los requisitos de mantenimiento.
- La prueba de carrera parcial (PST) se implementará en el SIS para las válvulas de corte (SDV) requeridas, con una frecuencia determinada por los cálculos de SIL para cada SIF en la etapa de EPC. Las pruebas de carrera completa se llevarán a cabo de forma manual y se coordinarán con los paros programados de la unidad para que no se interrumpan las operaciones del proceso. El PST para la SDV requerida se iniciará normalmente de forma manual desde un gráfico en las OWS del

ICSS; se considerará el inicio automático del PST si es necesario para ampliar los intervalos de prueba. La solicitud de prueba de carrera parcial se transmitirá al solucionador lógico del SIS para su ejecución a través de un enlace de comunicación digital. La posición de la SDV se determinará mediante las posiciones de las válvulas inteligentes, y los resultados de la PST se mostrarán en un gráfico de la OWS del ICSS y se registrarán como un Evento. El comando de la PST con señal Hart se envía al posicionador digital en SDV.

- Todos los disparos de procesos y equipos contarán con alarmas previas al disparo en el DCS para que el operador pueda tomar medidas antes del mismo.
- Los gráficos de funcionamiento del ICSS presentarán completamente el estado del SIS, incluyendo (pero sin limitarse a): matrices de causa y efecto, indicación de primera salida actual y anterior con sellos de tiempo para registrar la Secuencia de Eventos, posiciones de válvulas, estado de funcionamiento del equipo, diagnósticos del sistema, secuencias de arranque y paro, puntos de ajuste de disparo, permisivos y estado del temporizador.
- Se incluirá un sistema de Secuencia de Eventos (SOE) como parte de los solucionadores lógicos de SIS y FGS. La capacidad de Secuencia de Eventos deberá cumplir los siguientes requisitos:
  a) Los solucionadores lógicos se configurarán con las funciones de control de bloques SOE adecuadas para capturar los eventos de SIS y marcarlos con un sello de tiempo en el orden en que se produzcan.
  b) Se proporcionará un sello de fecha y hora preciso para todos los eventos clave del SIS, como las alarmas previas al disparo, los disparos y las indicaciones de primera salida.
  c) Resolución de sellos de tiempo del evento a 10 milisegundos pero no más de 50 milisegundos. Los sellos de la hora del evento tendrán una resolución por escaneo.
  d) Incluir capacidades de clasificación de eventos y un filtro para permitir la selección de eventos.
  e) Contener suficiente memoria para permitir la recuperación de las secuencias de disparo al menos 24 horas después del evento. El software de la aplicación SOE registrará cronológicamente los eventos y prealarmas del SIS y podrá imprimirse.
  f) El sistema SOE transmitirá todas las alarmas y eventos con un sello de la hora al servidor de Alarmas y Eventos del ICSS.

V.1.4.5 Sistema de control e instrumentación del sistema de gas y fuego (FGS)

A continuación, se presenta una breve descripción del sistema de instrumentación y control, de gas y fuego, que será instalado en el Proyecto:

- Se dispondrá de un sistema de gas y fuego (FGS) para toda la instalación. El FGS incluye el sistema de detección de gas y fuego, los controladores del FGCP en los LER y el panel principal de gas y fuego (MFGP) en el CCR. El FGS será independiente de los demás subsistemas (DCS y SIS). El objetivo del sistema de gas y fuego (FGS) es detectar las fugas de GNL, gas, otros hidrocarburos e incendios (los principales escenarios de peligro para las plantas de GNL), proporcionando el equipo de detección de gas y fuego adecuado, generando las alarmas y las alertas PAGA apropiadas, iniciando los sistemas de supresión de incendios y llevando a cabo las acciones ejecutivas seleccionadas que se determinen durante el diseño de detalle, ayudando así a prevenir la escalada a un evento incontrolado.
- El Sistema de gas y fuego (FGS) es responsable de la detección de una ruptura de la contención o de un incendio. Además, el FGS inicia la advertencia local y centralizada para el personal a través del Voceo y la Alarma General (PAGA), para que el personal y los equipos adecuados puedan responder al evento detectado de acuerdo con los procedimientos operativos de la Planta. Este sistema recibirá entradas cableadas (por zona y por tipo de disparo) de los dispositivos automáticos de detección de gas y fuego y de los pulsadores manuales instalados en toda la planta (incluidos los edificios y los refugios) y los recintos de los equipos (incluidos los paquetes de patines de terceros). Además de la interfaz PAGA, el FGS implementará funciones lógicas y ejecutará las acciones requeridas que podrían incluir la activación de la supresión de incendios o la del sistema de enfriamiento por diluvio, señales al sistema HVAC para cerrar las compuertas y apagar los ventiladores, señales para

desenergizar los sistemas eléctricos, o señales de disparo al SIS para detener los equipos, cerrar las SDV, y/o despresurizar la Planta.

- La filosofía de protección contra incendios se desarrollará durante la fase ingeniería, fabricación y adquisición (EPF) por la disciplina de (Higiene, seguridad y ambiente (HSE).
- El FGS utilizará una arquitectura distribuida y cumplirá los requisitos de segregación de la sección 4.0. punto 5 de este documento.
- Las acciones ejecutivas del FGS requerirán una detección "confirmada" por parte de los dispositivos de campo, que se describirá en la Filosofía de Detección del FGS, pero que generalmente se define como que requiere una lógica de voto de 2oo3; la alarma generalmente requerirá una lógica de voto de 1ooN.
- Las señales para acciones ejecutivas (como disparos, iniciación de alarmas, etc.) que se intercambian entre el FGS y otros sistemas y equipos (como el SIS, el tablero de distribución, etc.) se realizarán mediante conexiones cableadas específicas.
- En los casos en que no se pueda utilizar la lógica a prueba de fallos para las E/S del FGS para cumplir con la NFPA 72, se utilizará otro método que cumpla con la NFPA 72 para controlar la integridad de los lazos de E/S, como los circuitos supervisados.
- Cada dispositivo FGS se conectará generalmente a su propia entrada/salida dedicada y cableada. Un lazo de múltiples dispositivos puede conectarse a una sola entrada discreta cuando se requiera una gran cantidad de dispositivos para un área relativamente pequeña (como los lazos de detectores de humo intercalados en edificios). En estos casos, cada detector estará provisto de un medio de restablecimiento manual para indicar que el detector se ha activado.
- Todas las acciones ejecutivas del FGS requerirán un restablecimiento manual antes de que el equipo afectado pueda volver al servicio.
- Se proporcionarán interruptores de anulación por mantenimiento (MOS) para permitir las pruebas, la calibración y el mantenimiento en línea de los dispositivos de campo del FGS. La implementación de los MOS será determinada por el Contratista de EPF durante la fase de diseño detallado.
- Los detectores de gas y fuego del edificio se comunicarán con los dispositivos de detección de fuego a través de los circuitos de línea de señalización con direccionamiento analógico (lazos) designados como Clase "A", Estilo 6 para cada panel.
- La interfaz principal con los sistemas FGS serán las OWS del DCS a través de MFGCP. Cada operador de CCR será responsable de monitorear el estado de los dispositivos de detección, las alarmas y los sistemas supresores de FGS en su área de responsabilidad. Las derivaciones de los dispositivos individuales de detección de FGS para fines de mantenimiento y calibración se controlarán desde la OWS.
- El sistema FGS cumplirá con la NFPA-72 (2019).
- Se instalará un panel de estado/interruptor cableado dedicado al FGS en el CCR para complementar la información disponible en las HMI del MFGCP y del DCS. La pantalla/panel del FGS mostrará la información del estado resumido del FGS por zona de incendio y contendrá interruptores de derivación con llave para cada tipo de detector en cada zona de incendio. Los interruptores de derivación con llave están pensados para evitar un disparo en falso de la planta cuando todos los equipos de una zona de incendio están fuera de servicio para actividades de mantenimiento a gran escala, pero también será posible poner detectores individuales en modo de derivación cuando se requiera un mantenimiento individual. El mantenimiento rutinario y la calibración de los detectores individuales se llevarán a cabo desde la pantalla/panel dedicado del FGS. La pantalla/panel del FGS para la sección de servicios de la planta también mostrará información del estado y contendrá controles para cada bomba de agua contra incendios.
- La pantalla de resumen del FGS será lo suficientemente grande como para mostrar cómodamente la disposición general de la planta.
- La información del estado que se mostrará para cada Zona de Incendio para cada tipo de detector de gas y fuego y el sistema de supresión de incendios será la siguiente, y se repetirá con más detalle en los gráficos de FGS de la consola dedicada, incluyendo:
  a) Detector en Alarma
  b) Detección de gas confirmada
  c) Confirmar la detección de fuego
  d) Alarma de problema del detector

e) Detector anulado
f) Descarga de supresores

- La pantalla de resumen del FGS también mostrará información sobre el estado de cada bomba de agua contra incendios y de la bomba jockey (si se proporciona):
  a) Bomba lista
  b) Alarma de problema de la bomba
  c) Bomba en funcionamiento
  d) Bomba fuera de servicio
  e) Nivel del tanque de almacenamiento de diésel (si se utilizan bombas de diésel)
- En el panel de interruptores de FGS de la sección de la consola de servicios también habrá una botonera de arranque para cada bomba de agua contra incendios.

V.1.4.6 Ubicación de los equipos de instrumentación y control

Esta sección proporciona un resumen de las ubicaciones de los principales componentes de los equipos de I&C. Todos los edificios que contengan equipos de I&C deberán estar climatizados y las bandejas de cables deberán ir hasta el techo entrando en la parte superior de los gabinetes. Los cuartos normalmente dotados de personal (es decir, las que no son de equipos) se diseñarán ergonómicamente y se someterán a una revisión de diseño de Factores Humanos. Normalmente, los cuartos de UPS y de baterías que suministran energía a I&C se situarán en un edificio de caja de conexiones eléctrica cercano.

V.1.4.6.1 Habitacionales

- El Edificio Habitacional tendrá los siguientes cuartos dedicadas a los equipos de I&C además de las oficinas, sala de descanso, baños, cuartos de servicio y otros espacios necesarios.
- Un cuarto de control central (CCR) que contiene las OWS del ICSS integrados en el mobiliario del cuarto de control con un panel auxiliar incorporado que contiene botoneras y lámparas indicadoras del SIS, pantallas y paneles dedicados al FGS y pantallas montadas en la pared. El diseño del CCR y del mobiliario deberá integrar los equipos de I&C con los equipos de telecomunicaciones/TI necesarios para los operadores. El CCR tendrá una altura de techo suficiente para que los operadores sentados puedan ver cómodamente las pantallas de gran tamaño montadas en la pared.
- Un cuarto de ingeniería (ER) situado junto al cuarto de racks que contenga las EWS y la HMI del PMS.
- Un cuarto de racks situado junto al CCR y visible desde ella, para los gabinetes del sistema ICSS; los gabinetes de instrumentación auxiliar y E/S locales; los paneles de conexión de fibra y otros equipos de comunicación de datos; y los paneles de distribución de la fuente de alimentación de control.
- Un cuarto de equipos de telecomunicaciones (TER) que contenga los servidores de automatización y otros equipos necesarios para interactuar con el ICSS y otros equipos informáticos.

V.1.4.6.2 Cuartos eléctricos locales (LER)

Los Cuartos Eléctricos Locales (LER) estarán normalmente sin personal y estratégicamente ubicados en las tres plataformas para un total de tres LER nuevos. Los nuevos LER son edificios modulares prefabricados, completos con sistemas redundantes de HVAC para el control del ambiente, la purga y la presurización, resistentes a las explosiones si se ubican en áreas con potencial de explosión. Los LER son proporcionados por el Contratista de EPF. Estos LER albergarán todos los gabinetes del sistema ICSS, conmutadores de red, una estación de trabajo de operador secundaria dedicada a ese equipo en particular y servidores ICSS seleccionados para hacer que cada equipo sea controlable e independiente de los otros equipos.

Los LER estarán disponibles en el momento de las FAT en las instalaciones del proveedor y todo el equipo asociado del sistema de DCS, SIS y FGS se enviará al proveedor de los LER para su instalación. Todos los gabinetes de sistemas de control de terceros, como los UCP, los controladores anti-surge y el sistema de protección de maquinaria, también se enviarán al proveedor del LER para las FAT integradas si es posible, y si no, el personal del proveedor del ICSS realizará las FAT integradas en los módulos de fabricación para probar la capacidad de la interfaz. Los LER contendrán:

- Una OWS con teclado extraíble, ratón y una pantalla grande única (sólo para las plataformas de tratamiento de gas y licuefacción).
- Gabinetes del sistema ICSS con interfaces de comunicación.
- Servidores y gabinetes de red de ICSS.
- Sistema FGG.
- Paneles de control de unidades de equipos paquete.
- Gabinetes de equipos de telecomunicaciones/TI.
- Paneles de distribución de alimentación de instrumentos.

V.1.4.6.3 En la Plataforma

Los gabinetes RIO se distribuirán en cada plataforma recolectando las E/S de los instrumentos directamente a las tarjetas de E/S del DCS o SIS. Los gabinetes RIO serán adecuados para la clasificación de la zona donde se ubique el recinto y para el entorno marino. Los gabinetes RIO deberán estar firmemente sujetos a la plataforma para soportar huracanes de categoría 5.

V.1.5 Sistemas de aislamiento

Derivado de las características del Proyecto que considera principalmente la ubicación del Proyecto (15 km costa afuera del municipio de Aldama y 25 km del municipio de Altamira), el manejo de materiales peligrosos (Gas Natural) y el volumen manejado (1.4 millones de toneladas métricas por año por cada uno de los sistemas de licuefacción: FLNG1 y FLNG2) es indispensable considerar las más estrictas medidas de seguridad, que aseguren la integridad del personal instalaciones y medio ambiente.

Para tal caso, se realizó el seccionamiento de las áreas del Proyecto de acuerdo con las características de cada una de ellas, las áreas consideradas son 8, mismas que se muestran a continuación.

1. ESD-1: Aislamiento de mangueras de GNL reducido
2. ESD-2: Aislamiento de la manguera de retorno del BOG
3. ESD-3: Paro de tratamiento y licuefacción de gas
4. ESD-4A: Paro total de la planta
5. ESD-4B: Paro total de la planta con purga, excluyendo el bucle de RM
6. ESD-4C: Paro total de la planta con purga, incluyendo el bucle de RM
7. ESD-5: Abandono de instalaciones
8. PSD: Paro de la unidad de proceso

Cada una de las áreas de seccionamiento, cuentan con medidas que aseguran evitar y reducir las consecuencias en caso de una situación de emergencia, mismas que se muestran a continuación.

V.1.5.1.1 ESD-1: Aislamiento de mangueras de GNL reducido

El aislamiento de la manguera de bajada de GNL (ESD 1) está diseñado para detener la bajada de GNL y aislar la instalación principal y la FSU mediante el cierre de las válvulas de cierre y la activación de las bombas de evaporación rápida.
Inicio

El aislamiento de la manguera de parada de GNL (ESD-1) se inicia por cualquiera de los siguientes eventos:

- Activación de ESD-3
- Activación manual mediante el pulsador ESD-1

La señal de ESD enviada desde la FSU es inalámbrica y sin redundancia. Se considera una señal de alarma solo de "cortesía" y se considera que no es fiable. El SIS de la parte superior no inicia la acción al recibir la señal. La alarma se confirmará a través de la comunicación por radio entre la FSU y los

operadores de la parte superior. Una vez confirmada, los operadores de la parte superior pueden optar por tomar medidas con los medios disponibles, por ejemplo, el pulsador ESD 1. El SIS de la parte superior tiene salvaguardias independientes en caso de alteración de la FSU que actuarán en caso de pérdida de flujo o presión anormal.

- Cerrar la línea de reducción de GNL SDV
- Envía la señal de estado de viaje de cortesía a la FSU
- Apagado de las bombas de gas natural licuado (LNG End Flash Pumps)

La señal de ESD enviada a la FSU es inalámbrica y sin redundancia. Se considera una señal de alarma sólo de "cortesía" y se considera que no es fiable. La FSU no inicia la acción al recibir la señal. La alarma se confirmará a través de la comunicación por radio entre la FSU y los operadores de la parte superior. Una vez confirmado, los operadores de la FSU pueden tomar las medidas oportunas.

V.1.5.1.2 ESD-2: Aislamiento de la manguera de retorno del BOG

El aislamiento de la manguera de retorno de BOG (ESD-2) está diseñado para detener el retorno de BOG y aislar la instalación principal y la FSU mediante el cierre de las válvulas de corte.

El aislamiento de la manguera de retorno del BOG (ESD-2) se inicia por cualquiera de los siguientes eventos:

- Activación de ESD-3
- Activación manual mediante el pulsador ESD-2
- Acciones
- Cerrar la línea de retorno del BOG SDV
- Envía la señal de estado de viaje de cortesía a la FSU

La señal de ESD enviada a la FSU es inalámbrica y sin redundancia. Se considera una señal de alarma sólo de "cortesía" y se considera que no es fiable. La FSU no inicia la acción al recibir la señal. La alarma se confirmará a través de la comunicación por radio entre la FSU y los operadores de la parte superior. Una vez confirmado, los operadores de la FSU pueden tomar las medidas oportunas.

V.1.5.1.3 ESD-3: Paro de tratamiento y licuefacción de gas

El ESD-3 está diseñado para apagar las unidades de proceso en las plataformas de tratamiento y licuefacción de gas durante una emergencia, dejando el sistema de alimentación eléctrica en funcionamiento. Esto es para prevenir cualquier escalada de un escenario peligroso en cada plataforma. La unidad de generación de energía y sus unidades de apoyo, como los servicios públicos, las instalaciones de entrada, el sistema de gas combustible y el sistema de aceite caliente, siguen funcionando. Como la instalación sólo contiene un tren de GNL, cualquier parada de la unidad de proceso en la plataforma de tratamiento de gas y/o de licuefacción provoca la parada de la instalación.

El inicio de la ESD-3 será causado por lo siguiente:

- Iniciación manual mediante un pulsador
- Activación de ESD-4A
- Presión de cabecera de nitrógeno baja-baja
- Pérdida total de la energía eléctrica principal
- Detección confirmada de fuego o gas en la plataforma de servicios públicos - zonas no hidrocarburíferas (por ejemplo, alojamientos, cocina, etc.)

Activación de ESD-P1-M3 o ESD-P2-M3 en el SIS marino:

Las siguientes acciones se llevarán a cabo al activarse el ESD-3:

Activar ESD-1 y -2
Envía una señal al sistema de la Marina para que tome las medidas oportunas:

- Activar la parada de la unidad de proceso (PSD) para las siguientes unidades de proceso:
- Eliminación del mercurio
- AGRU
- Deshidratación
- Eliminación de hidrocarburos pesados
- Compresor de refuerzo de gas de alimentación
- Cámara criogénica principal de licuefacción
- Bucle de refrigeración mixto
- Compresión BOG
- Almacenamiento del refrigerante

V.1.5.1.4 ESD-4A: Paro total de la planta

El paro total de la planta (ESD-4A) está diseñado para apagar todas las unidades de proceso, el sistema de suministro de energía y los servicios públicos no esenciales de la instalación durante una emergencia y para prevenir cualquier escalada de un escenario peligroso. En este caso, no es necesario despresurizar inmediatamente las unidades. Los operadores deben evaluar la situación y determinar si es necesario despresurizar y dónde.

El inicio de la ESD-4A será causado por lo siguiente:

- Inicio manual mediante un pulsador
- Activación de la ESD-4B
- Baja presión en el cabezal de aire de los instrumentos
- Nivel alto-alto en cualquiera de los bidones de KO a la antorcha
- Nivel bajo en el tambor de expansión de aceite caliente (la pérdida de aceite caliente provoca la pérdida de la energía eléctrica principal)
- Detección confirmada de fuego o gas en la plataforma de servicios públicos - zonas de hidrocarburos
- Activación de la ESD-P3-M3 en el SIS marino

Las siguientes acciones se llevarán a cabo al activarse el ESD-4A:

- Activar ESD-3
- Envía una señal de estado de disparo a los sistemas marinos para que se tomen las medidas oportunas
- Cerrar todas las válvulas SDV entre plataformas, excepto las válvulas de servicio de no hidrocarburos
- Envío de la señal de estado de disparo a los sistemas de tuberías
- Apagado de las siguientes unidades de la parte superior:
  - Instalaciones de entrada
  - Gas combustible con retardo de tiempo
  - Sistema de alimentación principal
  - Aceite caliente
  - Aire de instrumentación
  - Nitrógeno

V.1.5.1.5 ESD-4B: Paro total de la planta con purga, excluyendo el bucle de RM

El ESD-4B está diseñado para proteger toda la planta contra la detección de incendios o fugas de hidrocarburos en una zona alejada del proceso principal de licuefacción. Esta situación de emergencia requiere la reducción del inventario de hidrocarburos y de la presión, excluyendo la despresurización del

bucle de RM, para proteger toda la instalación. El ESD-4B provoca el apagado automático, seguido de la purga de las secciones con un inventario significativo de hidrocarburos, excepto el bucle de RM.

El ESD-4B se inicia por cualquiera de los siguientes eventos:

- Inicio manual mediante pulsador
- Detección confirmada de fuego o gas en la plataforma de tratamiento de gas
- Activación del ESD-4C

Activar ESD-4ª

- Envía una señal al sistema marítimo para que se realicen las acciones oportunas (por ejemplo, operaciones de grúa, señales de radio)
- Inicie la secuencia de purga de las unidades asociadas a ESD-3 y ESD-4A, excepto el bucle de RM, tras un tiempo de retardo

V.1.5.1.6 ESD-4C: Paro total de la planta con purga, incluyendo el bucle de RM

El ESD-4C está diseñado para proteger toda la instalación contra la detección de incendios o fugas de hidrocarburos en la zona de licuefacción. Esta situación de emergencia requiere la reducción del inventario de hidrocarburos y de la presión, incluida la despresurización del bucle de RM, para proteger toda la instalación. El ESD-4C provoca una parada automática, seguida de una purga de las secciones con un inventario significativo de hidrocarburos, incluido el bucle de RM.

El ESD-4C se inicia por cualquiera de los siguientes eventos:

- Inicio manual mediante pulsador
- Activación de ESD-5:
  - Detección confirmada de fuego o gas en la plataforma de licuefacción
  - Detección confirmada de un derrame criogénico en la plataforma de licuefacción
- Acciones
  - Activar ESD-4B
  - Envía una señal al sistema marítimo para que se realicen las acciones oportunas (por ejemplo, operaciones de grúa, señales de radio)
  - Iniciar la secuencia de soplado del bucle de RM, tras un tiempo de retraso

V.1.5.1.7 ESD-5: Abandono de instalaciones

El abandono de la instalación (ESD-5) tiene por objeto garantizar la seguridad de la instalación antes de la evacuación. Es el nivel más alto de ESD y se iniciará manualmente en la decisión de abandonar la instalación o en caso de una emergencia importante que requiera el aislamiento de todas las fuentes potenciales de ignición eléctrica.

La parada de la ESD-5 se iniciará únicamente a través de los pulsadores manuales situados en la Sala de Control Principal. Se establecerá un permiso para garantizar que cuando se inicie la ESD 5, se iniciará la ESD4C antes de activar la ESD 5.

La EDS-5 llevará a cabo las siguientes acciones:

- Activar ESD-4C
- Activación de la alarma general por megafonía de la instalación (PAGA)
- Cierre de los servicios públicos restantes
- Envía una señal al sistema de la Marina para que se inicie:
  - Desconexión retardada de las comunicaciones críticas dentro de la instalación, como la megafonía, y con el exterior, como la radio y el satélite

- Encendido de la iluminación de la cubierta del helicóptero
- Apagado de los sistemas marinos de suministro de energía, incluidos los sistemas alimentados por baterías, con las siguientes excepciones:
- Alumbrado de emergencia
- Ayudas a la navegación o a la evacuación
- Bombas de agua cruda y de extinción de incendios
- Artículos esenciales para el mantenimiento de la vida
- Equipos de comunicación

V.1.5.1.8 PSD: Paro de la unidad de proceso

El paro de la unidad de proceso (PSD) se refiere al paro automático de la unidad o del equipo destinado a la protección de equipos individuales dentro de una unidad de proceso, y es el nivel más bajo en la jerarquía de la ESD. El PSD también está configurado en el SIS de la instalación. Los detalles de cada unidad de PSD se detallan en los diagramas de causa y efecto del SIS. Por lo general, las paradas del proceso se limitarán a un equipo específico y no deberán dar lugar a una parada de toda la instalación o unidad. Cuando se vean afectados otros grupos de equipos o unidades, el sistema de EDS iniciará el interactivación de los sistemas afectados.

Los PSD se inician normalmente en función de los parámetros de proceso fuera de rango para disparar y apagar de forma segura la unidad, al tiempo que se evita cualquier escenario de alivio.

Como solo hay un tren de GNL en la instalación, los DSP de las unidades individuales son limitadas y, en la mayoría de los casos, iniciarán DSP adicionales en toda la planta.

V.1.6 Sistema contra incendio

El sistema contra incendio cumplirá con las especificaciones establecidas en el documento N2FE-FLR-100-270-DBD-0002, Rev. 0, de fecha 10 de mayo de 2022. Fundamentos del diseño del sistema de contraincendio y gas. (Anexo Técnico ANX-TEC-02)

A continuación, se presenta una breve descripción de las especificaciones que considera el sistema de contraincendio y gas, que será instaurado en cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2 del Proyecto; el cual considera la normatividad aplicable, las medidas, criterios y buenas prácticas aplicables a este tipo de instalaciones.

V.1.6.1 Sistema de protección activa contra incendios

La protección contra incendios en áreas sujetas a incendios de líquidos inflamables, gases inflamables y GNL se basará en la activación automática de sistemas de combate contra incendios basados en agua. Debería limitarse el riesgo de pérdida adicional de contención en el módulo donde se presente la emergencia y, por tanto, el riesgo global de escalada.

La protección contra incendios en la zona sometida a hidrocarburos pesados (que contienen C6+ y aceite caliente) se basará en el sistema de protección contra incendios basado en espuma que puede limitar la duración y la extinción de incendios pesados de hidrocarburos. La espuma se proporcionará a través de monitores oscilantes o carrete de manguera de espuma.

Se proporcionarán zonas de combate contra incendios para permitir una rápida intervención en pequeños incendios o para ayudar en el rescate de personal herido o atrapado.

La tabla siguiente resume el sistema de extinción de incendios que se proporcionara a la instalación.

Tabla V.48 Equipo/sistema de protección activa contra incendios de la instalación.

Área	Protección contra incendios
Zona de carretes para mangueras de GNL	Patín de polvo seco, monitor de agua
Equipos de proceso que manipulan hidrocarburos en zona abierta	Sistema de pulverización de agua, monitor de agua contra incendios (con capacidad de espuma para los equipos que manipulan aceite caliente y otros hidrocarburos pesados)
Equipos de proceso que manipulan hidrocarburos dentro de los módulos	Sistema de pulverización de agua (para equipos que manipulan un inventario de líquidos inflamables de $5m^3$ o más) Sistema de rociado de agua (con capacidad de espuma para los equipos que manipulan aceite caliente y otros hidrocarburos pesados)
Recintos que albergan equipos eléctricos Salas de transformador (donde el transformador utiliza aceite inflamable) NOTA 1	Sistema de supresión de gases (Novec 1230 o equivalente), extintores portátiles
El equipo en el recinto es el siguiente: Máquinas de combustión interna, incluidos los motores diésel y de gas, con una potencia total no inferior a 750 kW Calderas de petróleo o gas, como incineradoras y generadores de gas inerte Unidad de combustible de aceite (incluidas las bombas, los filtros y los calentadores, utilizados para la preparación y el suministro de combustóleo a las calderas de aceite (incluidas las incineradoras y los generadores de gas inerte), los motores de combustión interna o las turbinas de gas a una presión superior a 1.8 bar (26 psi) Compresor de gas Bombas de trasvase para líquidos inflamables con bajo punto de inflamación (por debajo de 60oC	Sistema de agua nebulizada/sistema de extinción de incendios por gas (por ejemplo, Novec 1230, CO2), y extintores portátiles
Espacios para maquinaria (por México FLNG), excepto la sala de equipos locales (LER)	Sistema de extinción de incendios por agua nebulizada/agua pulverizada/espuma/sistema fijo de extinción por gas, y extintores portátiles
Alojamiento (por México FLNG)	Sistema de rociadores de agua dulce (cuando no se cumplan totalmente los requisitos de protección pasiva contra incendios), armarios de mangueras interiores y extintor portátil
Helipuerto (por México FLNG)	DIFFS o equivalente para cumplir los requisitos del CAP 437, monitores de espuma oscilantes, hidrantes, extintores de polvo químico y CO_2
Unidad de combustible para helicóptero (Helifuel) (por México FLNG)	Sistema de extinción de incendios por espuma de baja expansión, extintores químicos secos
(Por México FLNG) Armarios de pintura, almacenes de productos químicos, almacén de botellas de acetileno, almacén de botellas de oxígeno	Sistema de rociado de agua, extintores portátiles
Otros espacios (planta de HVAC, taller, espacio de agua de refrigeración en la parte superior, etc.) [por México FLNG]	Hidrantes y/o extintores portátiles

NOTA 1 – La suposición actual es que los transformadores utilizarán aceite de alto punto de inflamación catalogado, por lo tanto, sólo se proporcionarán transformadores de energía de emergencia separados de los transformadores de energía normales pared contra incendios

Fuente: Documento Nº N1FE-FLR-100-653-DBD-0001, Rev. 0, de fecha 29 de julio de 2021. Bases de diseño del sistema de protección contra incendio.

V.1.6.1.1 Equipos de proceso que manipulan hidrocarburos

Se proporcionará protección contra la exposición a todos los equipos de proceso que manipulen hidrocarburos.

La forma preferida de protección contra la exposición será mediante sistemas fijos de pulverización de agua. Sólo pueden utilizarse para la protección de equipos situados en zonas esenciales abiertas.

Se proporcionarán sistemas de aspersión de agua para equipos con potencial de incendio o equipos con alto potencial de incendio según la norma API 2218) que requieran protección contra incendios de piscinas de hidrocarburos en los módulos. Los equipos ubicados en grandes áreas abiertas pueden protegerse mediante un monitor oscilante, si resulta práctico. En el caso de estructuras con grandes cantidades de tuberías y válvulas de gas, se dispondrá de grandes boquillas de alta presión para enfriar las zonas interiores con potencial de incendio por chorro que no pueden ser alcanzadas por los monitores de agua contra incendios debido a múltiples obstrucciones.

Los sistemas de rociado de agua se activarán automáticamente mediante la detección de incendios confirmados en el FGS. La activación de los sistemas de diluvio de agua deberá ser posible localmente y a distancia desde el RCC.

Sera instalado un máximo de cuatro (4) tuberías de válvulas de diluvio por cada colector con válvulas de aislamiento al lado del colector para proporcionar una fuente de agua desde cualquier dirección en el bucle de suministro de agua contra incendios.

Se proporcionará un sistema de espuma de baja expansión para un incendio de piscina de condensado de hidrocarburo líquido (C6+ y más pesado) Los incendios de piscinas de hidrocarburos líquidos se extinguirán mediante un sistema de pulverización de agua-espuma, o mediante la aplicación local desde un monitor de espuma o a través de carretes de manguera de espuma.

V.1.6.1.2 Equipos en el recinto

Los equipos de manejo de gas inflamable en los recintos (tales como compresores), conductores de bombas grandes y turbinas de gas provistos de un recinto deberán estar equipados con un sistema apropiado de detección de incendios y gases y un sistema fijo de extinción por gas (por ejemplo, Novec 1230, CO_2) o un sistema de agua nebulizada para la extinción de incendios dentro del recinto.

También se dispondrá de extintores portátiles de polvo seco para permitir la rápida intervención del personal

V.1.6.2 Sistema de agua contra incendios

V.1.6.2.1 Zona de incendio

Se considera como zona de incendio esa parte de una instalación que podría verse implicada en un único evento de incendio. Los límites horizontales de cada zona de incendio están definidos por **barreras resistentes al fuego entre los equipos** que impiden la propagación del fuego. Limitar el área de la zona de fuego por la distancia de separación sólo es aceptable cuando la evaluación del peligro muestra un potencial de escalada mínimo. Los límites verticales de cada zona de fuego están definidos por una placa de acero resistente al fuego y por el aislamiento, si procede.

El área de la zona de incendio puede dividirse en más de un sistema de supresión automática para optimizar el uso. Las necesidades de agua contra incendios para cada área de zona de incendio se determinarán calculando la suma de los sistemas y dispositivos de aplicación de agua contra incendios que consuman agua y que puedan utilizarse para extinguir los incendios o enfriar las estructuras y los equipos dentro de una misma área de zona de incendio. No se puede extinguir el fuego hasta que se

cierre la fuente de combustible o hasta que se pueda parar y despresurizar la unidad/módulo de proceso. Toda la instalación se dividirá en varias zonas de incendio para determinar la demanda máxima probable de agua contra incendios. Una zona de incendio es el tamaño máximo al que puede llegar el fuego y, por tanto, determina el área para la que se necesita agua. El objetivo principal de la zonificación de incendios debe ser que, dentro de una zona de incendio, un fuego no se propague fuera de esa área una vez que se produzca un incendio con la protección adecuada contra incendios.

Los criterios que se tomarán en cuenta para delimitar las zonas de incendio de la instalación son los siguientes:

- Una zona de fuego será un área segregada por conjuntos resistentes al fuego, como la cubierta y los mamparos, o espacios libres de 15 metros de ancho entre equipo y equipo.
- El sistema de drenaje de una zona de incendio deberá estar diseñado para limitar la posibilidad de que se extienda el derrame a las zonas de incendio adyacentes, mediante pendientes adecuadas del suelo y el uso de controles y cajas de drenaje.
- Los equipos que se encuentran dentro de recintos dotados de una protección contra incendios específicos, pueden considerarse una única zona de incendio.

Las zonas de incendio identificadas también pueden ser utilizadas como referencia para detección de incendio y/o detección de gas, que proporcionan indicaciones de alarma en los paneles de alarma locales y centrales.

El concepto principal de las zonas de fuego es identificar dónde se ha producido un escape de gas/incendio y garantizar que no se considerarán los sucesos peligrosos simultáneos e independientes en dos zonas de incendio separadas (doble peligro).

V.1.6.2.2 Demanda de agua contra incendios

La demanda de agua contra incendios de diseño para la instalación será la más alta de entre las estimadas para cada plataforma. La demanda de agua contra incendios de diseño será la suma del consumo de agua de los siguientes equipos/sistemas de lucha contra incendios:

- Sistema de pulverización de agua integrado con detección de tapón fusible, situado en la misma zona de incendio
- Protección contra diluvios en el área necesaria para proporcionar refrigeración en el área para el escape seguro del personal, si lo hay
- Sistema de cortina de agua para permitir el escape del personal de los niveles superiores de los módulos de proceso, si los hay
- Todos los aparatos fijos de espuma dentro de la zona en fuego, si los hay
- Todos los monitores de incendio, si los hay, necesarios para cubrir los equipos pertinentes situados en la zona en llamas.
- Si se proporciona una barrera física de clasificación no inferior a A-60 (por ejemplo, muro contra incendios, cubierta y/o mamparo) o por una distancia adecuada frente a la zona incendiada, no es necesario incluir los requisitos de agua contra incendios dentro de la zona de fuego adyacente detrás de la barrera física.
- Todos los monitores de agua contra incendios, en su caso, necesarios para proporcionar enfriamiento en las rutas de salida fuera de los módulos de proceso
- Dos chorros de manguera adicionales desde los carretes de manguera (2 x 360 LPM a 5,2 bar)

Las recomendaciones del estudio FRA (como parte de FERA) se tendrán en cuenta al finalizar el diseño Consulte el informe de cálculo de la demanda de agua contra incendios/espuma (N1FE-FLR-100-653-RPT-0001).

V.1.6.2.3 Fuente de agua de incendio

El agua contra incendios que se suministre a la instalación procederá de la red de agua cruda (agua de mar). Las bombas principales de agua contra incendios y las bombas jockey tomarán la succión de este colector de agua cruda de interconexión para suministrar el agua contra incendios necesaria a la parte superior de la plataforma a través de una red de agua contra incendios específica para cada plataforma.

Se prevé que la fuente de agua contra incendios de reserva proceda de las bombas de agua cruda de la plataforma adyacente.

El agua contra incendios necesaria en la cubierta de máquinas de la plataforma se suministrará desde las bombas de agua contra incendios existentes (por la COMPANIA)

V.1.6.3 Bombas de agua contra incendios

V.1.6.3.1 Consideraciones generales

Para garantizar la integridad del sistema de agua contra incendios, cada sistema de licuefacción FLNG1 y FLNG2 contará con su propio conjunto de bombas contra incendios y bombas jockey. Las secciones siguientes describen los requisitos mínimos para cada juego de bombas por equipo, a menos que se indique lo contrario.

V.1.6.3.2 Bombas principales de agua contra incendios

Se proporcionará el siguiente conjunto de bombas principales de agua contra incendios, y cada conjunto estará dimensionado para proporcionar la demanda calculada de agua contra incendio calculada para la plataforma. Estas bombas principales de agua contra incendios se integrarán en el sistema de agua cruda existente de las plataformas.

La capacidad y la configuración preliminares de la bomba de agua contra incendios serán las siguientes y aplicará para cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2:

- Plataforma de licuefacción: 3 x 50% (2 primarias, 1 de reserva), cada una con una capacidad de 4,000 GPM a 10 bar
- Plataforma de tratamiento de gas: 3 x 50% (2 primarias, 1 de reserva), cada una con una capacidad de 4,000 GPM a 10 bar
- Plataforma de servicios públicos: 2 x 100% (1 primarias, 1 de reserva), cada una con una capacidad de 1,500 GPM a 10 bar

Las capacidades anteriores están sujetas a cambios en función de los cálculos de la demanda de agua contra incendios.

Cada una de las bombas contraincendios principales será del tipo centrifuga horizontal y tendrá un impulsor eléctrico con una (1) bomba conectada a la fuente de energía normal (designada como bomba primaria) y la(s) otra(s) bomba(s) conectada(s) a la fuente de energía de emergencia (designada(s) como bomba de reserva para la configuración de 2 bombas al 100%, o bombas primarias y de reserva para la configuración de 3 bombas al 50%). Cada bomba de agua contra incendios deberá estar preparada para un arranque automático (por pérdida de presión en el colector de agua contra incendios), manual a distancia desde el RCC y parada manual local. Todas las bombas principales de agua contra incendios estarán conectadas a la fuente de alimentación de emergencia. La fuente de energía de emergencia para las bombas deberá ser capaz de proporcionar al menos 18 horas de funcionamiento de la bomba de acuerdo con los requisitos de la clase.

La capacidad nominal de las bombas de agua contra incendios deberá estar dimensionada para proporcionar la demanda de agua contra incendios de diseño de la plataforma (refiérase a la Sección 6.5

de este documento) en el dispositivo más alejado de las bombas contra incendio. Este requisito se aplicará incluso si una rama de suministro del colector de anillos de agua contra incendios está bloqueada.

Las unidades principales de bombeo de agua contra incendios se instalarán en la cubierta de máquinas y estarán situadas de forma que un incendio en cualquier otra ubicación no volverá inoperable más de una bomba principal contra incendios.

El paro de la bomba de agua contra incendios debe ser sólo local.

Se aplicará la norma NFPA 20 (Norma para la Instalación de Bombas Estacionarias para Protección contra Incendios), para los requisitos de diseño, funcionamiento y pruebas de las bombas de agua contra incendios.

Los paquetes de bombas de agua contra incendios, incluidas las válvulas, deberán estar homologados por UL o por FM.

Cada bomba de agua contra incendios estará provista de instalaciones de prueba equipadas con medidor de flujo, diseñadas para permitir la prueba de bomba por fuera de borda de flujo completo al 150% de la capacidad nominal de la bomba.

V.1.6.3.3 Bombas jockey de agua contra incendios

Se proporcionará una bomba jockey de agua contra incendios de 45 m^3/hr de capacidad con un mínimo de 10 bar (10.2 kg/cm^2), permitir presurizada la toma principal de agua contra incendio y permitiendo el uso de una línea de manguera de hidrante en cualquier lugar del sistema de distribución de agua contra incendios sin necesidad de poner en marcha las bombas principales de agua contra incendios. Al igual que las bombas principales de agua contra incendios, la bomba jockey tomará la succión del colector de agua cruda de interconexión para mantener la presión del agua contra incendios principal a la parte superior.

La bomba jockey funcionará de forma intermitente para mantener la presión del colector de agua contra incendios (común a todas las plataformas) de la misma capacidad, se almacenará en el almacén de equipos de servicios públicos para servir como bomba jockey de reserva en caso de paro o mantenimiento de la bomba jockey instalada.

La bomba jockey será de tipo centrífugo de accionamiento eléctrico y estará situada junto a la bomba de reserva de agua contra incendios. La bomba jockey está configurada para funcionar de forma independiente.

De acuerdo con la Sección 4.27.2 de la NFPA 20, no se requiere que la bomba jockey esté homologada por UL, pero deberá estar aprobada (es decir, es aceptable para la autoridad que tenga jurisdicción).

V.1.6.3.4 Secuencia de operación

El siguiente principio se aplicará a la secuencia de funcionamiento de las bombas de agua contra incendios.

En condiciones normales (sin incendio), la bomba jockey funciona intermitentemente para mantener presurizada la red de agua de contra incendios. Todas las bombas de agua contra incendios, la principal y la de reserva, están en modo de espera.

Cada bomba de agua contra incendios estará provista de medios de arranque (manual a distancia desde el RCC y local desde cada controlador dedicado) y dispuesta para arranque automático bajo condiciones normales de operación. Este arranque automático se iniciará en respuesta a:

- Pérdida de presión permanente en el colector de agua contra incendios
- la detección de incendio confirmada en cualquier zona en la que se requiera agua contra incendios en la instalación.

En ambos casos, la lógica iniciará la secuencia de arranque de la bomba de agua contra incendios de la siguiente manera:

- La bomba primaria de agua contra incendios se pone en marcha;
- Si la presión del colector de agua contra incendios cae por debajo de su punto de ajuste, la bomba de agua contra incendios de reserva se pone en marcha automáticamente.

Simultáneamente a la puesta en marcha de las bombas de agua contra incendios, también se señalizará la puesta en marcha de la/s bomba/s de agua cruda.

Cada bomba de agua contra incendios estará provista de una línea de detección de presión conectada al panel de control de agua contra incendios para el arranque final de la bomba sin interferencia del sistema contra incendios y gas. Habrá un retardo de 10 segundos entre el arranque de las bombas para evitar el arranque secuencial de varias bombas contra incendios.

También se instalará un presostato (sensor de presión), en la línea de aspiración de la bomba de agua contra incendios para controlar la disminución de la presión de aspiración de la bomba de agua contra incendios. El presostato iniciará una señal para poner en marcha las bombas de agua cruda en caso de baja presión de aspiración en la bomba de agua contra incendios.

Se dispondrá de paneles de control de bombas para cada unidad de bombeo de agua contra incendios y el control de cada unidad de control de bomba de agua contra incendios. El panel de control supervisará y anunciará el estado normal y de mal funcionamiento de la unidad de bombeo de agua contra incendios durante los estados estacionario y operativo.

Los requisitos de control deberán cumplir con la NFPA 20:

- Se proporcionará un arranque manual a distancia en el RCC.
- No habrá paro automático o remoto de las unidades de bombeo de agua contra incendios. Cada bomba de agua contra incendios sólo se apagará localmente desde su controlador local específico.
- Se transmitirá una señal al panel principal de alarma contra incendios del RCC para conocer el estado de las bombas de agua contra incendios (arranque, funcionamiento y paro).

V.1.6.3.5 Distribución de agua contra incendios

Cada plataforma estará dotada de su propio colector de agua contra incendios en bucle para suministrar agua contra incendios a los equipos / sistemas dependientes del agua desde dos direcciones.

Las tuberías principales de agua contra incendios no deben tener más conexiones que las necesarias para el propósito de combatir los incendios.

Para proteger el colector de agua contra incendios de explosión y fuego que se originan en la cubierta principal, el colector de agua contra incendios será dirigido hacia la cubierta de maquinaria y soportado de manera apropiada debajo de la cubierta principal.

El colector de agua contra incendios será dimensionado de acuerdo con las tasas de flujo de agua contra incendios calculadas de acuerdo con la sección 6.2 de este documento para dar la presión requerida en el hidrante, el monitor de incendios o las válvulas de diluvio más remotas, incluso cuando una de las ramas de suministro del bucle está bloqueada. Las tomas del colector de agua contra incendios deberán ser de al menos 6" nominales.

La presión mínima requerida para los equipos de extinción de incendios será la siguiente:

- 5.2 bar para los hidrantes
- 7 bar para los monitores de incendios
- 1.4 bar y 2.1 bar para las boquillas de pulverización en función del tamaño del orificio de la boquilla de pulverización utilizada [Refiérase al Informe de Cálculo Hidráulico de Agua Contra Incendios (N1FE-FLR-153-653-RPT-0002) para los detalles de las boquillas de aspersión utilizadas]
- 3.5 bar para grandes boquillas de alta presión para aplicaciones de diluvio de área

El sistema principal de agua contra incendios deberá proporcionar una presión mínima de 7 bar en las condiciones más desfavorables de suministro de agua en las ubicaciones más remotas.

La selección del material de las tuberías para el sistema de extinción de incendios será la siguiente:

- Red llena de agua contra incendios (incluidas las líneas de solución de espuma) en tubería reforzada con fibra de vidrio (PRFV) como clases de líneas de tuberías que aprobarán la prueba de resistencia contra incendios de Nivel 1.
- Líneas de agua contra incendios normalmente secas (4" y superiores) aguas abajo de las válvulas de diluvio en tuberías reforzadas con fibra de vidrio (GRP) según las clases de líneas de tuberías que deberán pasar la prueba de resistencia al fuego de nivel 1. (HOLD)
- Líneas de agua contra incendios normalmente secas (3" y menos) aguas abajo de las válvulas de diluvio en cobre níquel (90/10) por clase de tuberías

La velocidad máxima del agua en el colector de agua contra incendios, considerando el 100% de su capacidad, no superará los 6 m/s en operación normal y en caso de líneas bloqueadas.

El colector de agua contra incendios estará provisto de válvulas de aislamiento para garantizar la continuidad del suministro de agua a todas las otras secciones del colector de agua contra incendios en caso de daños o mantenimiento en cualquier otra sección. Se dispondrán de forma que no haya más de cuatro (4) conexiones de extinción de incendios situadas entre las válvulas de aislamiento.

Los ramales del colector de agua contra incendios también estarán equipados con válvulas de aislamiento para aislarlos del colector de agua contra incendios para mantenimiento del equipo/sistema de combate contra incendios conectado. La válvula de aislamiento también se instalará en la conexión con la línea de descarga de las bombas de agua contra incendios.

Las válvulas de aislamiento deberán estar abiertas con sello de coche. Serán de tipo mariposa y de fácil acceso para la operación de estas válvulas. Si es posible, se proporcionará una plataforma de operación fija o el uso de un vástago largo para operar la válvula.

Las válvulas de mariposa de asiento suave pueden considerarse para su uso en el sistema de agua contra incendios si las válvulas propuestas son capaces de aprobar una prueba contra incendios apropiada para la sociedad de clasificación. Además, las válvulas deben poder cerrarse eficazmente incluso con el asiento suave dañado o destruido, de manera que las fugas a través de la válvula cerrada sean insignificantes. La tasa de fuga a la presión del agua de incendio a través de las válvulas cerradas de asiento dañado todavía permite que el agua de incendio suministre al menos dos chorros de agua a la presión requerida.

Los ramales del colector de agua contra incendios deberán alimentar los siguientes equipos/sistemas de extinción de incendios:

- Hidrantes
- Carrete de manguera
- Carrete de manguera
- Monitor de incendios

- Sistema de diluvio de agua
- Sistema de espuma de baja expansión
- Sistema de extinción de incendios en la cubierta del helicóptero (por México FLNG)
- Sistema de rociadores de alojamiento y carretes de manguera (por México FLNG).

Los colectores de agua contra incendios estarán provistos de conexiones de lavado para eliminar materiales extraños que podrán haber entrado en el sistema durante la instalación. Las tasas de flujo mínimas de lavado del colector de agua contra incendios se ajustarán a la NFPA 13 (Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores), a 3 m/s. Si el colector de agua contra incendios tiene alguna bolsa de vapor o de líquido, se deben prever medios de venteo/drenaje (válvula de venteo, válvula de drenaje o equipo de extinción de incendios).

Las conexiones internacionales existentes en tierra se utilizarán para la instalación como parte del sistema de agua contra incendios de la plataforma. El diseño de las conexiones internacionales en tierra deberá ser conforme al capítulo 2 del Código SFS.

Además de la línea de detección de presión y el presostato en la línea de aspiración de la bomba de agua contra incendios, como se indica en la Sección 6.4.4, se instalarán dos (2) presostatos situados en dos puntos distintos del colector de agua contra incendios para controlar la caída de presión en el colector de agua contra incendios y para iniciar el arranque automático de las bombas de agua contra incendios.

Se realizará un análisis hidráulico del sistema de distribución de agua contra incendios para confirmar que los flujos adecuados se conseguirán durante la demanda de agua contra incendio. Se hará referencia al informe de cálculo hidráulico del agua contra incendios.

V.1.6.3.6 Sistema fijo de rociado de agua (diluvio)

El diseño y la instalación del sistema de rociado de agua; se calculó y diseñó, y se instalará conforme a la norma NFPA 15. (Norma para Sistemas Fijos Aspersores de Agua para Protección Contra Incendios).

El sistema fijo de rociado de agua se proporciona para los equipos de proceso ubicados en módulos que manipulan sustancias inflamables o fluidos combustibles de 5 m^3 o más, excepto en el caso de los equipos de manipulación de gases con purga o los que manejan un inventario mínimo de líquidos.

Además, los equipos que manejen 5 m^3 o más de inventario de líquidos inflamables y estén provistos de un aislamiento adecuado resistente al fuego no necesitarán una protección específica contra el agua pulverizada.

Además de la protección de los equipos de proceso, también se dispondrá de un sistema fijo de rociado de agua (empleando boquillas grandes de alta presión) como una cubierta general del área en el módulo de proceso que no esté cubierta por los monitores contra incendio para proporcionar un área de enfriamiento contra alta radiación para permitir que el personal escape del módulo de proceso.

En los casos en los que no se disponga de diluvio de área en niveles específicos del módulo de proceso (especialmente en las elevaciones más altas en las que no se espera que los incendios afecten a los niveles inferiores), las escaleras de los módulos de proceso están provistas de protección de cortina de agua para garantizar la salida segura del personal que pueda encontrarse en los módulos de proceso durante las emergencias de incendio.

El sistema se compone de una disposición de tuberías secas con un conjunto de boquillas de cabeza abierta donde el agua se alimenta desde una válvula de diluvio común. Cuando la válvula de diluvio se abre, el agua fluye a través de las tuberías, lo que hace que todas las boquillas descarguen simultáneamente.

- El objetivo general del sistema de pulverización de agua es ayudar al combate contra el fuego mediante un sistema fiable, seguro y eficaz
- Los objetivos específicos son:
- Proporcionar un sistema de distribución óptimamente diseñado que suministre agua a la tasa de diseño para las boquillas de aspersión.

Proporcionar una distribución uniforme de agua a esa tasa para que toda la zona/equipo dedicado que requiera protección esté adecuadamente cubierta.

Todas las tuberías, válvulas, boquillas y otros accesorios del sistema de diluvio de agua deberán ser resistentes a la corrosión para servicio con agua de mar.

V.1.6.3.7 Tasa de aplicación del sistema de rociado de agua

Las tasas de flujo requeridas y la extensión de las áreas que deben ser protegidas por el sistema fijo de agua pulverizada se indican en la tabla siguiente de acuerdo con el tipo de equipo.

Tabla V.49 Tasas de aplicación del sistema de rociado de agua.

Equipo	Tasa mínima de aplicación de agua, LPM/m^2	Zona a proteger
Cobertura de la zona general	10.2	Para los módulos de proceso de primer nivel en los que se espera un incendio en la piscina.
	4.1	Para los niveles superiores de los módulos de proceso para la absorción de calor radiante, como se recomienda en la sección 7.2.2 de la norma API RP 2030
Columna, recipiente, tambor, filtro, intercambiador de calor, calentador encendido	10.2	Superficie desarrollada del equipo hasta una altura de 12.2 m sobre la superficie que puede soportar el fuego de la piscina Excluye los equipos provistos de aislamiento ignífugo
Bomba	20.4	Superficie proyectada del patín de la bomba y del motor Borde de 0.6 m alrededor del patín de la bomba
Compresor	20.4	Superficie proyectada del patín del compresor.
Patines de aceite de lubricación y sellos de compresores y turbinas de vapor	10.2	Si el compresor requiere conexiones de aceite lubricante, el compresor y el motor deberán estar envueltos con una cobertura de agua rociada.
Enfriador aire- aletas	10.2	Enfriadores situados sobre equipos de proceso y bombas (que contienen líquidos de hidrocarburos) - Superficie horizontal protegida en el fondo de los tubos de aletas
Estructura de soporte de los equipos de proceso no ignífugos, incluyendo monturas, faldones, patas	4.1	Excluyendo los elementos estructurales de la cubierta secundaria

Fuente: Documento Nº N1FE-FLR-100-653-DBD-0001, Rev. 0, de fecha 29 de julio de 2021. Bases de diseño del sistema de protección contra incendio.

Se añadirá un 20% de contingencia (por desequilibrio hidráulico y pérdida de agua por efecto del viento) a las tasas globales de diluvio.

V.1.6.3.8 Válvula de diluvio

En general, los sistemas de rociado de agua se activarán automáticamente (mediante tapones fusibles o detectores de gas, según sea requerido para las unidades específicas). También deberá permitir la

activación manual a distancia desde el RCC, o localmente desde la válvula de diluvio (a través de la válvula de liberación de emergencia en el ajuste de la válvula de diluvio).

Se dispondrá de una válvula de diluvio reguladora de la presión (denominada en adelante "válvula de diluvio") y estará dotada de un filtro de canasta adecuado en línea.

La válvula de diluvio se situará en un área segura fuera de la zona de fuego protegida, al menos a 15 m de cualquier equipo peligroso que esté protegiendo. Si esto no puede cumplirse debido a la congestión de la zona, se proporcionará un blindaje protector o un cortafuego para proteger la válvula de diluvio y al personal (que pueda necesitar acceder a la válvula de diluvio para su activación manual local) de la exposición a la radiación térmica durante un incendio.

Cada área de incendio protegida por sistemas de diluvio de agua será alimentada por medio de una o más válvulas de diluvio automáticas, cada tubo ascendente con válvula indicadora de aislamiento con un máximo de cuatro (4) válvulas de diluvio en el colector de diluvio que requiere válvulas de aislamiento a cada lado montadas en el colector de agua contra incendios.

La válvula de diluvio se activará automáticamente mediante un tapón fusible neumático dedicado a proteger el equipo. Tanto la activación local en la válvula de diluvio como la activación manual remota también se proporcionarán en el RCC a través del sistema de fuego y gas.

Las válvulas de diluvio y las tuberías no deberán exceder 8", excepto el colector de la válvula de diluvio.

La válvula de diluvio será una válvula automática específica de apertura rápida activada por la presión del agua de incendio. No se utilizarán servicios externos para mantener la válvula cerrada; sólo la presión de la red de agua contra incendios es aceptable para esta tarea.

Las líneas eléctricas correspondientes a los sistemas de "energización para accionar" (por ejemplo, la señal de apertura de la válvula de diluvio) serán monitoreadas permanentemente para permitir que cualquier falla sea identificada rápida y con precisión. Los cables eléctricos necesarios para controlar la válvula de diluvio y situados en zonas de riesgo de incendio serán del tipo "resistente al fuego".

Se dispondrá de medios que permitan probar la válvula de diluvio sin descargar el agua de incendio a través de boquillas y trabajos de tubería.

El aislamiento de la válvula de diluvio deberá ser posible mediante válvulas de bloqueo de aislamiento, bloqueadas y abiertas en condiciones normales

Las válvulas de diluvio deberán estar homologadas por UL o por FM.

V.1.6.3.9 Tubería aguas abajo de la válvula de diluvio

Las tuberías secas aguas abajo de la válvula de diluvio serán las siguientes:

PRFV (para líneas de 4" y superiores) que superen el ensayo de resistencia al fuego de nivel 1, y Cobre níquel (90/10) (para líneas de 3" y menores).

Se diseñará con una pendiente mínima de 1:100 y estará provista de una válvula de drenaje manual en los puntos bajos.

La velocidad máxima permitida en la tubería de diluvio seco será la siguiente:

- 6 m/s para tubos GRP
- 3.6 m/s para tubos de cobre/níquel.

V.1.6.3.10 Boquilla de rociado

Las boquillas de rociado proporcionarán una cobertura completa de agua y/o espuma en las superficies protegidas del equipo.

El desgaste no se considerará una cobertura aceptable en los recipientes horizontales de más de 1 m debajo del ecuador del barco.

Donde se considere el desgaste, la distancia entre las boquillas de los diferentes niveles o alturas para la protección de las superficies verticales o inclinadas, no deberá exceder de 3.7 m medidos a lo largo de la superficie.

La cobertura de las boquillas en los recipientes horizontales se traslapará y la distancia entre las boquillas no será superior a 1.8 m.

La distancia de las boquillas de rociado con respecto a los recipientes protegidos no será superior a 0.6 m y estarán situadas con respecto a la provisión de los patrones de rociado traslapados.

Boquillas de cono lleno de velocidad media y boquillas de rociado de tipo abierto con deflectores externos o espirales llenas serán consideradas para los sistemas de rociado de agua. No se permite el uso de filtros internos, ya que pueden bloquear la boquilla durante el funcionamiento.

La presión mínima de funcionamiento de las boquillas de rociado será de al menos 1.4 bar (20 psig) para las boquillas mayores de 3/8" y 2.1 bar (30 psig) para las boquillas iguales o menores a 3/8" de acuerdo con NFPA 15.

Estarán diseñados para descargar el agua a través de un único orificio sin filtros internos. Serán de ½" NPT macho.

Por consistencia en el diseño, el tipo de boquillas de rociado se limitará al menor número posible de tipos.

Las boquillas de rociado deberán estar homologadas por UL o por FM.

Las boquillas de rociado de repuesto se mantendrán en la instalación. La cantidad de repuestos deberá ser conforme a requisitos de NFPA 15.

V.1.6.3.11 Hidrantes, armarios para mangueras y carretes para mangueras

Las estaciones de hidrantes deberán estar ubicadas al menos en dos lugares estratégicos alrededor de la instalación, de manera que sean accesibles en caso de incendio.

Además de los hidrantes, se colocarán carretes de manguera en lugares estratégicos alrededor de las instalaciones para una rápida accesibilidad en caso de incendio.

Los hidrantes se instalarán con salidas de 2-1/2" de diámetro.

La capacidad de un hidrante con dos salidas (hidrante de dos vías) será de 90 m^3/hora. La capacidad de un hidrante con una salida (hidrante de un solo sentido) será de 45 m^3/h (198 GPM). Se dispondrá de un hidrante de dos vías en las cubiertas principales, mientras que el hidrante de una vía se dispondrá fuera del espacio de alojamiento.

Teniendo en cuenta la presión máxima en una zona determinada, la salida del hidrante deberá estar equipada con un dispositivo de reducción para la presión adecuada de tal manera que la presión de boquilla de agua será de 5.2 bar.

Los hidrantes contra incendios deberán estar ubicados a no más de dos longitudes de manguera (una longitud de manguera no excederá 18 m de longitud) deben desplegarse desde cualquier hidrante para facilitar el manejo de la manguera y la velocidad de respuesta. El alcance del chorro en cualquier boquilla de manguera de hidrante debe ser de unos 12 m.

El número y la posición de los hidrantes contra incendio y los carretes de mangueras será de tal manera que por lo menos dos chorros de agua que no emanan del mismo hidrante o carrete de manguera (uno de los cuales debe ser de una sola longitud de manguera) pueden llegar a cualquier parte de la instalación de producción que pueda estar expuesta al incendio.

Los hidrantes y las válvulas reductoras de presión serán de cuerpo de bronce.

Los tubos ascendentes de los hidrantes estarán provistos de una válvula de aislamiento para permitir el mantenimiento de una válvula individual del hidrante.

Se montará junto una caja de mangueras que contenga mangueras y boquillas combinadas de chorro de agua de niebla de bronce. Las mangueras deberán tener la siguiente longitud:

- 18 m para la cubierta abierta
- 15 m para la sala de máquinas y los espacios de maquinaria (por parte de la México FLNG), y 20 m para los demás espacios.
- 20m para otros espacios.

Las mangueras contra incendios con boquillas se dispondrán para facilitar su uso y se guardarán de la siguiente manera:

Tabla V.50 Almacenamiento de mangueras y boquillas contra incendios.

Lugar	Tipo
Alojamiento	Armario de FRP
En otros espacios cerrados	Cesta o carrete de acero
Expuesto a la intemperie	Armario de FRP

Fuente: Documento Nº N1FE-FLR-100-653-DBD-0001, Rev. 0, de fecha 29 de julio de 2021. Bases de diseño del sistema de protección contra incendio.

Todas las mangueras e hidrantes de la instalación deberán ser del mismo fabricante.

Cada carrete de manguera deberá estar dimensionado para alojar 1-1/2" x 30m (100 pies) de manguera dura no plegable. Tendrá una vía de agua de acero inoxidable súper dúplex con entrada giratoria de bronce de aluminio níquel y marco, tambor, freno de mano y conjunto de rodillos de manguera de acero inoxidable 316L El carrete de manguera será de rebobinado manual con una construcción robusta y cojinetes sin grasa. La unidad requerirá poco mantenimiento a lo largo de su vida útil.

La manguera de incendio no plegable para el carrete de manguera deberá ser adecuada para su uso alrededor de petróleo y productos químicos asociados con plataformas de producción y tendrán un rango de temperatura hasta 82 grados centígrados. La manguera contra incendios estará provista de scovill o de acoplamientos adecuadamente equivalentes (1-1/2" MNST x 1-1/2" FNST). La manguera contra incendios se probará a una presión de 41.37 bar (600 psi) y será adecuada para una presión de trabajo de hasta 20.68 bar (300 psi). El fabricante/producto de la manguera deberá ser Goodyear o un equivalente aprobado por México FLNG.

La boquilla de descarga del carrete de manguera tendrá una construcción de latón de grado marino con asa de encendido/apagado de herradura La boquilla deberá ser capaz de fluir 360 LPM (95 GPM).

V.1.6.3.12 Monitor fijo

Los monitores de incendios se proporcionarán como se indica en la sección 5.2 de este documento. Cada monitor tendrá un flujo mínimo de 1,892 LPM a 7 bar con una boquilla de niebla/chorro ajustable. La boquilla deberá tener un medio de cierre y el diámetro de la boquilla deberá ser de al menos 0.5 pulgadas.

El movimiento del monitor será ajustable tanto en plano horizontal como en plano vertical y los medios serán provistos con cerradura y/o preinstalados para monitorear cualquier posición.

V.1.6.3.13 Tipos de monitores de incendios

El tipo de monitor se seleccionará como se indica a continuación teniendo en cuenta la zona y el equipo que se va a proteger.

V.1.6.3.13.1 Monitor auto-oscilante

El monitor oscilante se puede accionar desde un lugar seguro y hace oscilar la boquilla del monitor por medio del agua. Se proporcionará una válvula de diluvio para los monitores oscilantes, de modo que puedan descargar y detener el agua a distancia y manualmente en los lugares de funcionamiento del monitor.

V.1.6.3.13.2 Monitor de agua/espuma

La boquilla del monitor de agua/espuma será aplicable sólo para aplicación de agua y agua/espuma.

En el caso de los monitores de agua/espuma, también se suministrarán con línea de recogida de espuma y tambor de concentrado de espuma que contenga concentrado AFFF (Aqueous Film Forming Foam), para lanzar solución de espuma de 3% en áreas que manejen líquidos de hidrocarburos pesados. El monitor de agua/espuma se incorporará con el monitor oscilante.

V.1.6.3.13.3 Aplicación y disposición

En general, los monitores de incendios no son necesarios para los equipos dotados de sistemas fijos de rocío de agua.

Los monitores auto-oscilantes pueden ubicarse a menos de 15 m del equipo/área protegida ya que estos tipos no requieren operación manual local.

Todos los monitores de incendios deberán estar ubicados de manera que no obstaculicen las rutas principales.

Se proveen otras consideraciones sobre la aplicación y colocación de los monitores para cada tipo de monitor.

- Se dispondrá de monitores de agua para todos los equipos que manipulen líquidos de hidrocarburos ligeros y gases inflamables en áreas abiertas. Se dispondrán de tal manera que los equipos que deban ser protegidos queden cubiertos en un radio de 30-50m desde un monitor.
- Se dispondrá de monitores de agua/espuma para la protección de los equipos que manipulen líquidos de hidrocarburos pesados (gasóleo, aceite caliente, al menos C6+). También se instalarán en aquellos lugares donde sea probable que se produzcan grandes incendios de piscinas de líquidos inflamables.

Cuando no sea práctico ubicar monitores de agua/espuma, se requerirá un sistema fijo de rociado de agua y se equipará con capacidades de espuma.

V.1.6.3.14 Sistema de agua nebulizada

El sistema de cortina de agua fija puede utilizarse como medida de mitigación contra los niveles de radiación elevados que pueden afectar a los dispositivos de escape o a las estructuras críticas.

Para garantizar la seguridad de la salida del personal a mayor altura, se dispondrá de un sistema de cortina de agua en las escaleras de los módulos de proceso donde no se disponga de diluvio de área.

Las cortinas se activarán automáticamente tras la confirmación de una señal del sistema de detección. Además, las cortinas de agua deberán poder activarse manualmente desde el RCC.

La tasa de aplicación del sistema de cortina de agua será de 15 LPM/m, tal y como recomienda la norma BS EN ISO 13702 (Industrias del petróleo y del gas natural. Control y mitigación de incendios y explosiones en instalaciones marítimas de producción. Directrices y requisitos (ISO 13702:2015).

La presión mínima de funcionamiento de las boquillas de rociado será de al menos 3.5 bar (20 psig). Las boquillas de rociado deberán estar homologadas por UL o por FM. Salvo por la tasa de aplicación y la boquilla de la cortina de agua indicada anteriormente, los requisitos de diseño del sistema de cortina de agua son similares a los de los sistemas de diluvio. En ese caso, se hará referencia a la sección 6.6 de este documento.

V.1.6.4 Sistema de almacenamiento y suministro de espuma

V.1.6.4.1 Sistema de espuma de baja expansión

Los espacios para maquinaria (por parte de la México FLNG) provistos de un sistema de espuma de baja expansión deberán cumplir con las reglas/reglamentaciones, códigos y normas aplicables.

V.1.6.4.2 Diseño general

El equipo de extinción de incendios por agua/espuma se diseñará de acuerdo con la NFPA 11 (Norma para espumas de baja media y alta expansión) y los requisitos del Código FSS

V.1.6.4.3 Concentrado de espuma

El concentrado de espuma se seleccionará para incluir sus propiedades biodegradables y deberá ser respetuoso con el medio ambiente (es decir, del tipo formulado utilizando fluoro surfactantes C6 y probado que cumplen con las normas internacionales tales como UL 162, ICAO Nivel B y EN 1568:2008 Parte 3).

El concentrado de espuma se almacenará dentro de los límites de temperatura indicados para evitar la degradación prematura de espuma

La espuma concentrada deberá ser del tipo AFFF o AR-AFFF adecuada para su uso en el incendio previsto. Se utilizará una proporción de espuma del 3%. Requerida en la instalación y deberá ser adecuada para el servicio de agua de mar.

La ubicación del tanque de concentrado de espuma y de las bombas de concentrado de espuma deberá ser tal que esté alejada del equipo a 15 m como mínimo. Si esto no es posible debido a congestión, se proporcionará un blindaje protector y una pared contra incendios para proteger el depósito de concentrado de espuma y las bombas de concentrado de espuma de la exposición a la radiación térmica.

V.1.6.4.4 Tanque de espuma y dispositivo de dosificación de espuma

El concentrado de espuma para el monitor oscilante se almacenará y suministrará mediante un tanque contenedor de concentrado de espuma. El diseño del tanque de espuma se ajustará a los requisitos de la NFPA 11.

El depósito de espuma estará fabricado con materiales compatibles con el concentrado de espuma y con las condiciones ambientales especificadas. La introducción del concentrado de espuma en el monitor oscilante se realizará mediante una válvula manual local que hará fluir el concentrado de espuma a través de una boquilla autoinductora conectada a la boquilla del monitor. Para garantizar la seguridad de la operación manual local de la válvula de diluvio de concentrado de espuma asociada con el tanque de espuma, el tanque y el monitor oscilante deberán estar ubicados al menos a 15 m del equipo protegido.

El dispositivo de dosificación de espuma se ajustará para proporcionar un 3% de dosificación de espuma y estará hecho de materiales compatibles con e concentrado de espuma y con las condiciones ambientales especificadas. El depósito de espuma, el dispositivo de dosificación de espuma asociado y los aparatos deberán ser adecuados para servicio de agua de mar.

V.1.6.4.5 Línea de distribución de concentrado de espuma

Todas las tuberías y los componentes de las tuberías en contacto permanente con el concentrado de espuma, si los hay, deberán ser de acero inoxidable (SS316L).

Se dispondrá de instalaciones de lavado y drenaje.

V.1.6.4.6 Monitor de agua/espuma

Se proporcionarán monitores de agua/espuma para protección de equipos de proceso que manejen líquidos de hidrocarburos pesados (diésel, aceite caliente, al menos C6+) situados en zonas abiertas en las que no se disponga de un sistema de diluvio de agua/espuma.

Se instalará un monitor oscilante de espuma con tanque (1 m^3 de capacidad) con boquilla autoinductora en la plataforma de tratamiento de gas dentro del rango del enfriador de aceite caliente. No se dispondrá de un monitor de agua/espuma en la zona de incendio en la que sólo pueda producirse un incendio debido a que se puede producir un gas inflamable.

La capacidad de diseño del monitor de espuma/agua estará basado en la tasa de aplicación mínima de 4.1 LPM/m^2 en el área de derrame prevista y durante una duración de al menos 15 minutos según la NFPA 11, pero no menos de 1,892 LPM.

V.1.6.4.7 Enrolladores de manguera de agua/espuma

Se dispondrá de enrolladores de mangueras de espuma para los equipos de proceso ubicados en el interior de los módulos de proceso que manejan

Tambor de expansión de aceite caliente (151-V-001) que no está contenido y provoca algún desbordamiento que necesita ser cubierto por espuma para evitar la ignición.

Cada conjunto de carrete de manguera de espuma incluirá un tanque de concentrado de espuma de 227L (60 gal). Estar construidos con chapa de acero inoxidable 316L de calibre 12, soldada a la junta y sometida a una prueba de presión adecuada para detectar fugas. El tanque deberá estar aislado con poliuretano espumado de 2", cementado a los lados exteriores, la parte superior y el fondo del tanque. El aislamiento estará envuelto en una chapa metálica 316L de acero inoxidable de calibre 14 para su protección.

Las características del tanque incluirán una tubería de llenado de espuma y tubo de recogida que se extiende hacia arriba dentro del gabinete para el tanque también incorporará un respiradero y un desagüe de tubo de ½" con tapa que se extienda más allá de la envoltura.

El depósito de concentrado de espuma encapsulado se fijará adecuadamente en el soporte alto galvanizado en caliente

Cada carrete de manguera debe estar dimensionado para alojar mangueras duras no colapsables de 1-1/2" x 30m (100 pies). Tendrá una vía de agua de acero inoxidable súper dúplex con entrada giratoria de bronce de aluminio níquel y marco, tambor, freno de mano y conjunto de rodillos de manguera de acero inoxidable 316L El carrete de manguera será de rebobinado manual con una construcción robusta y cojinetes sin grasa. La unidad requerirá poco mantenimiento a lo largo de su vida útil.

La manguera de incendio no plegable para el carrete de manguera deberá ser adecuada para su uso alrededor de aceite y productos químicos La manguera contra incendios estará provista de uniones roscadas scovill o de acoplamientos adecuadamente equivalentes (1-1/2" MNST x 1-1/2" FNST). La manguera contra incendios se probará a una presión de 41.37 bar (600 psi) y será adecuada para una presión de trabajo de hasta 20.68 bar (300 psi). El fabricante/producto de la manguera deberá ser Goodyear o un equivalente aprobado por México FLNG.

La boquilla de descarga del carrete de manguera tendrá una construcción de latón de grado marino con asa de encendido/apagado de herradura La boquilla deberá ser capaz de fluir 360 LPM (95 GPM) a 6.9 bar (100 psi) de agua de fuego o solución de agua de fuego / espuma (AFFF). La boquilla deberá estar reconocida por los organismos de homologación para el entorno marino en alta mar.

V.1.6.5 Sistemas de polvo seco

Se proporcionará un sistema de polvo seco para proteger la zona de carretes de manguera de GNL situada en la plataforma de licuefacción.

El sistema de polvo seco deberá ser capaz de suministrar polvo desde al menos dos líneas de manguera manual o combinación de monitores / líneas de mangueras manuales hacia cualquier parte del área de carretes de mangueras de GNL.

El monitor de polvo seco tendrá una capacidad de 10 kg/s con una distancia máxima de cobertura de 10 m. Se dispondrá de dos patines de polvo seco en cada extremo de la zona de carretes de manguera de GNL. Patín será de tipo no retorcedor y estará equipado con una boquilla capaz de funcionar y descargar a un ritmo no inferior a 3.5 kg/s durante un mínimo de 30 segundos. La línea de manguera manual no debe superar los 33 m de longitud.

La cantidad de producto químico seco en el patín deberá ser suficiente para un mínimo de 45 segundos de duración de la descarga considerando el funcionamiento simultáneo del monitor y del carrete de manguera según la circular 1315 de la OMI (Organización Marítima Internacional).

El diseño del sistema químico seco debe ser conforme a la NFPA 17 Guía para el Combate de Incendios Estructurales. No está previsto ningún sistema fijo de polvo seco para combatir los incendios de GNL en los módulos de cubierta. Se dispondrá estratégicamente de extintores de incendios químicos en la plataforma de licuefacción.

V.1.6.5.1 Sistema fijo de extinción de incendios por gas

V.1.6.5.1.1 Sistema de supresión de gases

Se proporcionará un sistema fijo de combate contra incendios para los espacios salas no habitados con equipos eléctricos críticos para la operación continua de la instalación.

El sistema de supresión de gas (por ejemplo, Novec 1230) se diseñará, probará e instalará de acuerdo con NFPA 2001 y Código FSS y estará listado por UL o aprobado por FM.

Sistema de extinción de CO_2 y se diseñará de acuerdo con el Código FSS y la NFPA 12 (Norma sobre Sistemas de Extinción de Dióxido de Carbono), y será instalado en:

- Generador de energía por turbina de gas
- Turbina de gas con compresor MR

V.1.6.5.1.2 Requisitos generales de diseño

El diseño del sistema de extinción de incendios con agentes limpios se ajustará a los requisitos de la NFPA 2001

El sistema consistirá en un suministro fijo de agente limpio conectado permanentemente a una tubería fija, con También se proporcionará un panel de control para el sistema.

El funcionamiento de los sistemas de extinción con agentes limpios deberá ser posible desde dos lugares. Manual remoto desde la sala de control al detectar 2 o más detectores de humo en la zona,

- Localmente desde un interruptor de control.
- El sistema deberá ser capaz de funcionar plenamente (detección, señalización, control y actuación), incluso en el evento de una falla de energía eléctrica y cumplirá con la norma NFPA 70.

La concentración mínima de gas deberá ser al menos un 30% superior a la concentración mínima de extinción, nivel de oxígeno y tiempo de descarga cumplirán con NFPA 70 Seguridad-eléctrica en lugares de trabajo.

Se tendrán en cuenta factores como:

- Aberturas no cerrables (si las hay),
- Tiempo de inactividad de los ventiladores,
- Tiempo necesario para que se cierren las compuertas, las puertas o las ventanas, y las grietas alrededor de las puertas, las ventanas y las paredes.

V.1.6.5.1.3 Requisitos de almacenamiento

El agente de limpieza se almacenará en contenedores de aleación de acero con certificación UL y se ubicará en el interior para evitar la exposición directa al sol.

Como suministro de reserva, cada zona de riesgo deberá contar con un almacenamiento de agentes limpios de reserva al 100%, un tanque como suministro principal y otro como suministro de reserva.

V.1.6.5.1.4 Tubería de descarga

Las tuberías de descarga y los accesorios de tubería asociados para el sistema de extinción por agente limpio deberán ser adecuados. Todas las tuberías se colocarán por encima del nivel del suelo y estarán adecuadamente soportadas.

V.1.6.5.1.5 Válvulas

Todas las válvulas que se proporcionen deberán estar homologadas por UL o FM para el uso previsto y deberán ser conformes.

V.1.6.5.1.6 Boquillas de descarga

Deberán estar listados u homologados en cuanto a la velocidad de descarga, el alcance efectivo, la presión mínima y el patrón o área de cobertura.

Para garantizar una apertura sin obstáculos durante el funcionamiento del sistema, incluso en el caso probable de que se obstruya la boquilla, mediante materiales ajenos deberán estar equipadas con discos frangibles o tapas de explosión.

V.1.6.5.1.7 Panel de control

El panel de control del sistema deberá ser capaz de realizar las siguientes funciones para supervisar el sistema

- Supervisión del circuito de detección, del dispositivo de liberación local y del circuito de interrupción
- Activación de los dispositivos de alarma
- Detección del mal funcionamiento de los cables
- Lámparas de indicación del panel frontal
- Tiempo de retardo ajustable
- Detección de fallo a tierra Indicación de alarma
- Indicación de alarma
- Indicación de aislamiento del sistema
- Comunicar (transmitir y recibir señales) a/desde la central de incendios del edificio

Además, el panel de control deberá proporcionar una indicación visual en la cara del panel para lo siguiente como:

- Cada alarma del circuito de iniciación y los indicadores de problemas/fallos del circuito
- Cada alarma de circuito de liberación de gas y problema de circuito Fallo de la fuente de alimentación para cada zona
- Cada alarma de circuito de liberación de gas y problema de circuito Fallo de la fuente de alimentación para cada zona
- Indicaciones de fallo del sistema
- Lámpara de encendido e interruptor de prueba de la lámpara
- Indicaciones de modo automático/manual del sistema
- Pulsadores/interruptores de liberación manual para la descarga del agente Sistema de aislamiento de supresores
- Sistema de aislamiento de supresores
- Interruptor silenciador de alarma

El panel de control estará homologado por UL o por FM y cumplirá con los requisitos establecidos en los fundamentos de diseño del sistema contra incendio y gas.

V.1.6.5.1.8 Requisitos de seguridad

Se dispondrá de las salvaguardas adecuadas para proteger al personal de la descarga del agente limpio si esto sucede dentro del recinto (tales como mantenimiento);

La entrada en el espacio protegido sólo se permitirá cuando el sistema esté en control manual y la activación automática ha sido desactivada.

Advertir al personal que se encuentre en el interior del recinto para que se evada antes de la descarga del agente limpiador y advertir al personal que se encuentre fuera del recinto para que no entre. Para la alarma visual previa a la descarga, se utilizarán faros azules. Además, las alarmas de pre descargan proporcionarán un retardo de duración suficiente, ajustable hasta 30 segundos, para permitir la evacuación del posible personal dentro del recinto en las peores condiciones.

También se dispondrá de un bloqueo para restringir la entrada del personal al espacio protegido durante la descarga del agente limpio.

V.1.6.5.1.9 Sistema de agua nebulizada

Los sistemas de agua nebulizada a alta presión son sistemas que descargan gotas de agua de un determinado tamaño y;

- El sistema de agua nebulizada de alta presión se diseñará de acuerdo con el código FSS y la NFPA 750 norma sobre sistemas de protección contra incendios de agua nebulizada.
- Los sistemas de agua nebulizada deberán ser capaces de funcionar de forma automática, remota y local.
- Si el agua nebulizada no es suficiente para combatir el fuego para el equipo cerrado protegido situado en el interior para proteger los equipos ubicados en el interior, se proporcionará un sistema de espuma fijo y activado manualmente.

V.1.6.5.2 Agente de lucha contra el fuego y extintores móviles

V.1.6.5.2.1 Extintor de incendios

Todas las áreas de proceso, el área general y el área de alojamiento deberán estar equipadas con todos los medios portátiles necesarios para extinguir o controlar inicialmente un incendio.

Los extintores deberán estar en todo momento listos para su uso y ser fácilmente accesibles, por ejemplo, cerca de las puertas La ubicación también deberá minimizar la posibilidad de daños por incendio o explosión.

El tipo, ubicación y cantidad de extintores portátiles se ajustarán a lo dispuesto en el capítulo 4 de las normas de seguridad alimentaria

V.1.6.5.2.2 Protección contra incendios

El helipuerto estará provisto de un Sistema Integrado de combate contra Incendios en Cubierta (DIFFS) o de un sistema de espuma oscilante o equivalente para cumplir con los requisitos del CAP 437, y estará diseñada de acuerdo con las reglas/regulaciones, códigos y normas aplicables.

Además, el equipo de extinción de incendios manual y portátil también se proporcionará para la cubierta de mando

V.1.6.5.3 Protección pasiva contra el fuego

V.1.6.5.3.1 General

Los objetivos básicos y la filosofía general de la protección pasiva contra incendios son los siguientes:

- Cabezal de acero inoxidable, todo lo demás galvanizado.
- El rendimiento de la protección pasiva contra incendios funciona sin depender de la activación y se aplica cuando es requerida protección inmediata.

V.1.6.5.3.2 Zona ignífuga

La norma API 2218 (Prácticas de protección contra incendios en plantas de procesamiento de petróleo y productos petroquímicos), se utilizará para la determinación preliminar de las extensiones de protección contra incendio y se perfeccionará en función de los resultados de la FRA.

La Zona protegida contra incendio (FPZ) define dónde y hasta qué punto la protección contra incendio de las estructuras de acero y Una FPZ se define como una zona en la que la fuga de un producto inflamable

puede dar lugar a un incendio de intensidad y duración suficientes para provocar el fallo de las estructuras de soporte de acero/componentes críticos de la zona.

La extensión de la zona de protección contra incendio se define inicialmente en función del fuego de la piscina líquida como sigue:

- 12 m medidos horizontalmente desde los equipos con potencial de incendio
- 12 m medidos verticalmente desde el nivel de peligro (superficies que pueden soportar un incendio en la piscina)

La zona de protección contra el fuego se finalizará teniendo en cuenta el resultado del estudio FRA (como parte de FERA).

V.1.6.5.3.3 Equipo de potencial de incendio

Para apoyar la identificación de la zona inicial de protección contra incendios, se ha analizado cada equipo de la instalación y se ha categorizado como equipo de potencial de incendio medio o alto en base a los criterios establecidos en la sección 4.2.1 de la norma API 2218.

V.1.6.5.3.4 Componentes críticos en la parte superior

La FRA (como parte de la FERA) determinará los componentes que requieren protección contra el fuego y su alcance. El tiempo necesario para estar protegido de un incendio y los grados (por ejemplo, clase H y J) en la zona en cuestión también serán determinados por la FRA.

V.1.6.5.3.5 Áreas críticas en la cubierta y el alojamiento

Básicamente, las áreas de aplicación y los grados (por ejemplo, clase H y J) para la protección pasiva contra incendios en la cubierta y el alojamiento se determinarán de acuerdo con la FRA.

Para mantener la seguridad estructural frente al fuego, se considerarán los siguientes miembros críticos de la cubierta:

- Alojamiento (refugio temporal primario);
- Refugio temporal alternativo en las plataformas de tratamiento y licuefacción de gas; estructuras de la parte superior;
- Estructura de las tuberías
- Radio de la grúa.
- Pedestal de grúa; Taburete de soporte del módulo; Torre de perforación
- Cabeza del quemador

V.1.6.5.3.6 Consideraciones especiales sobre la protección contra el fuego

Cabeza del quemador

El cabezal del quemador no será a prueba de fuego, ya que el cabezal del quemador será enfriado por el vapor despresurizador, que estará relativamente frío debido al efecto Joule-Thomson resultante de la expansión del gas tras la despresurización. Esto será confirmado por la FRA.

Cableado

Los cables eléctricos y los cables de instrumentos, críticos para un aislamiento de emergencia controlado, una parada o una despresurización, o necesarios para los sistemas de protección contra incendios, estarán protegidos contra un fallo inducido por el fuego. La sección 5.1.8 de la norma API 2218 deberá ser consultada para orientar la provisión de protección pasiva contra el fuego en los cables críticos.

A menos que la FRA exija lo contrario, la protección pasiva específica contra incendios para estos componentes puede ser

- Cuidadosa selección del tendido de cables;
- Utilización de conductos de cables resistentes al fuego; o, Utilización de cables resistentes al fuego
- Utilización de conductos de cables resistentes al fuego; o, Utilización de cables resistentes al fuego

Válvulas y actuadores de válvulas

La válvula de paro de emergencia (ESDV) y la válvula de despresurización de emergencia (EDPV) y los sistemas de accionamiento están diseñados para permanecer operativos en condiciones de emergencia por incendio durante el tiempo que determine la FRA.

Esto se logrará ubicando las válvulas y los componentes fuera de la ZFP.

Protección contra incendios para el conjunto de actuadores, aplicando cables resistentes al fuego o colocando todo el conjunto en una caja resistente al fuego.

Identificación de riesgos

Los peligros se identifican por equipos enumerados en la lista de equipos mecánicos del Proyecto (N1FE-FLR-100- 255-LST-0001 y N2FE-FLR-100-255-LST-0001), y los riesgos asociados a ellos se evalúan teniendo en cuenta la naturaleza de los fluidos que se manipulan, las condiciones de funcionamiento y la ubicación, para garantizar que se toman las medidas de protección adecuadas para reducir el riesgo a niveles tolerables.

Todos los fluidos que se manejan se clasifican en base a la NFPA 30 con las siguientes definiciones:

- Líquidos inflamables: punto de inflamación en vaso cerrado <37.8°C (100°F) Líquidos combustibles: punto de inflamación en vaso cerrado ≥ 37.8C (100F)
- Líquidos inflamables: punto de inflamación en vaso cerrado <37.8C (100F) Líquidos combustibles: punto de inflamación en vaso cerrado ≥ 37.8°C (100°F)

Los riesgos identificados se tienen en cuenta para establecer los requisitos en cuanto al lugar donde exista protección En general, todos los fluidos inflamables y combustibles cuentan con medidas de protección contra incendios.

Los posibles riesgos de incendio que fueron evaluados de forma preliminar dentro de las instalaciones del Proyecto, y que fueron considerados para el diseño del sistema contra incendio, se presentan en la Tabla V.51.

Tabla V.51 Peligros y fuentes de incendio por zona.

Área de la plataforma	Descripción de la unidad	Líquidos inflamables/combustibles presentes	Fuente de incendio
Tratamiento de gases	Instalación receptora de entrada	Gas de alimentación hidrocarburos ligeros y pesados (NOTA 1) Aceite caliente/fluido térmico	Válvulas y tuberías de subida Intercambiador de calor
	Unidad de eliminación de mercurio	Gas de alimentación hidrocarburos ligeros y pesados (NOTA 1)	Filtros adsorbentes Filtros
	Unidad removedora de gases ácidos	Gas de alimentación hidrocarburos ligeros y pesados (NOTA 1) Aceite caliente/fluido térmico *Productos químicos anti espuma*	Absorbente Intercambiadores de calor

Área de la plataforma	Descripción de la unidad	Líquidos inflamables/combustibles presentes	Fuente de incendio
	Unidad de deshidratación del gas de alimentación	Hidrocarburos ligeros y pesados en estado gaseoso (1)	Filtros adsorbentes Filtros Intercambiadores de calor Bomba de Separación Compresor
	Caja fría para la retirada de los pesados	Pentano o productos más ligeros Producto GNL Pentano o productos más ligeros Fondos de columna de lavado (hidrocarburos pesados)	Bomba de Separación Fregadora Intercambiadores de calor, caja fría Bombas Compresor de refuerzo
	Sistema de aceite caliente	Aceite caliente	Bombas Filtros Intercambiadores de calor
	Sistema del quemador húmedo	Hidrocarburos ligeros *Productos químicos*	Bomba Bomba de Separación
Licuefacción	Unidad de licuefacción	Pentano o productos más ligeros Producto GNL Producto de GNL	Intercambiadores de calor, caja fría Compresor Turbina de gas Bomba de Separación Bombas
	Compresión BOG	Gas de ebullición/gas combustible (metano) Lubricante/aceite hidráulico Aceite hidráulico	Bomba de Separación Compresor Intercambiadores de calor
Servicio	Generación de energía	Suministro de gas combustible a los GTG (hidrocarburos ligeros y pesados) Aceite caliente	Turbina de gas Unidades de recuperación de calor residual
	Sistema de Agua Potable y Tratamiento de Aguas Residuales	Productos químicos	Unidades de desalinización/ósmosis inversa Unidades de tratamiento de aguas residuales Unidades de tratamiento/manipulación de residuos

Nota 1 - Los hidrocarburos ligeros se definen como pentano y productos más ligeros, mientras que los hidrocarburos pesados son el hexano

Fuente: Documento Nº N1FE-FLR-100-653-DBD-0001, Rev. 0, de fecha 29 de julio de 2021. Bases de diseño del sistema de protección contra incendio.

V.1.7 Sistemas de detección de gas y fuego

Debido a las características especiales del Proyecto, como son:

- El manejo de un material peligroso (Gas Natural).
- El volumen manejado (1.4 millones de toneladas métricas por año (MTPA), 3,835 toneladas al día).
- Ubicación (15 km costa afuera del municipio de Aldama y 25 km del municipio de Altamira).

Es necesario, que las instalaciones cuenten con las medidas de seguridad que garanticen evitar que no se presenten situaciones de riesgo que generen un incendio o explosión. Para este fin se instalará un sistema de monitoreo, para la detección de fugas, derrames o incendios.

Por este motivo y atendiendo a las regulaciones internacionales como ISO 13702:2015 Control y mitigación de incendios y explosiones en instalaciones de producción offshore - Requisitos y directrices el

Proyecto, considera instalar sistemas comunes de detección de incendios y gases (F&G). La finalidad de estas unidades será la de proporcionar la detección de incendios y gases, las alarmas sonoras y visuales y las acciones de mitigación asociadas a una pérdida de contención o a un incendio. El sistema F&G se encargará del aviso local y centralizado, para que el personal implemente los procedimientos y la preparación para hacer frente al evento detectado.

Los diagramas del sistema contra incendios, así como los correspondientes a detección de gas y fuego, se presentan en el Anexo Técnico ANX-TEC-02.

Por otra parte, en cuanto a los aspectos relevantes del diseño del Proyecto, es importante mencionar que a medida que se avance con el desarrollo de la ingeniería y considerando que las instalaciones serán del tipo paquete; los planos mecánicos serán incorporados oportunamente en los manuales de operación y mantenimiento que estarán disponibles para cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2. De igual forma, aplicará para los diagramas unifilares y, los isométricos de tuberías de proceso y de servicios auxiliares; mientras tanto la descripción de líneas de proceso y de servicios están referenciados en los DTI´s que se presentan en el Anexo Técnico ANX-TEC.06.

V.2 Descripción del proceso

A continuación, se presenta una breve descripción del proceso de licuefacción, el cual, por basarse en un diseño de referencia, es aplicable para los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2; salvo en aquellos apartados que aplique algo específico en cada uno de ellos. Para ubicar las diferentes secciones de las instalaciones, se incluye el Arreglo general del Proyecto (Ver Anexo Técnico ANX-TEC-01).

V.2.1 Sustancias manejadas en el Proyecto

El Estudio de Riesgo incluye todas las materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso, señalando las características de peligrosidad y aquellas que se encuentren en los listados de actividades altamente riesgosas, especificando el nombre de la sustancia, el número de registro CAS, el flujo en m^3/día, la concentración, la capacidad máxima de transporte y la cantidad de reporte en el listado de actividades altamente riesgosas. Ver Tabla V.52.

Tabla V.52 Resumen de sustancias peligrosas que serán manejadas en el Proyecto en cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2.

Nombre químico de la sustancia IUPAC	CAS	Riesgo químico					Flujo (m^3/día)	Concentración %	Capacidad			Tipo de almacenamiento	Cantidad de reporte (kg^2)
		C	R	E	T	I			Máxima proceso (m^3/hr)	Tanques (m^3)	Máximo de almacenamiento (m^3/día)		
Gas Natural	8006-14-2					X	268,800	90 metano	354	23,374 m^3 29,499 m^3 29,488 m^3 29,495 m^3 23,375 m^3	135,231 m^3 (62,206,260 kg)	5 tanques esféricos en la FSU	500
Etano	74-84-0					X	11.4	100	0.475	21 m^3	42 m^3 (22,680 kg)	Dos isotanques	500
Propano	74-98-6					X	12.5	100	0.520	24.6 m^3	49.2 m^3 (12,349.2 kg)	Dos isotanques	500
Pentano	109-66-0					X	14.1	100	0.587	24.6 m^3	49.2 m^3 (15,498 kg)	Dos isotanques	500
Amina (UCARSOL AP814)	105-59-9				X	X	11.4	100	0.475	147 m^3	147 m^3	Un tanque vertical	NA
Antiespumante	9004-99-3				X		0.008	100	0.008	0.2 m^3	0.4 m^3	Dos tambores	NA
Diésel	68476-34-6					X	0.7	100	0.7	25 m^3	25 m^3 (157.25 Barriles)	Un tanque vertical	10,000 Barriles

Nota: Para la conversión a kg, se usaron las siguientes densidades: GNL (460 kg/m^3), Etano (540 kg/m^3), Propano (502 kg/m^3) y Pentano (630 kg/m^3); las cuales fueron tomadas de sus respectivas hojas de datos de seguridad (HDDS), ver Anexo Técnico ANX-TEC-003.

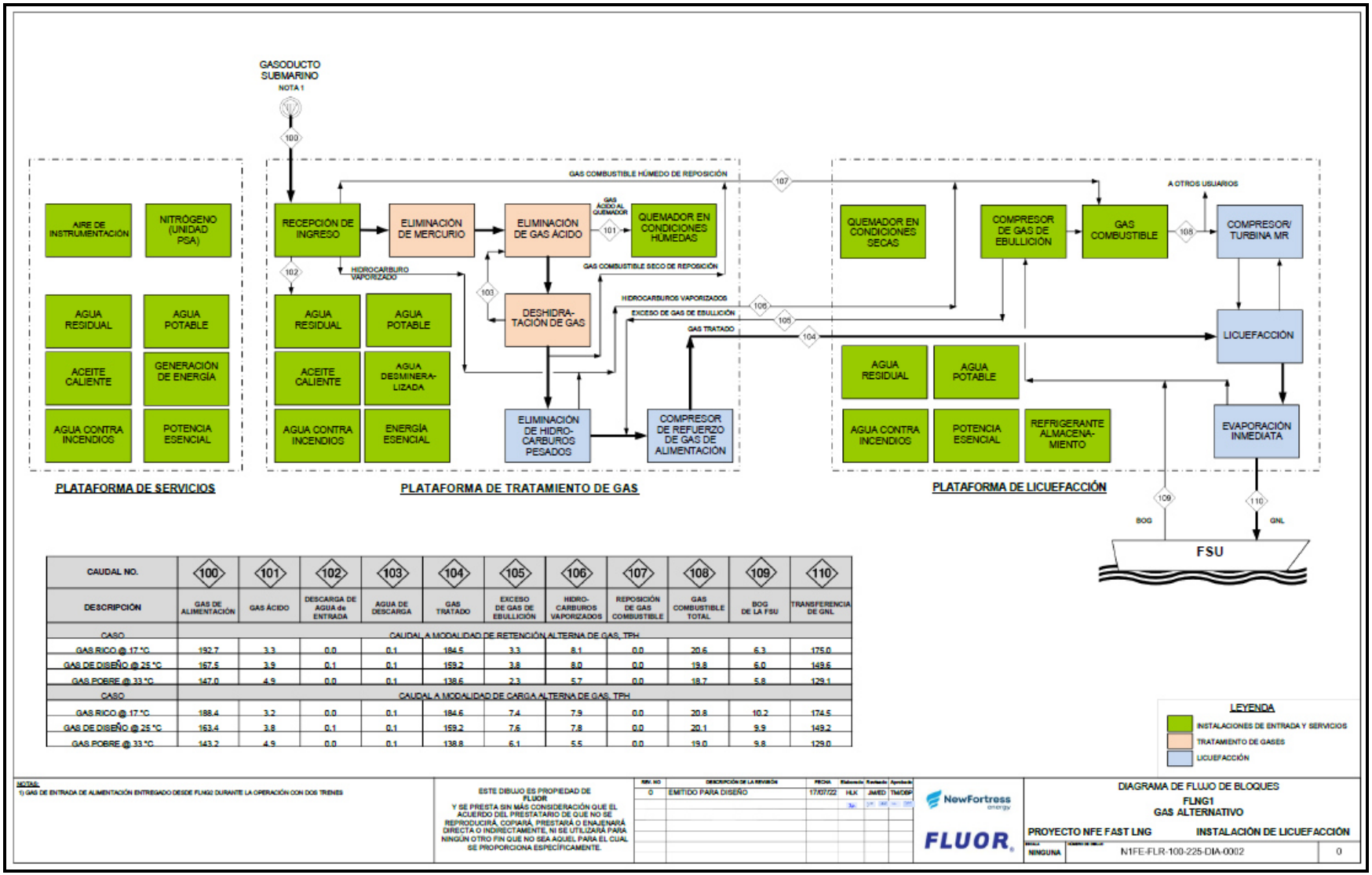
Fuente: Elaboración propia.

Para determinar las actividades consideradas como riesgosas se realizó con base en la LGEEPA, Capítulo V, del Título IV, Artículo 147. Asimismo, se consideró lo establecido en los listados 1°. y 2° de la Secretaría de Gobernación, en los que se determinan las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas. De acuerdo con los datos de la Tabla V.52, el centro de trabajo rebasará la cantidad de reporte de gas natural, etano, butano, propano y pentano. En el Anexo Técnico ANX-TEC-03, se presentan las hojas de seguridad.

V.2.2 Resumen de la descripción de proceso y diagramas de flujo de proceso

El diseño del proceso para la instalación se basa en la composición del gas de alimentación del gasoducto típico. Los márgenes de diseño y la flexibilidad se incorporan a la planta de licuefacción de GNL para manejar la amplia gama de composiciones definida en la sección posterior. Estos componentes y sistemas del proceso se analizan a continuación para ilustrar los efectos de la composición del gas de alimentación.

En las Figuras V.8 y V.9, se presenta de forma esquemática el Diagrama de Flujo de Proceso aplicable tanto para FLNG1 como para FLNG2; sólo a manera de ejemplo se colocaron planos que diferencian la corriente de alimentación de gas alternativo o bien la corriente con gas USGC.



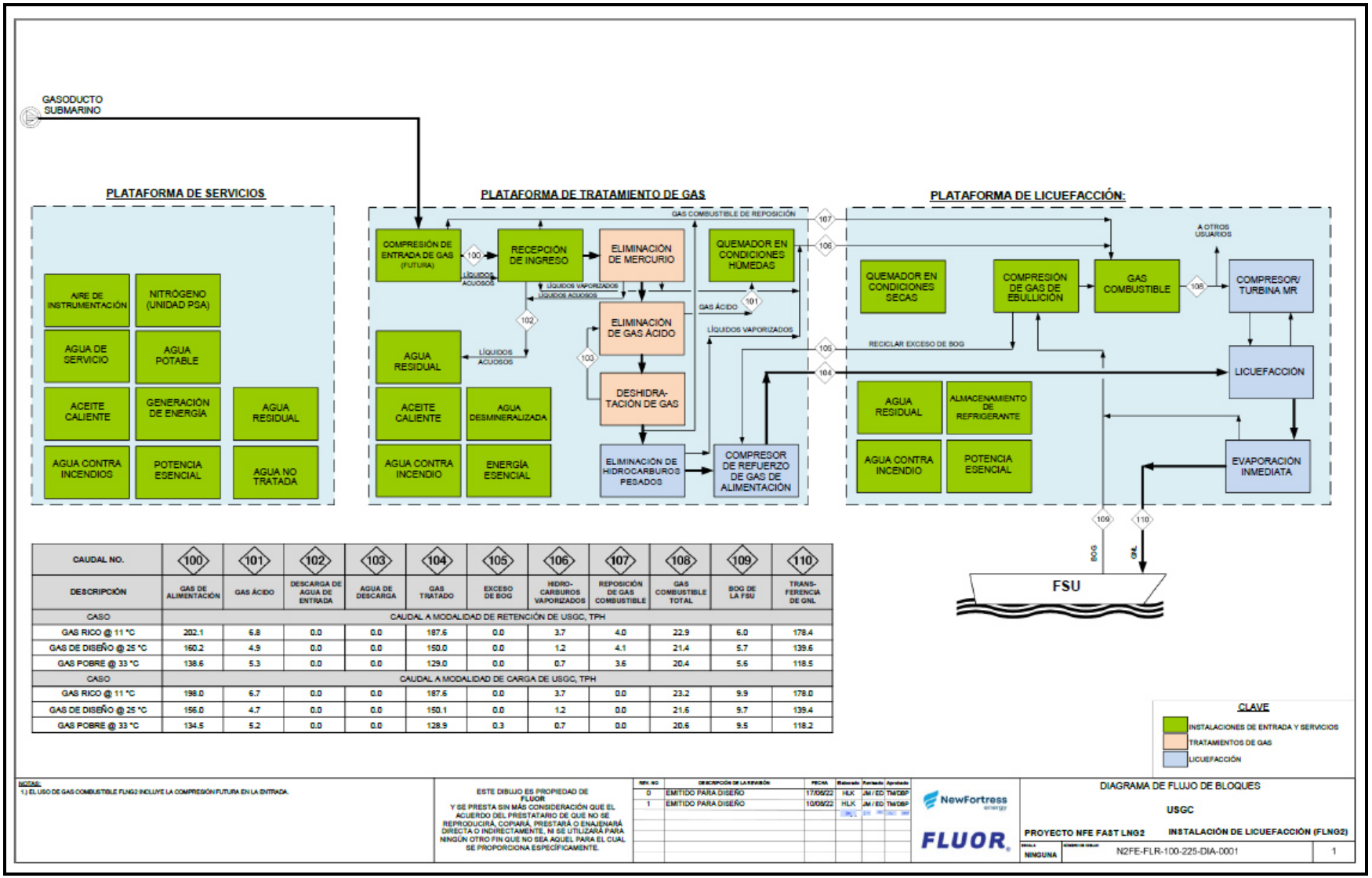
CAUDAL NO.	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
DESCRIPCIÓN	GAS DE ALIMENTACIÓN	GAS ÁCIDO	DESCARGA DE AGUA de ENTRADA	AGUA DE DESCARGA	GAS TRATADO	EXCESO DE GAS DE EBULLICIÓN	HIDRO-CARBUROS VAPORIZADOS	REPOSICIÓN DE GAS COMBUSTIBLE	GAS COMBUSTIBLE TOTAL	BOG DE LA FSU	TRANSFERENCIA DE GNL
CASO	CAUDAL A MODALIDAD DE RETENCIÓN ALTERNA DE GAS, TPH										
GAS RICO @ 17 °C	192.7	3.3	0.0	0.1	184.5	3.3	8.1	0.0	20.6	6.3	175.0
GAS DE DISEÑO @ 25 °C	167.5	3.9	0.1	0.1	159.2	3.8	8.0	0.0	19.8	6.0	149.6
GAS POBRE @ 33 °C	147.0	4.9	0.0	0.1	138.6	2.3	5.7	0.0	18.7	5.8	129.1
CASO	CAUDAL A MODALIDAD DE CARGA ALTERNA DE GAS, TPH										
GAS RICO @ 17 °C	188.4	3.2	0.0	0.1	184.6	7.4	7.9	0.0	20.8	10.2	174.5
GAS DE DISEÑO @ 25 °C	163.4	3.8	0.1	0.1	159.2	7.6	7.8	0.0	20.1	9.9	149.2
GAS POBRE @ 33 °C	143.2	4.9	0.0	0.1	138.8	6.1	5.5	0.0	19.0	9.8	129.0

NOTAS:
1) GAS DE ENTRADA DE ALIMENTACIÓN ENTREGADO DESDE FLNG2 DURANTE LA OPERACIÓN CON DOS TRENES

ESTE DIBUJO ES PROPIEDAD DE FLUOR
Y SE PRESTA SIN MÁS CONSIDERACIÓN QUE EL ACUERDO DEL PRESTATARIO DE QUE NO SE REPRODUCIRÁ, COPIARÁ, PRESTARÁ O ENAJENARÁ DIRECTA O INDIRECTAMENTE, NI SE UTILIZARÁ PARA NINGÚN OTRO FIN QUE NO SEA AQUEL PARA EL CUAL SE PROPORCIONA ESPECÍFICAMENTE.

REV. NO	DESCRIPCIÓN DE LA REVISIÓN	FECHA	Elaborado	Revisado	Aprobado
0	EMITIDO PARA DISEÑO	17/07/22	HLK	JM/ED	TM/DEP

Figura V.8 Diagrama de Flujo del Proceso del Proyecto (ejemplo aplicable para FLNG1, considerando la corriente de alimentación de gas alternativo).
Fuente: Diagrama de bloques N1FE-FLR-100-225-DIA-0002. Ver Anexo Técnico ANX-TEC-04



CAUDAL NO.	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
DESCRIPCIÓN	GAS DE ALIMENTACIÓN	GAS ÁCIDO	DESCARGA DE AGUA DE ENTRADA	AGUA DE DESCARGA	GAS TRATADO	EXCESO DE BOG	HIDRO-CARBUROS VAPORIZADOS	REPOSICIÓN DE GAS COMBUSTIBLE	GAS COMBUSTIBLE TOTAL	BOG DE LA FSU	TRANS-FERENCIA DE GNL
CASO	CAUDAL A MODALIDAD DE RETENCIÓN DE USGC, TPH										
GAS RICO @ 11 °C	202.1	6.8	0.0	0.0	187.6	0.0	3.7	4.0	22.9	6.0	178.4
GAS DE DISEÑO @ 25 °C	160.2	4.9	0.0	0.0	150.0	0.0	1.2	4.1	21.4	5.7	139.6
GAS POBRE @ 33 °C	138.6	5.3	0.0	0.0	129.0	0.0	0.7	3.6	20.4	5.6	118.5
CASO	CAUDAL A MODALIDAD DE CARGA DE USGC, TPH										
GAS RICO @ 11 °C	198.0	6.7	0.0	0.0	187.6	0.0	3.7	0.0	23.2	9.9	178.0
GAS DE DISEÑO @ 25 °C	156.0	4.7	0.0	0.0	150.1	0.0	1.2	0.0	21.6	9.7	139.4
GAS POBRE @ 33 °C	134.5	5.2	0.0	0.0	128.9	0.3	0.7	0.0	20.6	9.5	118.2

REV. NO	DESCRIPCIÓN DE LA REVISIÓN	FECHA	Elaborado	Revisado	Aprobado
0	EMITIDO PARA DISEÑO	17/05/22	HLK	JM / ED	TM/DBP
1	EMITIDO PARA DISEÑO	10/08/22	HLK	JM / ED	TM/DBP

Figura V.9 Diagrama de Flujo del Proceso del Proyecto (ejemplo aplicable para FLNG2, considerando la corriente de alimentación de gas USGC).
Fuente: Diagrama de bloques N2FE-FLR-100-225-DIA-0001. Ver Anexo Técnico ANX-TEC-04

V.2.2.1 Instalación receptora de entrada

En esta instalación, se contará con un sistema de protección de presión de alta integridad (HIPPS) para proteger la instalación de las presiones de las tuberías que exceden la presión de diseño del sistema. Se instalará un bidón de condensados para la posible caída de líquido. El líquido que caiga puede ser vaporizado y dirigido al sistema de gas combustible o despresurizado y dirigido al tratamiento del agua. El vapor del bidón se envía a un sistema de medición para la transferencia de custodia. Se instalará un calentador de gas de alimentación para evitar la formación de hidratos de metano. La presión se reducirá hasta la presión de funcionamiento de la unidad de tratamiento de gas a través de la válvula de descarga.

V.2.2.2 Unidad de eliminación de mercurio

El gas natural suele contener bajos niveles de mercurio. Sin embargo, el intercambiador de calor criogénico es muy sensible al ataque del mercurio por amalgama. Los lechos de mercurio suelen utilizar un adsorbente de óxido metálico para eliminar el mercurio por debajo de los 10 nanogramos/Nm^3.

V.2.2.3 Unidad de eliminación de gas ácido

Los componentes del gas ácido, como el CO_2 y el H_2S, deben eliminarse del gas de alimentación antes del proceso de licuefacción para evitar problemas de congelación en la licuefacción y cumplir las especificaciones del GNL producido. El sistema de tratamiento es un sistema de aminas que utiliza MDEA promovido para la eliminación de CO_2 para cumplir la especificación de 50 ppmv. El diseño de este sistema de aminas se basa en el contenido máximo de gas ácido definido en la sección de composiciones de alimentación. El proceso está diseñado para funcionar en condiciones de reducción cuando el contenido de CO_2 es menor que el de diseño.

V.2.2.4 Deshidratación del gas de alimentación

La deshidratación del gas de alimentación está diseñada para lograr un punto de rocío del agua lo suficientemente bajo como para evitar la congelación en la planta de licuefacción. Para el diseño de esta planta de GNL se ha seleccionado un sistema de adsorción por tamiz molecular. El gas tratado está saturado de agua ya que ha sido lavado con amina.

V.2.2.5 Eliminación de hidrocarburos pesados

La recuperación de líquidos de gas natural (LGN) del gas de alimentación es una parte esencial del proceso de GNL por dos razones:

- Para evitar la congelación de los componentes de hidrocarburos más pesados (es decir, C5+, benceno, etc.) en condiciones criogénicas, eliminando estos componentes.
- Cumplir con la especificación del producto de GNL para los requisitos de poder calorífico.

El sistema de eliminación de hidrocarburos pesados es una cámara criogénica dentro de la parte frontal del proceso de licuefacción. La cantidad de fracción C5+ en la alimentación real debe permanecer dentro del rango diseñado para el sistema de eliminación de hidrocarburos pesados y el sistema de licuefacción. Si se supera este rango, el GNL se saldrá de las especificaciones y sobrecargará el sistema de refrigeración.

V.2.2.6 Sistema de licuefacción

Los principales componentes del GNL son el metano, el etano y el propano, con un bajo contenido de nitrógeno (menos de 1 mol). Las variaciones en la composición de la alimentación y la presión de entrada alterarán el perfil de la temperatura de condensación. Un diseño óptimo genera curvas de enfriamiento con refrigerante que se ajustan a las curvas de condensación de las alimentaciones de gas natural, minimizan las pérdidas termodinámicas y reducen el consumo de energía de licuefacción.

V.2.2.7 Reducción de la capacidad

Como la demanda de GNL puede variar durante las distintas estaciones, la planta de licuefacción debe diseñarse para una capacidad inferior a la máxima. Durante la operación de reducción de potencia, el compresor de refrigerante puede funcionar hasta una capacidad limitada antes de tener que operar en el reciclaje.

V.2.3 Complejo de plataforma de producción

El sistema de licuefacción FLNG1, utilizará una serie de plataformas autoelevables (P1, P2 y P3) para apoyar los trenes de procesamiento de gas y licuefacción. Las plataformas autoelevables son comunes en el entorno de alta mar de aguas poco profundas. Son instalaciones semipermanentes diseñadas para trabajar en el entorno de alta mar, soportar tormentas ocasionales y alta mar asociada en aguas cercanas a la costa, con sus "patas" de plataforma penetrando el lecho marino y elevando la plataforma a una elevación operativa segura. De ahí el término "autoelevable".

Para el caso del sistema de licuefacción FLNG2, este, utilizará una serie de tres plataformas fijas (P4, P5 y P6).

V.2.4 Tratamiento de gases

V.2.4.1 Suministro de gas de alimentación

El gas natural que será procesado por el Proyecto, será recibido a través del gasoducto marino de TC Energy al amparo del permiso número G/20481/TRA/2017 de Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V., (IMG) denominado Sur de Texas–Tuxpan. Para suministrar el gas de alimentación en el punto de inicio del Proyecto en los sistemas de protección de presión de alta integridad 110-PK-002 de las plataformas de tratamiento de gas, será necesario diseñar, construir, operar y mantener un ducto marino de transporte de gas natural que no forma parte de este Proyecto y que se conectará al gasoducto existente Sur de Texas Tuxpan.

El suministro de gas de alimentación incluye un sistema de control y medición para la transferencia de custodia ya en plataforma. El gas de alimentación se calienta para evitar la formación de hidrato de metano, se baja a la presión de funcionamiento de la unidad de tratamiento de gas e ingresa al tanque de separación de líquido.

En el Proyecto se utilizaron tres composiciones de gas de alimentación: diseño (promedio), rico y pobre. En ausencia de una composición específica del gas de alimentación del sitio del Proyecto y para asegurar que se usó un rango adecuado, se consideraron: i) composiciones típicas de gas para definir el rango de composiciones de gas de alimentación, y ii) para el diseño de eliminación de gas ácido, se supuso que la concentración de CO_2 era 2% molar como nivel máximo de contaminante. Adicionalmente se consideró una sola composición de GNL producto.

El suministro de gas de alimentación incluye una instalación de entrada para medir, controlar y acondicionar el gas de entrada a cada tren de licuefacción. Las instalaciones de entrada consisten en un tambor de extracción de gas de entrada, medición, calentador de gas de alimentación de entrada y una estación de válvula de control de presión. El gas descargado de las instalaciones de entrada será procesado en la unidad de eliminación de gas ácido.

El gas de alimentación de la tubería entrante tendrá una presión de operación mínima de 70 bares y una presión de operación máxima de 91 bares, con una presión de operación normal de 83 bares. La temperatura de alimentación oscilará entre un mínimo de 20ºC y un máximo de 30ºC, con una temperatura promedio de 25ºC. La composición del gas alternativo tiene la misma media y el mismo máximo, pero la temperatura mínima es de 22 °C. Las instalaciones de entrada medirán el flujo de gas,

calentarán el gas para evitar la condensación o la formación de hidratos de metano, eliminarán las partículas o los líquidos en el tambor desmontable.

El gas de alimentación de la tubería llegará a las plataformas de tratamiento de gas pasando por un paquete de medición y control de gas 110-PK-001. Los líquidos se separan en un tambor extractor antes de medir el caudal de gas. Un calentador que utiliza aceite caliente y el gas de alimentación, con el fin de mantener el gas por encima de su punto de rocío y evitar la formación de hidratos durante las siguientes etapas de reducción de presión en las unidades de proceso.

Los trenes de procesamiento y licuefacción de gas extraerán gas de alimentación, procedente del ducto de TC Energy. El gas natural se transportará en el gasoducto submarino sur de Texas a un lugar dentro de la instalación de licuefacción.

V.2.4.2 Eliminación de Mercurio

El gas natural generalmente contiene niveles bajos de Mercurio. Sin embargo, el intercambiador de calor criogénico es muy sensible al ataque de Mercurio por amalgama. Los lechos de Mercurio suelen utilizar un lecho de Carbono impregnado con Azufre para eliminar el Mercurio por debajo de 10 nanogramos/nm^3.

Un filtro coalescente eliminará los sólidos arrastrados o las gotas de líquido antes de que el gas ingrese a la Unidad de Eliminación de Mercurio (MRU, por sus siglas en inglés). El gas fluirá a través del adsorbente reactivo en la MRU que eliminará el Mercurio del gas y lo captura en el adsorbente. La MRU tendrá un tamaño tal que los lechos de adsorbente tendrán muchos años de vida entre recargas de adsorbente. Después de pasar a través del adsorbente, el gas fluirá a través de un filtro de partículas para eliminar cualquier adsorbente sólido atrapado en la corriente de gas. Es necesario eliminar el Mercurio para evitar posibles daños al equipo aguas abajo en las secciones criogénicas de la plataforma. También asegura que este metal venenoso no esté presente en ningún equipo aguas abajo durante el mantenimiento.

En la Figura V.10; se representa de forma esquemática el Diagrama de flujo de proceso aplicable a la etapa de eliminación de mercurio para el Proyecto.

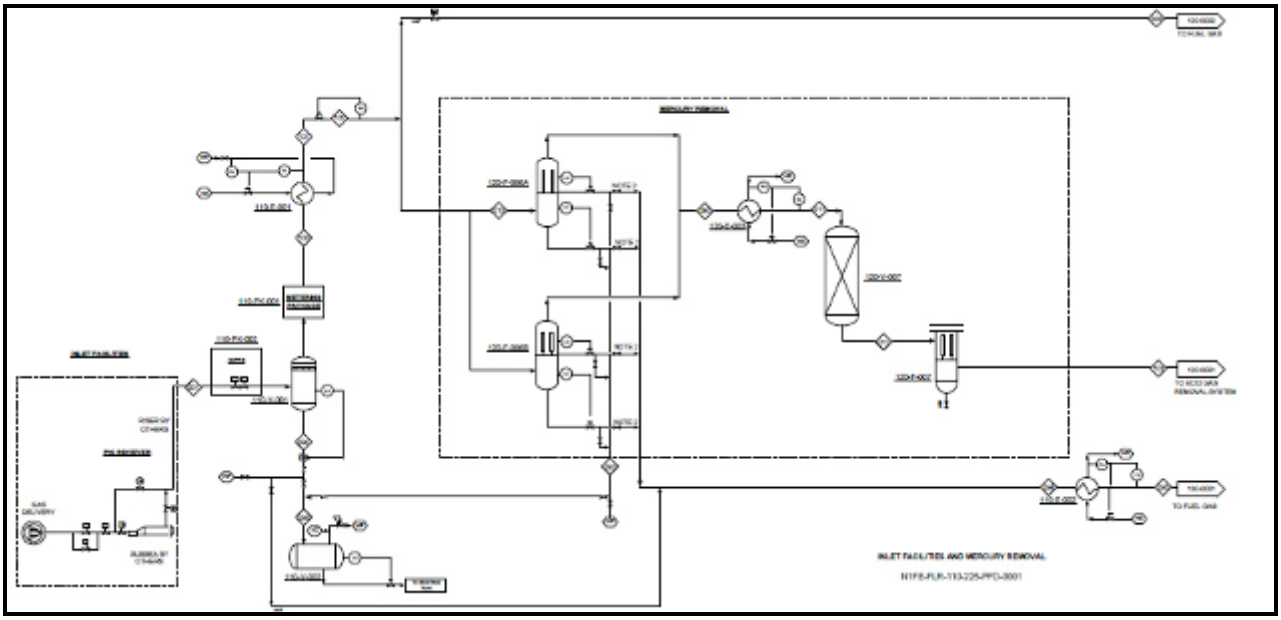


Figura V.10 Instalaciones de entrada y Unidad de Remoción de Mercurio.
Fuente: Diagrama de Flujo de Proceso. Ver Anexo Técnico ANX-TEC-04.

V.2.4.3 Proceso de Aminas

Los componentes del gas ácido, como el CO_2 y el ácido sulfhídrico (H_2S), deben eliminarse del gas de alimentación antes del proceso de licuefacción para evitar problemas de congelación y cumplir con las especificaciones del producto GNL. El sistema de tratamiento es un sistema de amina que utiliza MetilDiEtanolAmina (MDEA), promocionado para la eliminación de CO_2 para cumplir con la especificación de 50 ppmv.

El diseño de este sistema de amina se basa en el contenido máximo de gas ácido como se define en la sección de composiciones de alimentación. El proceso está diseñado para operar en condiciones de reducción cuando el contenido de CO_2 es menor que el diseño.

El gas de la MRU ingresa a la unidad de tratamiento de gas/amina. El gas fluirá hacia arriba a través de la torre del absorbedor de amina y se lavará con una solución química de amina de base acuosa. Esta solución eliminará el CO_2 y cualquier rastro de componentes de azufre del gas. Esto es necesario para evitar que el CO_2 sólido obstruya el equipo criogénico. El gas que salga de la parte superior del absorbedor contendrá menos de 50 ppm de CO_2, que no creará sólidos cuando se enfríe a la temperatura del GNL. El gas natural saldrá de la unidad de tratamiento de gas y fluirá hacia la deshidratación.

La solución de amina utilizada para lavar el gas de alimentación fluirá en un circuito cerrado. Una solución pobre, libre de CO_2 (amina pobre) fluirá hacia abajo en el absorbedor para eliminar las impurezas (principalmente CO_2, también azufre) del gas de alimentación. La solución cargada de CO_2, llamada amina rica, luego fluirá hacia el regenerador de amina. La solución rica será calentada con aceite caliente. El calor romperá el vínculo entre la solución y el CO_2. La amina pobre saldrá del fondo de la columna del regenerador y se enfriará, filtrará y bombeará para alimentar la presión del gas antes de regresar al absorbedor para eliminar más CO_2.

En la Figura V.11; se representa de forma esquemática el Diagrama de flujo de proceso aplicable a la etapa de remoción de gas ácido, del Proyecto.

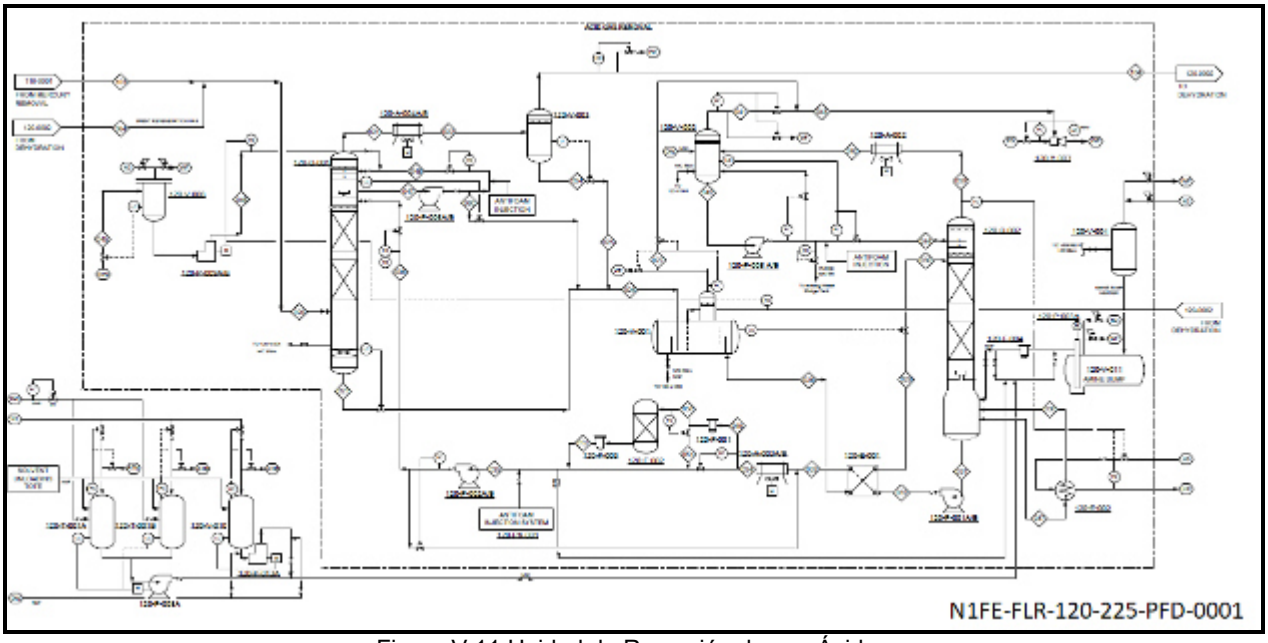


Figura V.11 Unidad de Remoción de gas Ácido.
Fuente: Diagrama de Flujo de Proceso. Ver Anexo Técnico ANX-TEC-04.

V.2.4.4 Deshidratación

La deshidratación del gas de alimentación está diseñada para lograr un punto de rocío de agua lo suficientemente bajo para evitar la congelación en la planta de licuefacción. Se ha seleccionado un sistema de adsorción por tamiz molecular para este diseño de planta de GNL.

El gas tratado estará saturado de agua ya que ha sido lavado con amina. El gas de alimentación de la unidad de tratamiento de gas estará saturado de agua después de lavarse con la solución de amina. Esta agua deberá eliminarse para evitar la formación de hielo en el equipo criogénico. El gas húmedo pasará a través de lechos adsorbentes llenos de material de tamiz molecular. El tamiz mol adsorberá el agua. El gas natural que salga de la unidad de deshidratación estará completamente seco y listo para el procesamiento criogénico.

La unidad de deshidratación utilizará un proceso cíclico por lotes, donde dos lechos están en servicio de adsorción de gas mientras que el tercer lecho se regenera por calor para eliminar el agua adsorbida del material del tamiz. El calor de regeneración será proporcionado por aceite caliente. Después de calentar un lecho para expulsar el agua adsorbida, el lecho se enfría y luego se vuelve a poner en servicio de adsorción de agua. El siguiente lecho del ciclo se pone fuera de servicio y se regenera. Esta secuencia de los tres lechos se controla automáticamente con válvulas de conmutación y el sistema de control de la planta.

En la Figura V.12; se representa de forma esquemática el Diagrama de flujo de proceso aplicable a la etapa de deshidratación de gas, del Proyecto.

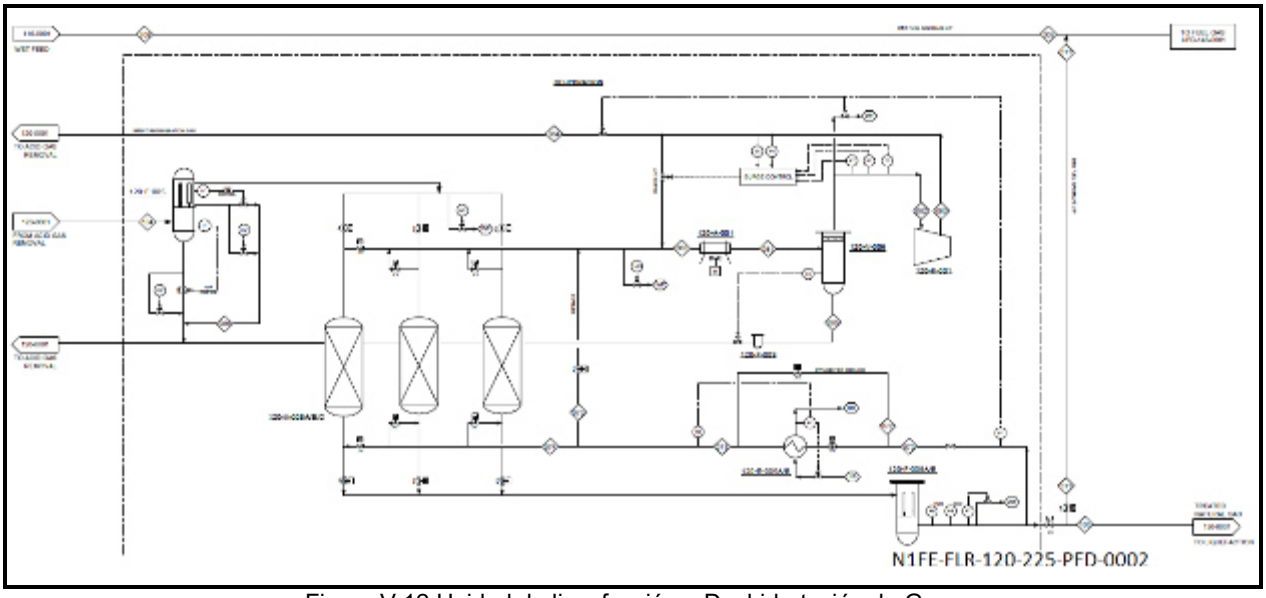


Figura V.12 Unidad de licuefacción – Deshidratación de Gas.
Fuente: Diagrama de Flujo de Proceso. Ver Anexo Técnico ANX-TEC-04.

V.2.4.5 Eliminación de Hidrocarburos pesados

La recuperación de líquidos de gas natural del gas de alimentación es una parte esencial del proceso de GNL por dos razones: i) para evitar la congelación de los componentes de hidrocarburos más pesados (es decir, pentano, benceno, entre otros) en condiciones criogénicas mediante la eliminación de estos componentes, y ii) cumplir con las especificaciones del producto GNL para los requisitos de valor calorífico.

El sistema de eliminación de hidrocarburos pesados es una caja fría dentro de la parte frontal del proceso de licuefacción. La cantidad de fracción pentano (C5+) en la alimentación real debe permanecer dentro del rango diseñado para el sistema de eliminación de hidrocarburos pesados y el sistema de licuefacción. Exceder este rango hará que el GNL se salga de las especificaciones y sobrecargue el sistema de

refrigeración. Después de que se eliminan los componentes del gas ácido, el agua y el Mercurio, el gas de alimentación ingresa a la unidad de eliminación de materiales pesados para eliminar los hidrocarburos pesados que se congelan a las temperaturas del GNL.

El sistema de eliminación de hidrocarburos pesados consta de una bomba de deslizamiento con dos bombas de reflujo de eliminación de pesados (100% de repuesto instalado) y una caja fría de eliminación de pesas con un tambor separador de alimentación de pesados, una columna de exfoliación de eliminación de pesas, un tambor de reflujo de eliminación de pesas y un intercambiador de eliminación de pesas.

La caja fría del eliminador de metales será llenada con aislamiento de perlita y se proporcionará con una purga de Nitrógeno seco. La columna de lavado de eliminación de pesas constará de dos secciones de cama empaquetadas que contienen embalajes aleatorios y componentes internos asociados. La función de refrigeración en el sistema de eliminación de pesados será suministrada por el efecto Joule-Thomson (J-T) del gas aéreo del tambor de reflujo de eliminación de pesas.

El gas de alimentación tratado del pretratamiento se enfriará y, a continuación; una parte del gas será dirigido a través de una válvula de control hasta la parte inferior de la columna de exfoliación de eliminación de pesas como gas de extracción. El resto se enfriará aún más y se enruta al tambor separador de alimentación Heavies, donde se realizará una separación inicial. El líquido se enruta a través de una válvula de control de nivel a la alimentación de gas de extracción de la columna de exfoliación de eliminación de pesados, y el vapor se enfriará y se condensará parcialmente, y luego se enruta a través de una válvula de control a la alimentación principal de la columna de exfoliación de eliminación de pesas.

La corriente de gas de extracción eliminará los componentes más ligeros de los líquidos en la columna, enriquecerá la corriente de reflujo con propano y aumentará la tensión superficial en la sección superior de la columna de exfoliación de eliminación de pesas. La alimentación principal de la columna es vapor con una pequeña fracción de líquido que actúa como reflujo a la sección de extracción a continuación. La mayoría de los hidrocarburos C1 a C4 saldrán en la parte superior de la columna, mientras que los componentes de congelación, así como pequeñas cantidades de componentes ligeros, saldrán en la corriente líquida inferior.

El reflujo para la columna de exfoliación de eliminación de pesas se proporcionará mediante la condensación parcial del extractor de vapor de la cama superior de la columna en el intercambiador de eliminación de pesas. El producto de vapor del tambor de reflujo se pasará a través de una válvula JT y fluye a través del intercambiador de extracción de pesados, proporcionando refrigeración al gas de alimentación entrante antes de salir de la caja fría de eliminación de heavies. El vapor caliente y limpio se comprimirá a través del compresor de refuerzo de gas de alimentación, se enfriará en los enfriadores de descarga del compresor de refuerzo de gas de alimentación y luego se enruta al sistema de licuefacción.

En la Figura V.13; se representa de forma esquemática el Diagrama de flujo de proceso aplicable a la etapa de eliminación de hidrocarburos pesados, del Proyecto.

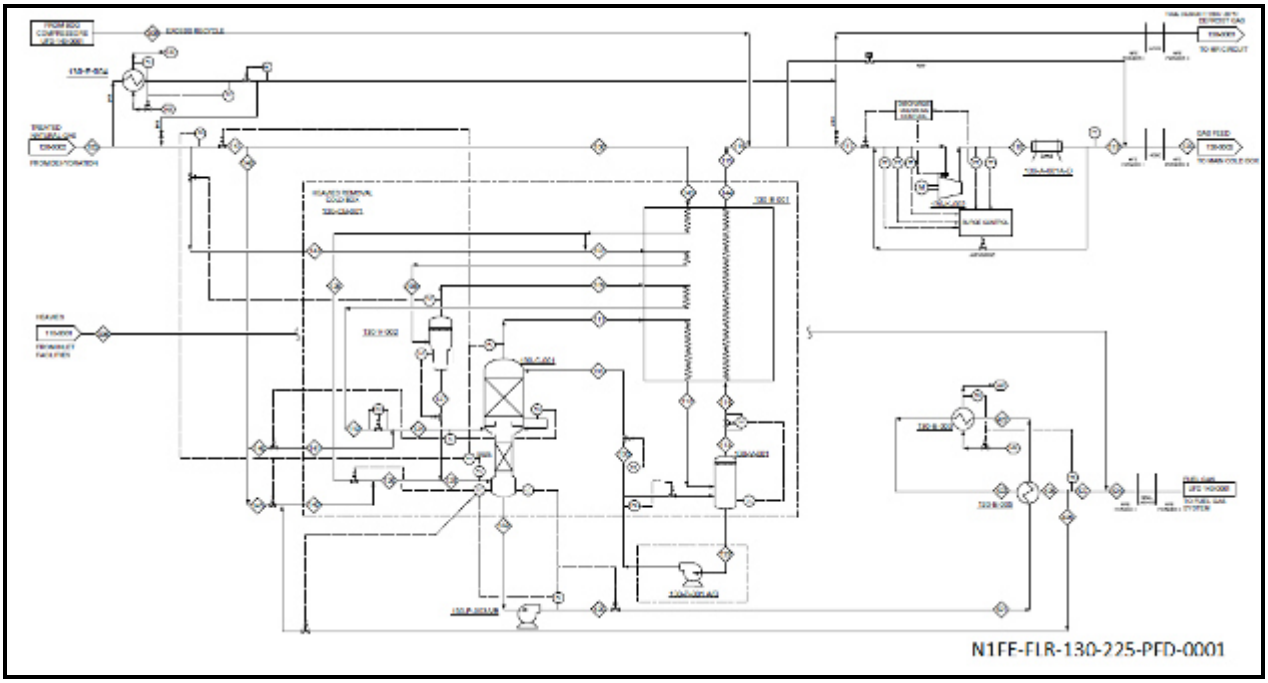


Figura V.13 Unidad de licuefacción – Eliminación de Hidrocarburos pesados.
Fuente: Diagrama de Flujo de Proceso. Ver Anexo Técnico ANX-TEC-04.

V.2.5 Proceso de licuefacción

Los componentes principales del GNL son el Metano, el Etano y el Propano con bajo contenido de Nitrógeno (menos del 2% en moles). Las variaciones en la composición de la alimentación y la presión de entrada alterarán el perfil de temperatura de condensación. Un diseño óptimo genera curvas de enfriamiento con refrigerante que coincide con las curvas de condensación de las alimentaciones de gas natural, minimiza las pérdidas termodinámicas y reduce el consumo de energía de licuefacción.

En la Figura V.14; se representa de forma esquemática el Diagrama de flujo de proceso aplicable a la etapa de licuefacción, del Proyecto.

El Proyecto México FLNG utilizará la tecnología de punta para el servicio de licuefacción, el cual consiste en un proceso integrado de refrigerante mixto único pre-enfriado con un circuito de refrigeración de extremo caliente integrado proporcionado por líquidos derivados de la compresión. El circuito de refrigeración caliente cerrará eficazmente el extremo cálido de la curva de refrigeración compuesta; reduciendo así el consumo de energía específico y la diferencia de temperatura máxima del intercambiador de calor de aluminio soldado principal.

Dado que la demanda de GNL puede variar durante las diferentes temporadas, la planta de licuefacción fue diseñada para una capacidad inferior a la máxima. Durante la operación de reducción, el compresor de refrigerante puede funcionar hasta una capacidad limitada antes de tener que operar en recirculación. Este proceso ofrece la ventaja de la simplicidad de funcionamiento porque no hay una puesta en marcha secuencial de los sistemas en serie, no existe interdependencia de los sistemas de refrigeración en el proceso y este tren de licuefacción será impulsado por una sola unidad de turbina/compresor de gas.

El proceso podrá manejar una amplia variedad de composiciones de gas de alimentación, condiciones de temperatura ambiente y otros parámetros operativos. La producción real de la planta está optimizada para las condiciones de alimentación en el momento de la puesta en marcha y se podrá ajustar fácilmente. La composición del refrigerante se podrá modificar "sobre la marcha" para obtener un rendimiento óptimo de la unidad, no será necesaria una composición de refrigerante precisa para operar esta unidad y no se requerirán componentes de reposición de alta pureza.

El gas de alimentación tratado en el enfriador se descarga mediante el compresor de refuerzo de gas de alimentación a la unidad de licuefacción. La unidad de licuefacción consta de una caja fría de licuefacción y un sistema mixto de compresión de refrigerante. El intercambiador de licuefacción, el separador de frío y varias válvulas de control se empaquetan en la caja fría de licuefacción y se aíslan con aislamiento de perlita. El gas de alimentación entrará en la caja fría, donde se alimenta en boquillas cerca de la parte superior del intercambiador de licuefacción (paso A). El gas de alimentación viaja hacia abajo a través de las capas del intercambiador de licuefacción, donde se enfría, condensa y se subenfría parcialmente. El gas licuado dejará pasar del intercambiador de licuefacción aproximadamente a -135ºC (-210ºF), después de lo cual pasará a través-de una válvula de decepción, reduciendo la presión a 10 bares, y se vuelve a pasar C del intercambiador de licuefacción. Luego se enfría aún más y deja la parte inferior del intercambiador de licuefacción a una temperatura de aproximadamente -155ºC. La temperatura final del GNL dependerá de la composición del gas de alimentación, el escenario de carga del buque y los requisitos de gas combustible. Desde la descarga de la válvula de desbocado de GNL, el producto de GNL será enviado al recipiente final flash a una presión atmosférica cercana. El punto de ajuste del controlador de flujo de la válvula de GNL se conecta en cascada desde el controlador de temperatura de GNL.

V.2.5.1 Licuefacción (refrigerante mixto)

La refrigeración para el proceso de licuefacción de gases de alimentación será proporcionada por el calentamiento y la vaporización de tres niveles de refrigerante (caliente, medio y frío) alimentados a puntos progresivamente más fríos en el intercambiador de licuefacción. La preparación y separación de estas corrientes de refrigerante comenzará con el compresor de refrigerante mixto, donde el refrigerante de único combinado se comprime a dos niveles de presión.

El compresor MR es una máquina centrífuga alimentada por una turbina de gas de combustión LM6000PF. El compresor se compone de dos secciones consecutivas para facilitar el enfriamiento, que mantiene las temperaturas de descarga dentro de rangos aceptables al tiempo que mejora la eficiencia del proceso de compresión. La descarga de la primera sección de compresión será condensada parcialmente en el enfriador de primera sección del compresor MR refrigerado por aire y se separará en el tambor de succión inter-etapa MR. El líquido comparativamente pesado (en su mayoría Pentano) del enfriador de primera sección del compresor MR que se acumulará en el tambor de succión inter-etapa MR será enviada a pasar B en el intercambiador de licuefacción para ser subenfriado, después de lo cual se dejará caer en una válvula J-T y se enruta al paso MR Baja Presión LP del intercambiador de licuefacción, proporcionando servicio de refrigeración al extremo caliente.

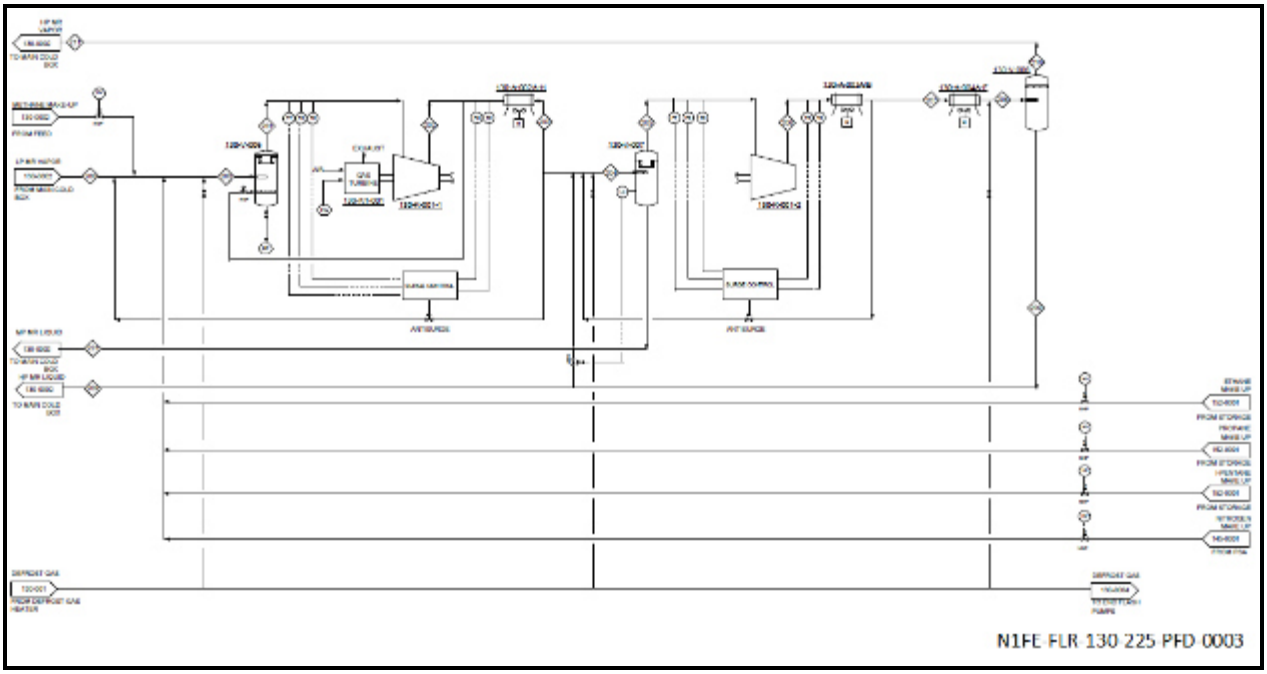


Figura V.14 Unidad de licuefacción – Licuefacción (refrigerante mixto).
Fuente: Diagrama de Flujo de Proceso. Ver Anexo Técnico ANX-TEC-04.

V.2.5.2 Compresión BOG

El gas de evaporación se crea a partir del flash final en la unidad de licuefacción a medida que el GNL desciende de alta presión a baja presión. La evaporación también se produce en las etapas de manipulación para bombear y transferir el GNL a la FSU, y por pérdidas de calor en la FSU. Este BOG (Sistema de Gases de Ebullición) estará a baja presión, ya que la presión en los tanques del barco es baja. El BOG se comprime en un compresor accionado por un motor eléctrico y se enviará al sistema de gas combustible. La presión de descarga del compresor se establecerá según los requisitos de presión de combustible de las turbinas de gas que lo consumen.

Dado que la demanda de GNL podrá variar durante las diferentes temporadas, la planta de licuefacción se diseñó para una capacidad inferior a la máxima. Durante la operación de reducción, el compresor de refrigerante puede funcionar hasta una capacidad limitada antes de tener que operar en recirculación.

V.2.5.3 Envío de GNL desde la plataforma de licuefacción

El GNL producido en la plataforma de licuefacción se descargará a la FSU a través de un sistema de transferencia de manguera criogénica. Se utiliza una segunda manguera criogénica para devolver el gas de evaporación de la FSU a la plataforma de licuefacción. Las mangueras estarán aisladas y equipadas con un sistema de detección de fugas.

Las mangueras se conectarán a la FSU a través de patines de conexión, que contienen el acoplamiento de liberación y una unidad de detención de caídas con cabrestantes para bajar a las mangueras de manera controlada al momento de la desconexión. Este sistema permite desconectar las mangueras antes de condiciones climáticas extremas y para inspección y mantenimiento. La plataforma de licuefacción contiene un sistema de enrollador de mangueras para la recuperación y resguardo de las mangueras. Las mangueras están diseñadas para operar en tormentas hasta la condición de océano de 100 años, excluyendo huracanes.

Las mangueras criogénicas flexibles, parcialmente sumergidas, de 220 m de longitud aproximadamente, estarán equipadas con módulos de flotación para evitar que la manguera se hunda en el lecho marino.

Los elementos de flotación se componen de dos elementos semicilíndricos que se mantienen unidos por abrazaderas de manguera.

V.2.6 Unidad de Almacenamiento Flotante (FSU)

La FSU tiene aproximadamente 280.569 m de eslora con una manga de 43.4 m y tendrá un calado de aproximadamente 12.2 m cuando esté completamente cargado. Tendrá una capacidad operativa de almacenamiento de 158,273.1 m^3 cuando esté al 98.5% de GNL y de 160,683.4 m^3 cuando esté lleno al 100% de capacidad distribuido en los cuatro tanques de carga.

Como se ha mencionado anteriormente, la FSU es un artefacto naval especializado que estará "fondeado" y tripulado por una tripulación especializada de acuerdo con los requisitos técnicos y bajo la supervisión del capitán de la FSU.

La tripulación de la FSU operará y mantendrá la FSU según sea necesario para asegurar la recepción, el resguardo y la descarga seguros y eficientes de GNL y la superposición del dominio marítimo que rodea las plataformas y la FSU. Esto incluirá la coordinación de las operaciones de transferencia de GNL con la tripulación de licuefacción y la ejecución de transferencias de descarga de barco a barco de GNL con los transportistas de GNL. La FSU seguirá cumpliendo con las reglas de la Sociedad de Clasificación y estará sujeta a los requisitos mínimos de dotación, de abanderamiento, estado del puerto y Organización Marítima Internacional (OMI) requisitos estatutarios y reglamentarios.

V.2.6.1 Envío de GNL desde la FSU

Las cargas de GNL se entregarán desde la FSU al transportista de GNL, a través de un sistema de transferencia de carga que tomará aproximadamente 36 horas. Los transportistas de GNL que carguen serán de entre 137,000 m^3 a 160,000 m^3 y serán amarrados junto a la FSU en un arreglo de doble peralte.

La transferencia de carga se realizará según los estándares de la industria que se encuentran en las pautas de envío de GNL publicadas por la *Oil Companies International Marine Forum* (OCIMF) y *The Society of International Gas Tanker and Terminal Operators* (SIGTTO).

La FSU estará equipada con un Sistema de Paro de Emergencia (ESD, por sus siglas en inglés) de acuerdo con las reglas de la OMI y de la Clase. El sistema ESD aislará, en un método cerrado a prueba de fallas en caso de una emergencia durante la transferencia de carga.

V.2.7 Servicios auxiliares

V.2.7.1 Quemadores

El Proyecto contará con dos quemadores. Un quemador se ubicará en la plataforma de tratamiento de gas el cual está diseñado para aceptar las corrientes calientes y húmedas de proceso, en la plataforma y, un quemador criogénico en la plataforma de licuefacción.

El propósito principal de los quemadores es manejar de manera segura las corrientes de gas durante condiciones adversas, como el efluente de las Válvulas de Alivio de Presión (PSV, por sus siglas en inglés) y el sistema de purga. Los quemadores también se utilizan durante las operaciones de mantenimiento para eliminar el inventario de los equipos.

V.2.7.2 Generación de energía

La energía eléctrica utilizada será proporcionada por tres generadores eléctricos impulsados por turbinas de gas Siemens SGT400. Normalmente habrá dos generadores en funcionamiento y el tercero será un repuesto de reserva. Durante los picos de demanda, podrá utilizarse la tercera turbina.

El calor residual de las turbinas Siemens será utilizado para calentar el aceite caliente que se utiliza en las plataformas.

La descripción detallada sobre la unidad de generación de energía eléctrica se encuentra descrita en el apartado V.1.1.4.4.

V.2.7.3 Gas combustible

El gas combustible requerido será tomado a partir de una mezcla de BOG comprimido, hidrocarburos pesados extraídos en la unidad de eliminación de materiales pesados y la composición necesaria del gas de alimentación. El diseño es tal que todos los hidrocarburos pesados serán utilizados a bordo. Durante las interrupciones del mantenimiento y el inicio de operación, el gas combustible podrá obtenerse a partir del gas de alimentación.

V.2.7.4 Bomba principal de agua contra incendios

Debido a la naturaleza y ubicación del Proyecto, se tiene previsto la instalación de un sistema contra incendio para todas las secciones operativas, de servicios y habitacionales, con la finalidad de proporcionar agua y espuma química contra incendios para extinguir un incendio, reducir las emisiones de gases y vapores o controlarlas, y enfriar el equipo durante una situación de incendio. El diseño del sistema contra incendio, está descrito en el apartado V.1.6., del presente estudio.

V.2.7.5 Sistemas de diluvio

El funcionamiento del sistema de diluvio está controlado por la válvula de diluvio con un sistema de liberación neumática. Hay un total de cuatro válvulas de diluvio que controlan los suministros de agua en las siguientes áreas: Espejo de popa de babor, monitores de diluvio para el área de proceso y monitores para el área de popa, proa, estribor y babor.

La válvula de diluvio se activa mediante un sistema de circuito de detección neumático con tapones fusibles enrutados a lo largo del cabezal de la boquilla de pulverización. En caso de incendio, los tapones fusibles se derretirán a 71ºC y esto provocará el diluvio. La válvula se abra automáticamente debido a la despresurización del diafragma de la válvula.

Si el sistema de liberación automática funciona mal, la válvula de diluvio se puede activar manualmente localmente en la caja de liberación de emergencia y de forma remota desde la sala de radio.

El suministro de presión de aire al circuito de detección proviene del aire comprimido de la plataforma de trabajo de 125 psi presión. Si la presión del circuito de detección es inferior a 100 psi, se enviará una señal de alarma de baja presión al panel de alarma contra incendios en la sala de radio. La válvula de diluvio comenzará a abrirse a una presión de 90 psi.

V.2.7.6 Sistema de amarre de la FSU

La FSU cuenta con un sistema de amarre conocido como amarre multipunto consiste en que las líneas de amarre están conectadas directamente al FSU tanto en la proa como en la popa y al fondo marino utilizando varios tipos de sistemas de anclaje. Los sistemas de amarre esparcido son muy similares a los que utilizan los semisumergibles. El sistema está destinado a controlar el rumbo de la embarcación y mantener una alineación específica con el colector de carga y las mangueras criogénicas flotantes de la plataforma de licuefacción. El sistema de amarre utilizado está diseñado específicamente para el sitio y permite operaciones de doble bancada sin riesgo de contacto entre la FSU y el buque de descarga, las cadenas y líneas de amarre.

V.2.7.7 Recuperación de calor

El aceite caliente es usado por los servicios de calentamiento de los distintos consumidores de energía de la plataforma. El fluido de calentamiento es calentado por los gases de escape de la turbina de potencia Siemens, posteriormente, se envía el aceite caliente a los consumidores, como regeneración de aminas, regeneración por deshidratación y calentamiento del gas de alimentación.

Es importante mencionar, que una vez presentada la descripción del proceso correspondiente al Proyecto; el balance de materia y energía del proceso, se presenta en el Anexo Técnico ANX-TEC-04, Documento No. N2FE-FLR-100-225-HMB-2002, Rev. 1, de fecha 8 de agosto de 2022 (FLNG1 y FLNG2). Balance de calor y de materiales. De igual, forma, en este anexo se presentan los Diagramas de flujo de proceso para el sistema de licuefacción FLNG 1 y FLNG; con sus respectivos diagramas de flujo del área de servicios.

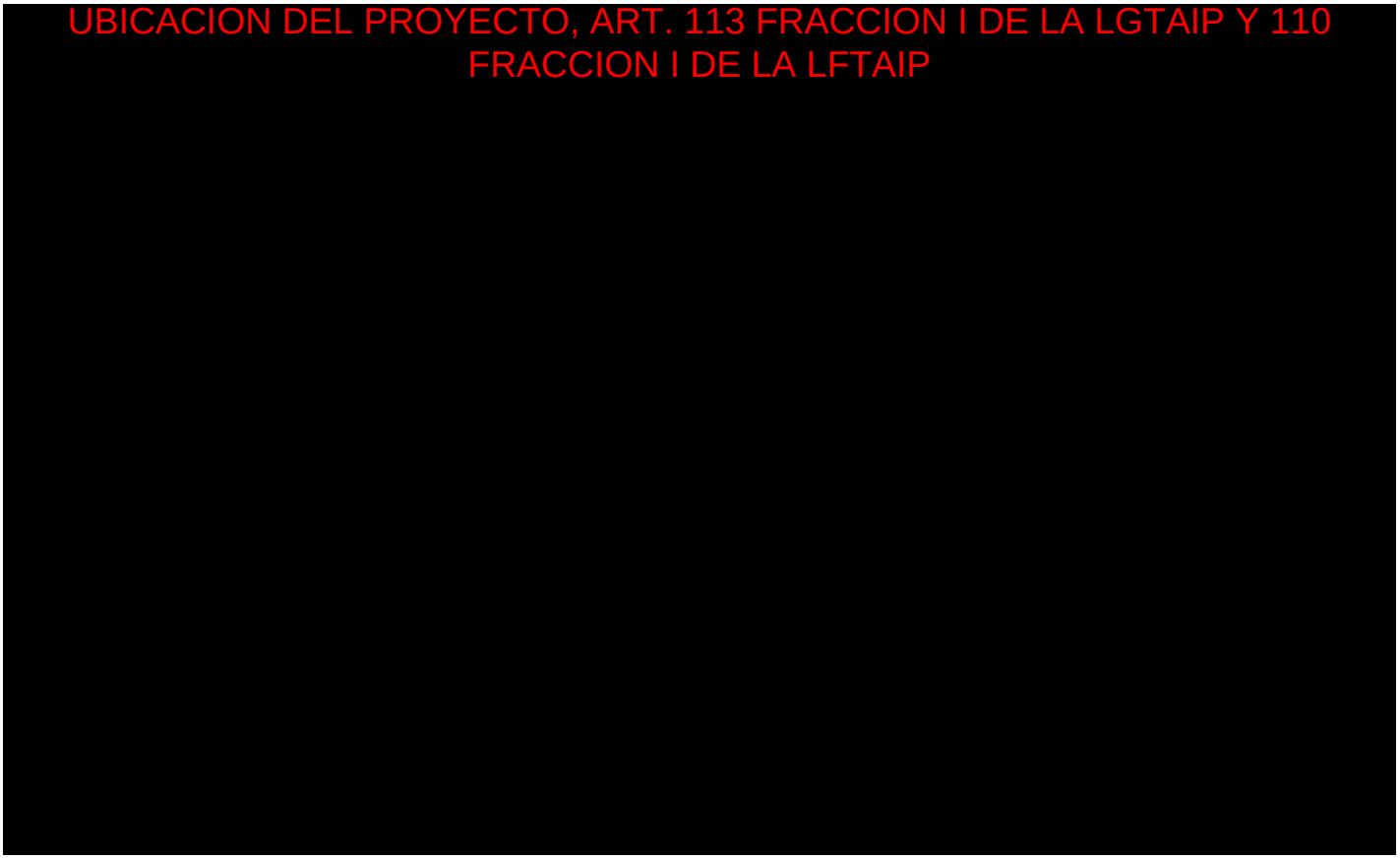
V.3 Descripción del entorno

V.3.1 Proyecto

La descripción del entorno del Proyecto se basa en la información de la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Regional (MIA-R) que se presenta para evaluación a la ASEA junto con el presente Estudio de Riesgo; por tal motivo se hace referencia al Sistema Ambiental Regional (SAR), considerando los 4 puntos cardinales para un radio de 500 metros a partir de los límites de propiedad o jurisdicción del Proyecto.

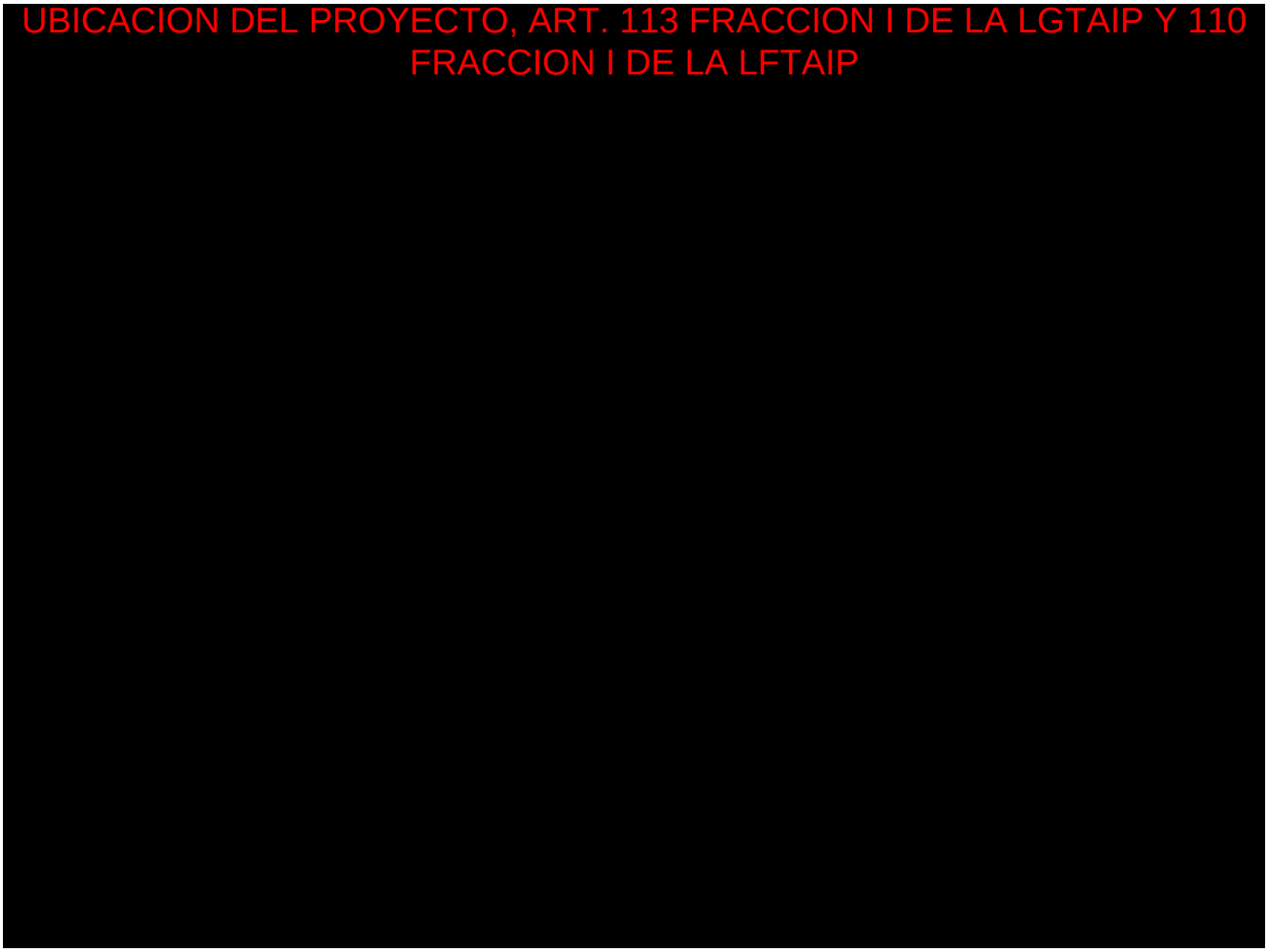
Como ya se indicó anteriormente, el Proyecto no cuenta con instalaciones en la parte continental del estado de Tamaulipas, ni en los municipios de Aldama y Altamira; toda vez que la totalidad de su infraestructura se encuentra en el Mar Territorial del Golfo de México, a una distancia aproximada de 15 km en línea recta al litoral costero del municipio de Aldama, y 25 km en línea recta del litoral costero del municipio de Altamira.

En la siguiente figura se muestran las distancias aproximadas a los municipios de Aldama y Altamira.



En el Mar Territorial del Golfo de México, el Proyecto se ubica aproximadamente en la cota batimétrica -30 m, como se muestra en la siguiente figura.

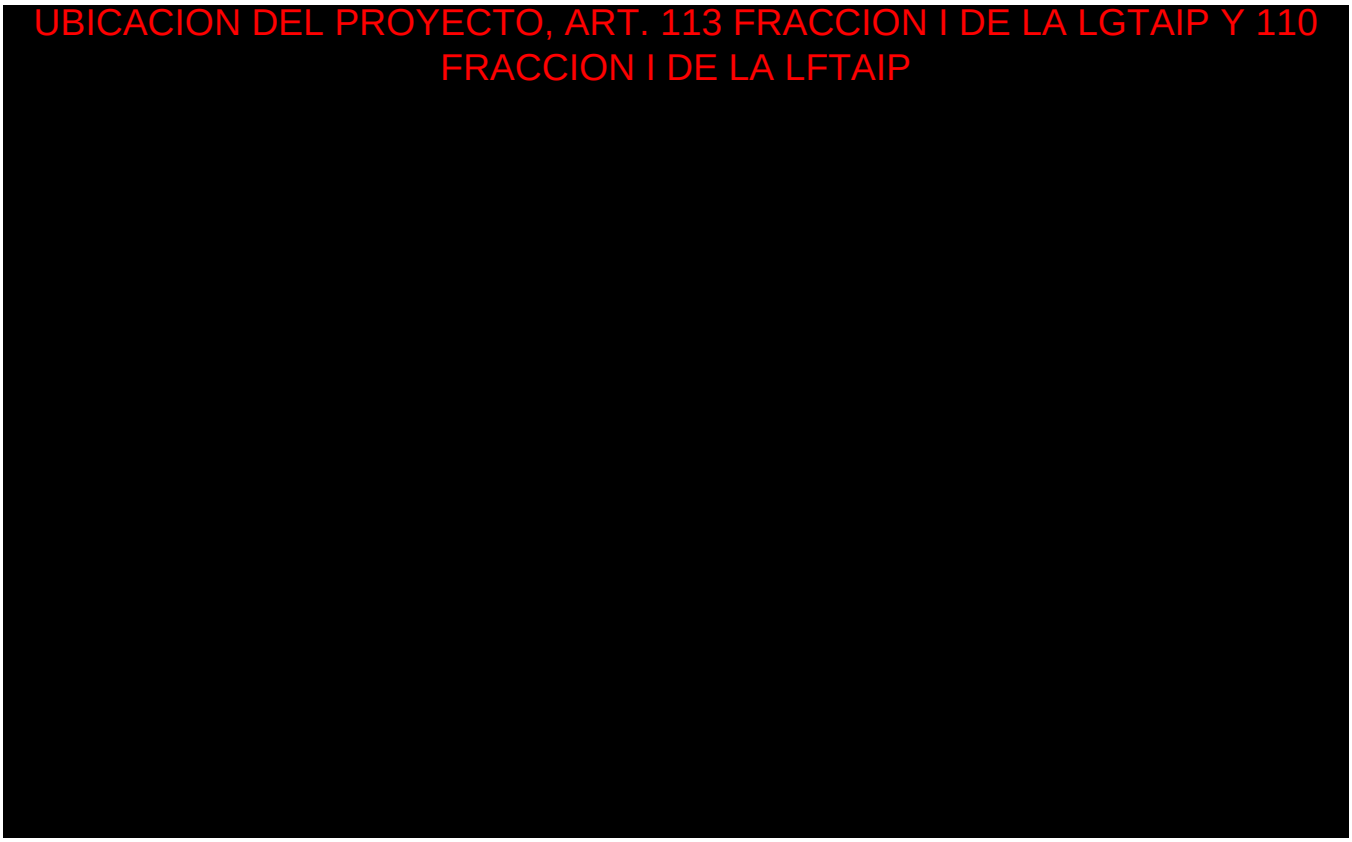
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



Por su ubicación, el entorno del Proyecto es en su totalidad marino y por el hecho de no contar con instalaciones en la parte continental del estado de Tamaulipas, dicho entorno marino predomina con excepción de dos factores ambientales (clima y geología) que se originan en la parte continental y continúan hacia el Golfo de México.

Para comprender lo anterior, es necesario indicar que el SAR definido en la MIA-R está conformado por dos grandes ecosistemas: el Ecosistema Marino (EM-SAR) y el Ecosistema Terrestre (ET-SAR), cuyo punto de unión es la franja litoral costera de los municipios de Aldama y Altamira, tal como se observa en la Figura V.17. Para el presente Estudio de Riesgo, el Sistema Ambiental Regional equivale en su mayor parte al Ecosistema Marino (EM-SAR) de la MIA-R, y sólo en algunos aspectos abióticos aplicables se considerará el Ecosistema Terrestre (ET-SAR).

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



Por la ubicación del Proyecto y el Área de Influencia (ya establecidos en la MIA-R), en este apartado, únicamente se desarrollará la descripción del entorno dentro del SAR y conforme con lo establecido en la Guía-ARSH, esta descripción considera los 4 puntos cardinales para un radio de 500 metros a partir de los límites de propiedad o jurisdicción del Proyecto.

V.3.1.1 Componente abiótico del Proyecto

V.3.1.1.1 Clima

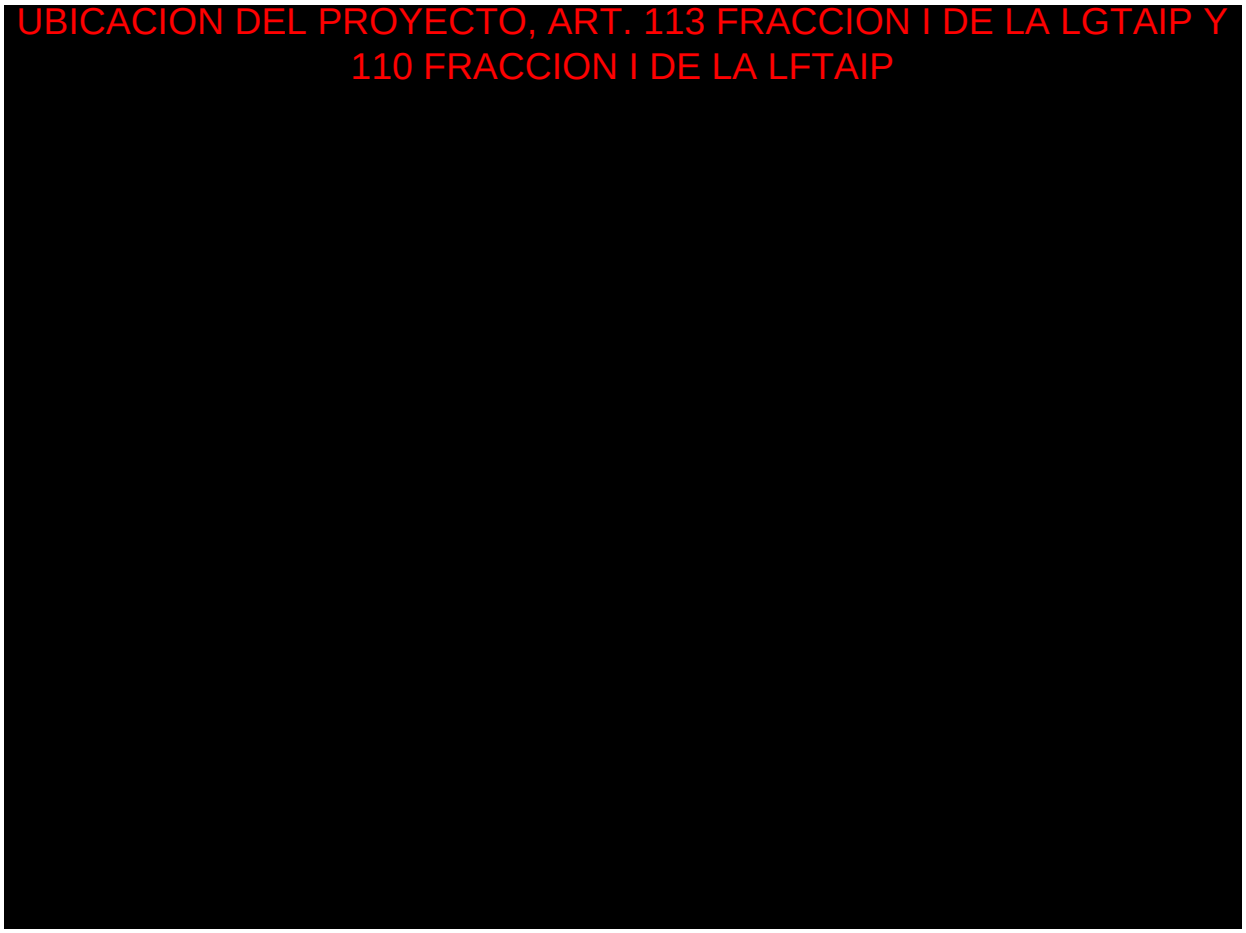
Existen dos tipos climáticos en el ET, el (A)C(w1) y Awo, conforme a la clasificación de Köeppen, modificada por E. García.

(A)C(w1): Clima semicálido subhúmedo del grupo C, con temperatura media anual mayor de 18°C, temperatura del mes más frio menor de 18°C, temperatura del mes más caliente mayor de 22°C. La precipitación del mes más seco es menor de 40 mm; las lluvias se registran en verano registran un índice Precipitación/Temperatura (P/T) entre 43.2 y 55; el porcentaje de lluvia invernal se encuentra en el rango de 5% al 10.2% del total anual.

Awo: Clima cálido subhúmedo, con temperatura media anual mayor de 22°C y temperatura del mes más frio mayor de 18°C. La precipitación del mes más seco se encuentra en el rango de 0 y 60 mm; las lluvias de verano registran un índice Precipitación/Temperatura (P/T) menor de 43.2 y el porcentaje de lluvia invernal está en el rango de 5% al 10.2% del total anual.

Los tipos climáticos del ET influyen en el Mar Territorial del Golfo de México, sin embargo, en la cartografía del INEGI el límite establecido es el litoral costero, sin que exista una proyección hacia el ambiente marino, por lo que en el ambiente marino no se habla de la existencia de un régimen climático.

En el Mapa V.1 que se retoma de la MIA-R, se muestra la caracterización climática en el área bajo evaluación, el cual se incluye en el Anexo Técnico ANX-TEC-05 Clima.



V.3.1.1.1.1 Normal climatológica y climogramas en el ET-SAR

En la Tabla V.55 y su continuación, se muestran los valores de la normal climatológica con datos del período 1951-2010 y la Figura V.18 muestra el climograma con datos del período 1981-2010 de las estaciones ubicadas en cada tipo climático existente en el ET-SAR.

Tabla V.53 Normal climatológica. Estación 28196 "La Cabecera". Período: 1951-2010.

Variable	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Temperatura Máxima Normal	23.6	25.4	27.9	30.6	32.8	33.3
Máxima Mensual	26.6	29.1	30.4	33.2	34.7	36.1
Máxima Diaria	36.0	38.0	40.5	43.0	45.0	39.5
Temperatura Media Normal	17.6	19.2	21.7	24.5	27.2	28.1
Temperatura Mínima Normal	11.6	12.9	15.5	18.5	21.7	22.8
Mínima Mensual	8.7	9.9	12.9	14.4	20.0	21.8
Mínima Diaria	0.0	0.0	1.5	3.0	2.0	15.0
Precipitación Normal	28.6	15.6	16.2	23.2	45.4	153.7
Máxima Mensual	430.7	93.0	95.6	161.0	194.5	485.9
Máxima Diaria	203.5	56.0	44.5	67.5	113.5	176.0
Evaporación Total Normal	88.0	96.7	131.4	147.3	153.7	148.7
Numero Días Con Lluvia	3.1	2.0	2.4	2.8	3.8	9.1

Variable	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura Máxima Normal	32.8	33.2	31.9	29.9	27.0	24.0	29.4
Máxima Mensual	35.9	35.5	33.9	31.7	29.8	26.3	
Máxima Diaria	39.0	39.5	40.0	38.5	37.0	36.0	
Temperatura Media Normal	27.6	27.7	26.7	24.3	21.3	18.3	23.7
Temperatura Mínima Normal	22.4	22.3	21.5	18.8	15.6	12.6	18.0
Mínima Mensual	21.2	20.8	19.6	16.6	12.5	7.7	
Mínima Diaria	15.0	15.0	10.0	5.0	0.7	-5.0	
Precipitación Normal	144.2	151.3	200.7	94.5	34.0	21.0	928.4
Máxima Mensual	425.7	630.4	677.8	251.9	202.8	94.0	
Máxima Diaria	145.0	241.0	278.9	129.0	133.4	40.0	
Evaporación Total Normal	137.7	143.9	131.3	111.6	87.4	79.8	1,457.5
Numero Días Con Lluvia	9.6	10.5	11.9	8.0	4.2	3.4	70.8

Fuente: CONAGUA. Estación climatológica "La Cabecera". Latitud: 22°57'20" N. Longitud: 097°56'09" W.

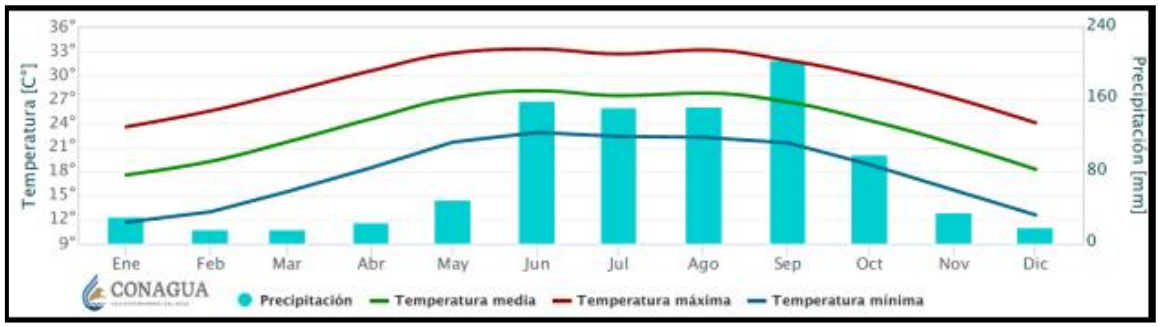


Figura V.18 Climograma de la estación climatológica "La Cabecera" de la CONAGUA. Período 1981-2010.
Fuente: CONAGUA. Estación climatológica "La Cabecera".

El climograma indica que la temporada de lluvias abarca de junio-septiembre y la temporada de sequía de febrero-mayo.

Tabla V.54 Normal climatológica. Estación 28130 "El Barranco". Período: 1951-2010.

Variable	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Temperatura Máxima Normal	23.4	24.7	27.7	29.8	32.1	32.9
Máxima Mensual	27.1	27.8	30.4	32.3	34.7	35.7
Máxima Diaria	33.0	34.5	42.5	43.0	40.5	39.5
Temperatura Media Normal	18.2	19.4	22.5	24.8	27.6	28.3
Temperatura Mínima Normal	13.0	14.1	17.3	19.7	23.0	23.8
Mínima Mensual	10.6	11.3	13.4	13.6	16.7	21.4
Mínima Diaria	-12.0	2.0	4.5	7.5	14.0	9.0
Precipitación Normal	24.2	16.2	12.3	24.4	50.4	150.7
Máxima Mensual	67.5	84.5	73.5	158.0	198.0	508.0
Máxima Diaria	35.0	41.0	33.0	152.5	132.0	168.5
Evaporación Total Normal	74.9	82.3	126.7	139.5	159.2	159.0
Numero Días Con Lluvia	4.7	3.2	1.8	2.8	3.5	7.9

Continuación.

Variable	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura Máxima Normal	32.5	33.0	32.0	30.5	27.9	24.4	29.2
Máxima Mensual	34.9	35.6	34.4	33.8	30.5	27.8	
Máxima Diaria	38.5	44.0	39.0	36.0	39.0	37.0	
Temperatura Media Normal	28.1	28.3	27.4	25.5	22.7	19.2	24.3
Temperatura Mínima Normal	23.6	23.5	22.8	20.5	17.4	14.0	19.4
Mínima Mensual	22.2	21.7	20.8	18.3	14.0	9.2	
Mínima Diaria	18.0	19.0	11.5	8.0	3.5	-4.5	
Precipitación Normal	176.3	153.9	229.0	111.4	31.2	29.7	1,009.7
Máxima Mensual	707.0	349.5	561.0	350.0	147.5	198.0	
Máxima Diaria	241.0	212.0	207.5	115.0	135.0	109.0	
Evaporación Total Normal	144.4	141.6	118.2	97.6	84.3	72.7	1,400.4
Numero Días Con Lluvia	10.3	9.5	11.9	7.0	4.5	4.3	71.4

Fuente: CONAGUA. Estación climatológica "La Cabecera". Latitud: 22°33'57" N. Longitud: 097°54'18" W.

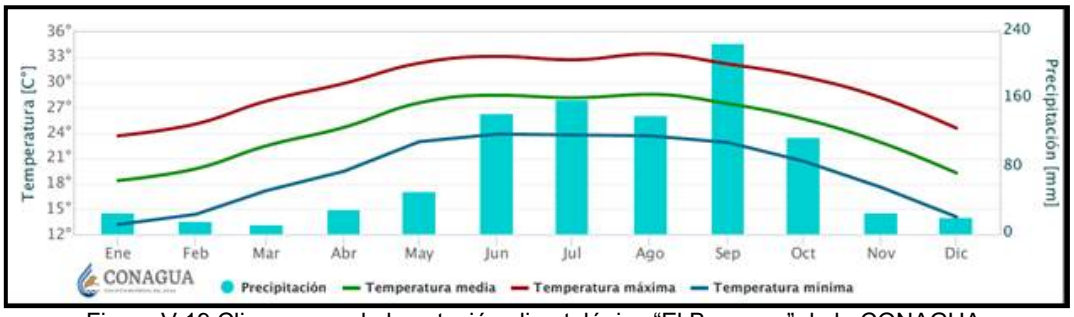


Figura V.19 Climograma de la estación climatológica "El Barranco" de la CONAGUA.
Fuente: CONAGUA. Estación climatológica "La Cabecera".

La Figura V.19 indica que la temporada de lluvias abarca de junio-octubre y la temporada de sequía de noviembre-abril.

V.3.1.1.1.2 Dirección y velocidad del viento

La dirección del viento anual hacia el área del Proyecto muestra en la siguiente figura.

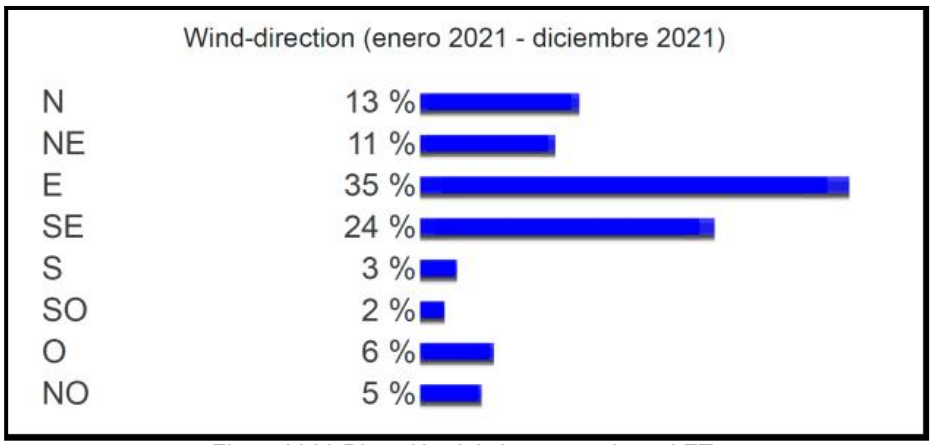


Figura V.20 Dirección del viento anual en el ET.
Fuente: www.woespaña.es.com

La dirección del viento predominante es hacia el Este.

En la siguiente figura se indica la velocidad del viento en el Proyecto con datos anualizados.

Wind-force per Day (enero 2021 - diciembre 2021)

En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
10.6	**11.5**	**11.8**	**12.6**	**12.7**	**9.8**	[km/h]
100	100	100	100	100	100	Disponibilidad de datos[%]

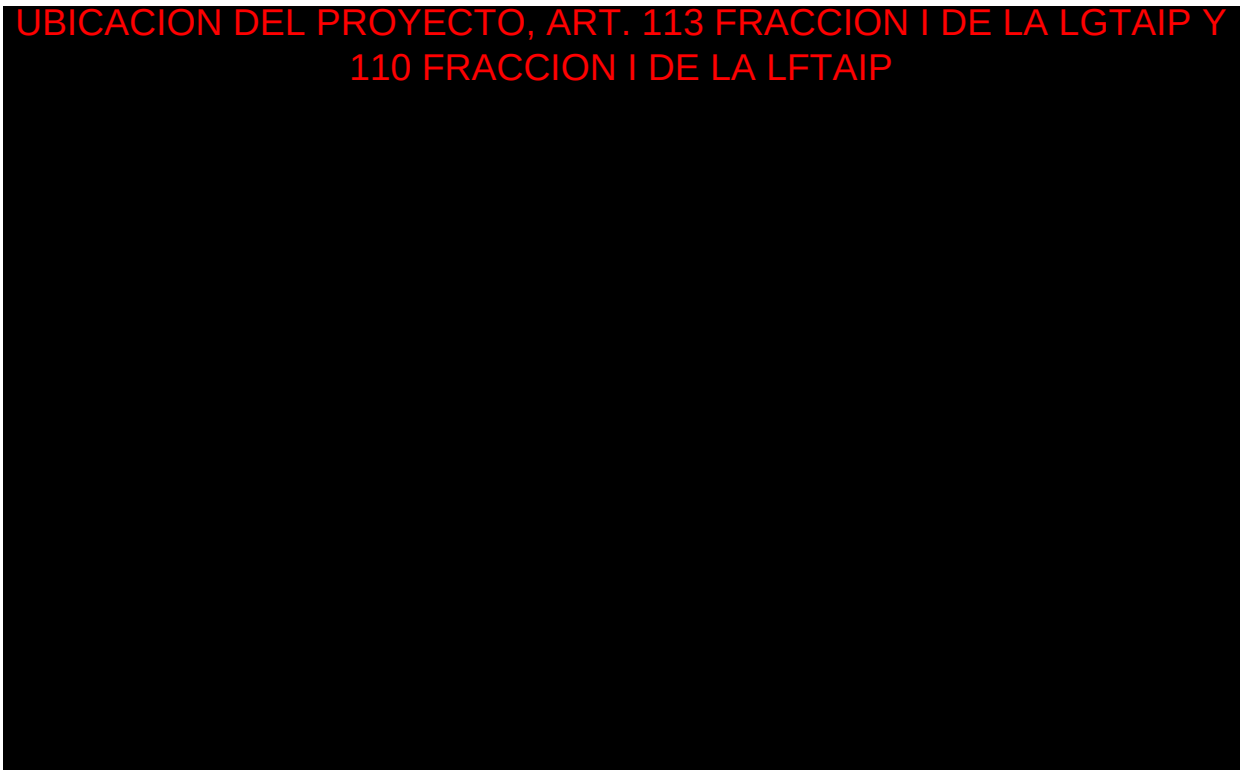
Jul	Ag	Sept	Oct	Nov	Dic	
8.7	**8.9**	**8.6**	**9.6**	**8.7**	**8.3**	[km/h]
100	100	100	100	100	100	Disponibilidad de datos[%]
promedió valor (enero 2021 - diciembre 2021) : **10.2 km/h**						

Figura V.21 Velocidad del viento anual en el ET.
Fuente: www.woespaña.es.com

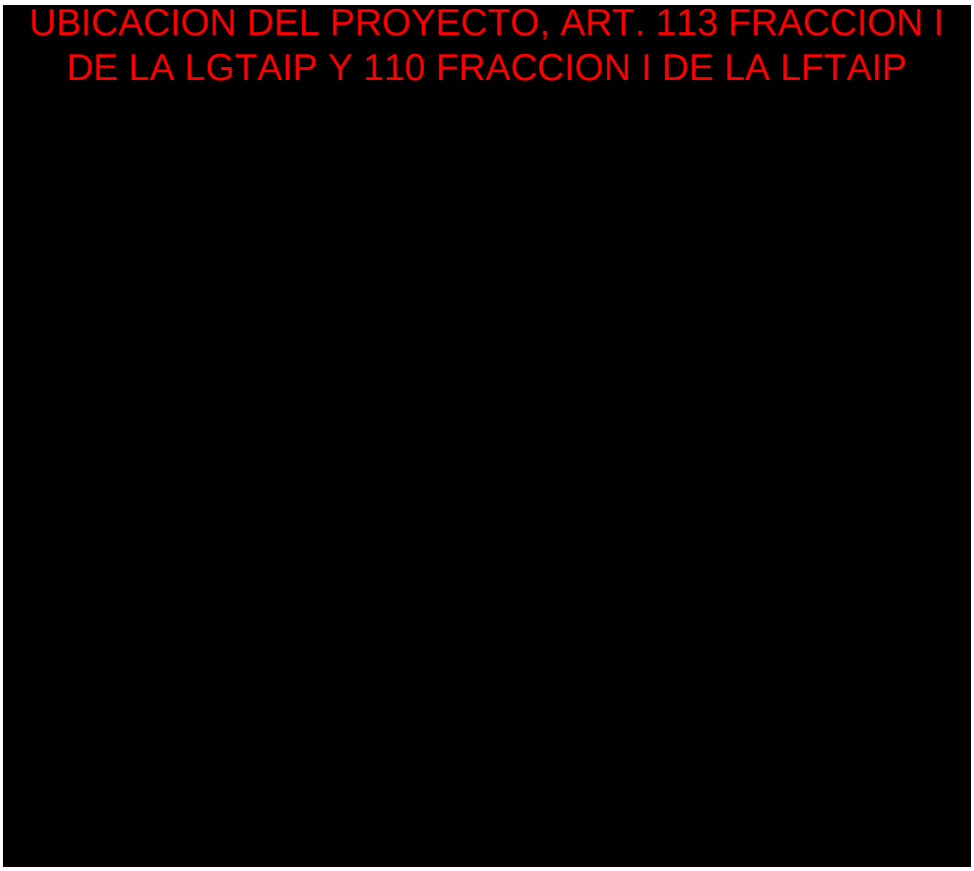
El promedio de velocidad del viento es de 10.2 km/h.

V.3.1.1.2 Geología y geomorfología

Por el origen y evolución geológica del Golfo de México, existen 17 Provincias Geológicas, el SAR se ubican en la Provincia Geológica 3 Burgos, como se muestra en el siguiente mapa y figura a detalle.



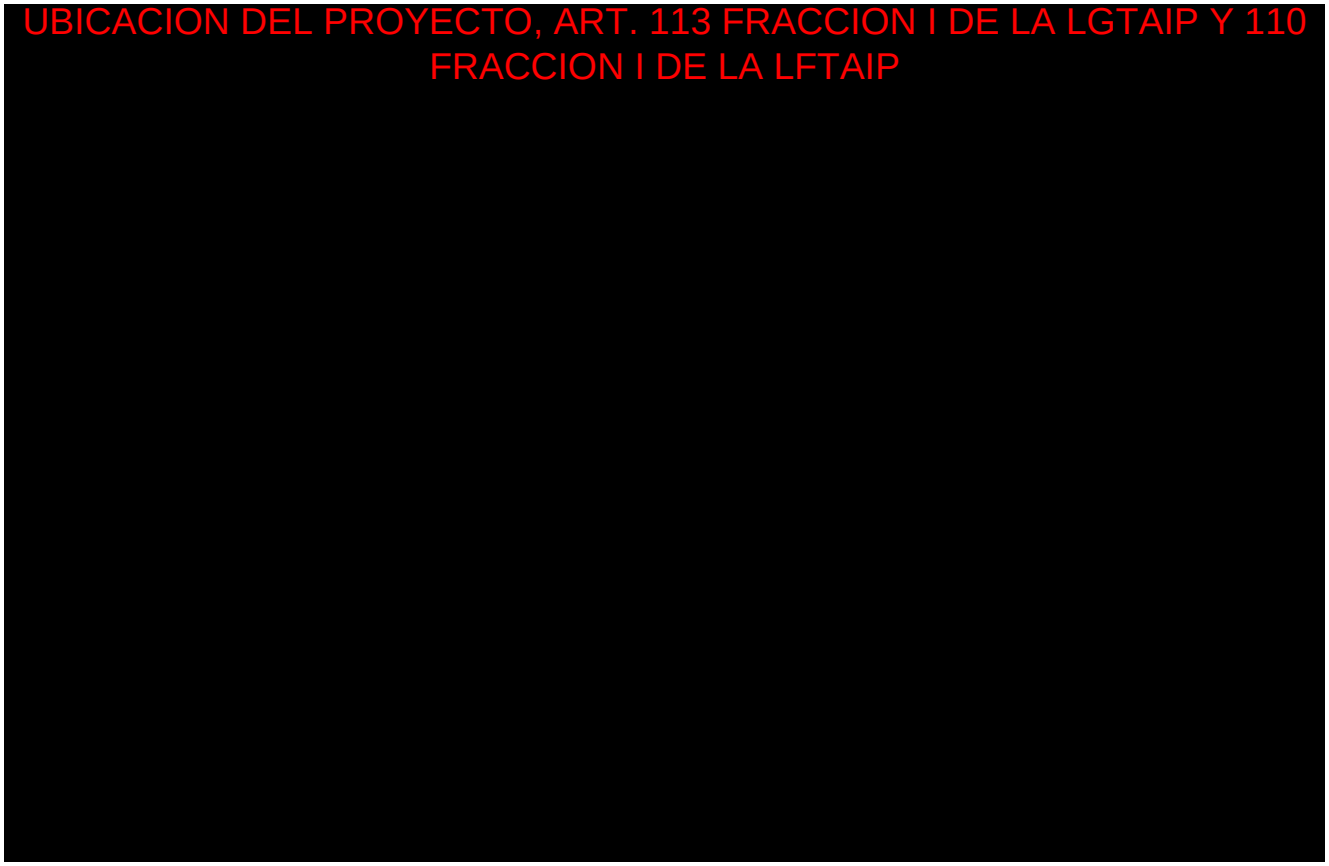
[5] Atlas de Línea Base Ambiental del Golfo de México. 2021. Tomo Introducción.



La Provincia Geológica 3 Burgos tiene un prisma sedimentario con 5,000 m de rocas siliciclásticas del Cenozoico y 3,000 m de carbonatos, evaporitas y rocas siliciclásticas del Mesozoico, lo que hace un espesor total de 8,000 m. Las sucesiones estratigráficas comprenden ciclos de depósitos transgresivos y regresivos, con discordancias que delimitan varias secuencias[6].

Por su evolución geológica, el Golfo de México cuenta con tres grandes plataformas que condicionan las corrientes marinas en su interior: Plataforma Oeste de Florida, Plataforma Luisiana-Texas y Plataforma Banco de Campeche; de las plataformas secundarias existentes, en la Plataforma Tamaulipas-Veracruz es donde se ubica el Proyecto, como se muestra en el siguiente mapa.

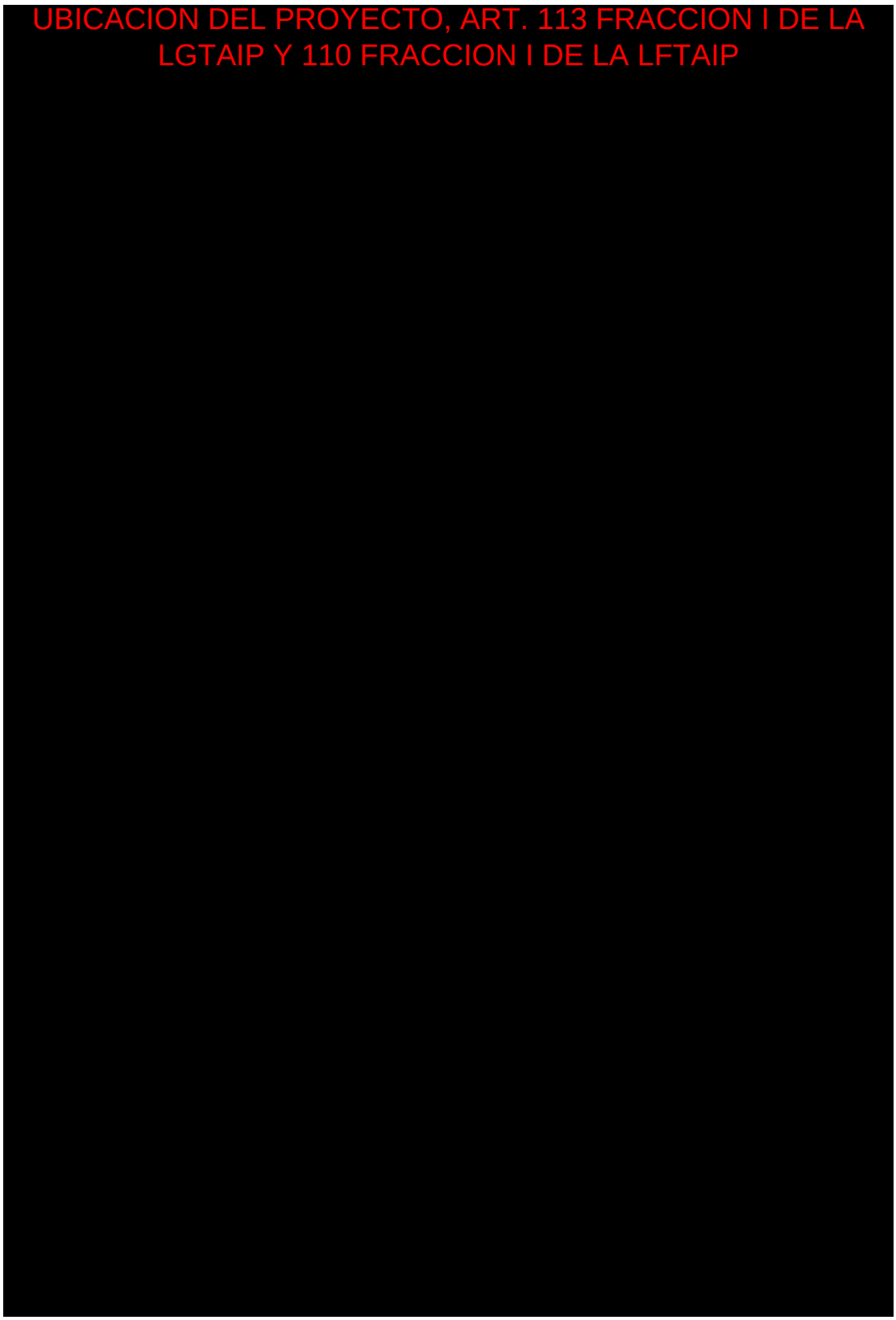
[6] Eguiluz de Antuñano, S. 2011. Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros. Bol. Soc. Geol. Mex vol.63 no.2 Ciudad de México ago. 2011



V.3.1.1.3 Circulación

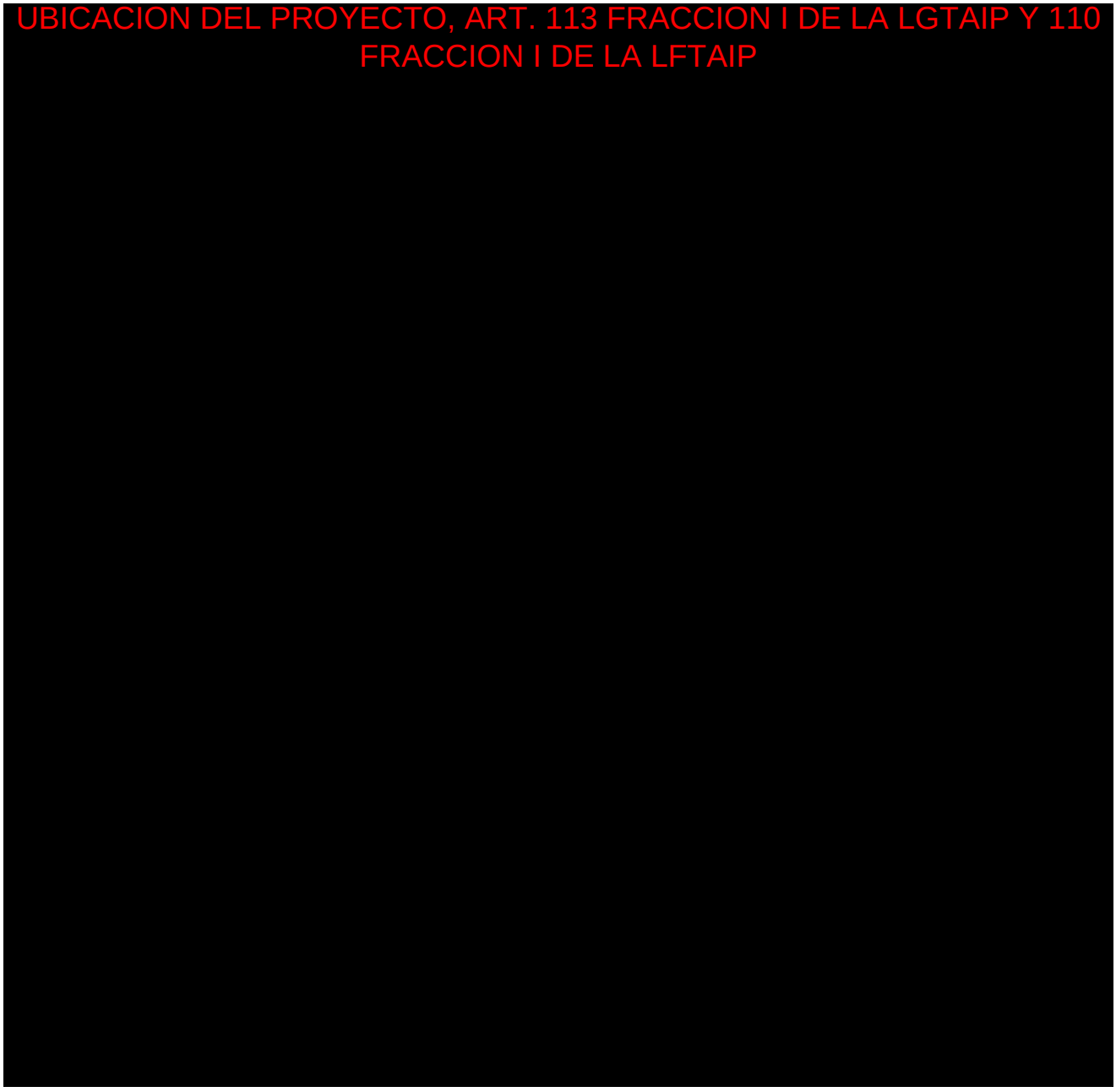
La circulación en el Golfo de México está determinada principalmente por la denominada corriente del Lazo y los remolinos que de ella se desprenden. La corriente del Lazo llega al Golfo de México a través del canal de Yucatán (en donde se conoce como la corriente de Yucatán), penetra hacia el noroeste, gira hacia el este, después hacia el sur y nuevamente hacia el este para salir por el estrecho de Florida. La corriente del Lazo evoluciona en el tiempo, aumentando su penetración hacia el noroeste en el curso de varios meses, hasta que se estrangula formando un remolino anticiclónico (con rotación en sentido horario) y se retrae posteriormente hacia el sur, favoreciendo un flujo más directo entre el canal de Yucatán y el estrecho de Florida. Este proceso se repite, formándose así los remolinos anticiclónicos de la corriente del Lazo. [7] El Proyecto se encuentra bajo la acción de la corriente del Lazo y el giro anticiclónico como se muestra en la siguiente figura.

[7] Zavala-Hidalgo, J. y Fernández-Eguiarte, A. (2006). Propuesta para la regionalización de los mares mexicanos desde el punto de vista de los procesos físicos: el caso del Golfo de México. En: Córdova, A., Rosete, F., Enríquez, G. y Fernández, B. Ordenamiento ecológico marino: Visión temática de la regionalización. (pp. 21-32) Ciudad de México, México: INE.



[8] Sanvicente-Añorve, L., Zavala-Hidalgo, J., Allende-Arandía, E., y Hermoso-Salazar, M. (2018). Larval dispersal in three coral reef decapod species: Influence of larval duration on the metapopulation structure. PloS one, 13(3).

El ancho de la Plataforma Tampico-Veracruz, va desde el litoral costero hasta la cota -100 m como se muestra en la siguiente figura y también se observa en las imágenes satelitales por el cambio de color de azul claro (por la acumulación de sedimento) al azul que denota una menor acumulación de sedimentos y una mayor pendiente.



V.3.1.1.4 Oleaje, marea y corriente

Se llevó a cabo la caracterización del oleaje, marea y corrientes del Proyecto cuyos resultados se incluyen en la MIA-R.

En cuanto a las corrientes se puede observar una disminución de la intensidad con la profundidad que va de 0.7 m/s a 0.1 m/s. Para la capa superficial la variación diurna está bien marcada, asociada al régimen de viento.

La dirección predominante de la corriente en el período de medición en el Proyecto es hacia el Norte con una ligera variación de Noroeste a Noreste, conforme aumenta la profundidad.

La comparación entre las mediciones en campo en el Proyecto y mediciones de la boya 42044 9 muestran congruencia para el periodo de agosto, por lo que estos datos pueden ser utilizados para evaluar la dispersión del sedimento y las plumas de los efluentes.

La distribución anual de corrientes muestra una velocidad promedio de 0.2 m/s y solamente el 0.2% del tiempo se observan corrientes mayores a 1 m/s.

La altura y periodo del oleaje medido en el Proyecto, muestran un comportamiento similar con máximos el día 20 de agosto, de 0.6 m y 7.5 segundos. El promedio fue de 0.3 m y 6 segundos. Los mínimos registrados son de 0.1 m y 5.5 segundos.

La variación del nivel del mar tiene un rango de 0.2 m para marea muerta y de 0.5 m para marea viva.

V.3.1.1.5 Sistema de transporte de sedimentos

En la zona bajo análisis, la dispersión de los sedimentos está condicionada por la circulación de las corrientes marinas del Golfo de México, el ancho de la Plataforma Tamaulipas-Veracruz desde el litoral costero hasta la cota batimétrica –100 m, toda vez que el litoral costero del estado de Tamaulipas está constituido por una costa acumulativa de playas bajas arenosas de configuración rectilínea y de fisonomía monótona, expresada por la geomorfología de una larga barra formada de islas barrera, de manera muy semejante a la costa de Texas, y por la extensa red de drenaje superficial que forma una densa red de ríos (perennes e intermitentes) que aportan el material terrígeno.

La principal fuente de sedimentos que nutre al Proyecto es el Río Pánuco debido a su gran caudal que genera plumas de sedimento bastante extensas y de alta concentración de sedimento fino en suspensión.

La corriente marina anticiclónica del Lazo se encarga de distribuir el sedimento aportado por el Río Pánuco en el Proyecto y la zona norte del Golfo de México. Generalmente se observa una dirección de transporte hacia el norte en la zona mar adentro.

La distancia máxima calculada que puede ser transportada una partícula de sedimento resuspendido en el Proyecto es de 5 km; asumiendo 30 m de columna de agua, corriente ambiente de 0.7 m/s y diámetro de la partícula de 0.07 mm.

V.3.1.1.6 Batimetría

La totalidad de la infraestructura del Proyecto se encuentra en el Mar Territorial del Golfo de México, aproximadamente en la cota batimétrica -30 m.

Adicional a lo anterior y como parte de la MIA-R se llevó a cabo la determinación puntual de las cotas batimétricas en donde se ubica el Proyecto empleando una malla cada 0.5 m. Este estudio indica que el Proyecto se encuentra entre las cotas -30.5 y -33.0m, como se muestra en la siguiente figura.

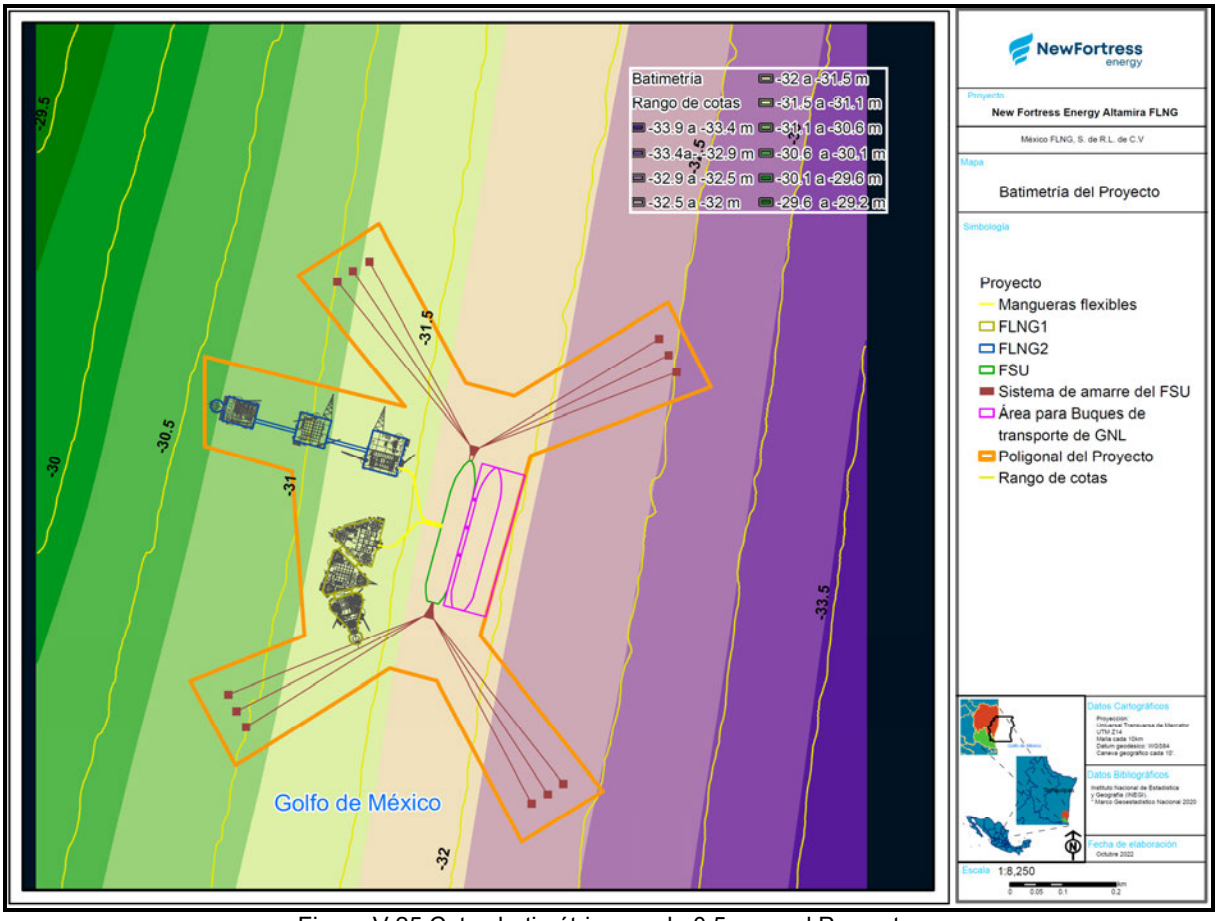


Figura V.25 Cotas batimétricas cada 0.5 m en el Proyecto.
Fuente: Estudio de batimetría realizado por México FLNG.

V.3.1.1.7 Caracterización física del lecho marino

Como parte de la MIA-R se llevó a cabo el estudio de la caracterización física del lecho marino. En el Proyecto el tipo de sustrato marino observado en la zona prospectada, consiste en sedimento fino, pendiente muy baja y poca o nula presencia de organismos bentónicos. Las protuberancias encontradas en el fondo marino corresponden al efecto de poliquetos, rastros de crustáceos y moluscos.

V.3.1.1.8 Calidad del aire

La calidad del aire en el SAR y el Proyecto fue caracterizada con la información de la plataforma Meteoblue [9], la cual mide diariamente las concentraciones de Ozono, SO_2, NO_2, CO, Partículas en dos mediciones, PM_{10} y PM_{20}. La totalidad de las mediciones corresponden al día 30 de octubre de 2022.

La calidad del aire en la zona donde se llevará a cabo el Proyecto y el Área de Influencia, presenta los rangos de concentración de los contaminantes que se indican en la siguiente tabla.

Tabla V.55 Calidad de aire en el Proyecto y el Área de Influencia.

Contaminante	Rango de concentración ($\mu g/m^3$)
Ozono (O_3)	60-80
Dióxido de Azufre (SO_2)	10-15
Dióxido de Nitrógeno (NO_2)	3.0 – 7.0

[9]www.meteoblue.com

Contaminante	Rango de concentración ($\mu g/m^3$)
Monóxido de Carbono (CO)	90.0 – 110.0
Partículas: PM_{10}	15.0 – 20.0
Partículas: $PM_{2.5}$	0.0 – 2.0

Fuente: www.meteoblue.com

V.3.1.1.9 Edafología

El SAR y el Proyecto se ubican en el Mar Territorial del Golfo de México, por lo que no le aplica la variable edafología.

V.3.1.1.10 Fisiografía

El SAR y el Proyecto se ubican Mar Territorial del Golfo de México, por lo que no le aplica la variable fisiografía.

V.3.1.1.11 Hidrología superficial

El SAR y el Proyecto se ubican en el Mar Territorial del Golfo de México, por lo que no le aplica la variable hidrología superficial.

V.3.1.1.12 Hidrología subterránea

El SAR y el Proyecto se ubican en el Mar Territorial del Golfo de México, por lo que no le aplica la variable hidrología subterránea.

V.3.1.2 Componente biótico del Proyecto

V.3.1.2.1 Plancton

Con la finalidad de caracterizar el medio biótico se llevó a cabo la determinación de la biodiversidad de plancton marino, el cual se puede definir como la materia particulada suspendida en el mar que consiste en organismos vivos, denominados genéricamente como "plancton" -y partículas "muertas" resultantes de la descomposición de una masa sólida en partículas, a las que comúnmente se les refiere como "detritus"-. A su vez el Plancton se compone de Fitoplancton y Zooplancton.

V.3.1.2.1.1 Caracterización del Fitoplancton y el Zooplancton

Se llevó a cabo la caracterización del fitoplancton y el zooplancton en el Proyecto, cuyo reporte completo se encuentra como documento anexo en la MIA-R.

A continuación, se presentarán los principales resultados obtenidos.

Los resultados del análisis se muestran en las siguientes tablas.

Tabla V.56 Total de individuos fitoplanctónicos identificados por estación, especie y condición en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Fecha	16-ago		15-ago		15-ago		15-ago		16-ago		16-ago		16-ago		16-ago		16-ago		16-ago		16-ago		16-ago		15-ago		15-ago		17-ago		17-ago		17-ago		17-ago	
Profundidad (m)	20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		25		25		25		25	
Estación	E01		E02		E03		E04		E05		E06		E07		E08		E09		E10		E13		E14		E16		E18		E20		E21		E22		E23	
Especie	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom	Tot	Nom
Diatomeas																																				
Hemialus hauckii	482	D	538	P	536	D	592	D	526	D	510	P	570	R	601	D	470	D	500	D	586	D	998	D	623	D	514	D	451	D	600	D	726	D	658	D
Stephanopyxias turris			4	R			3	R					11	R	10	P	24	P	15	P	3	R					19	P	67	P	79	C				
Chaetoceros sp											10	A																								
Cylindroteca closterium	1	R																																		
Hemiaulus indicus	36	P			62	C							12	P					35	P							9	P								
Hemiaulus membranaceus	2	R			2	R																					3	R								
Guinardia flacidae					2	R																														
Corethron sp																															1	R				
Coscinodiscus sp																															1	R				
Pseudonitzschia sp																															2	R				
Rhizosolenia imbricata																															1	R				
Thalassionema nitzschioides																															4	R				
Navicula sp															1	R													1	R	1	R				
Haslea wawrikae																			1	R																
Haslea c.f. ostrearia																							1	R												
Lioloma pacificum																			1	R																
Bacteriastrum sp																																			8	P
Eucampia zodiacus											2	R											1	R					1	R						
Dytilum brightwellii													3	P			2	R					6	R					1	R	3	R	1	R		
Dinoflagelados																																				
Scripsiella trochoidea	1	R															1	R																		
Tripos macroceros																																			2	R
Tripos furca																													1	R	2	R			1	R
Otros																																				
Cianobacterias															60	P	24	P																		

Total (Tot)
Nomenclatura (Nom)
Rara (R)
Presente (P)
Común (C)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.57 Abundancia relativa de las especies fitoplanctónicos identificados por estación.

Fecha	16-ago	15-ago	15-ago	15-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	15-ago	15-ago	17-ago	17-ago	17-ago	17-ago
Profundidad (m)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	25	25	25	25
Estación	E01	E02	E03	E04	E05	E06	E07	E08	E09	E10	E13	E14	E16	E18	E20	E21	E22	E23
Especie	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR
Diatomeas																		
Hemialus hauckii	92.337	99.079	89.037	99.496	100.000	97.701	85.457	89.435	90.211	90.580	99.491	99.205	100.000	94.312	86.564	87.591	98.507	98.356
Stephanopyxias turris		0.737		0.504			1.649	1.488	4.607	2.717	0.509			3.486	12.860	11.533		
Chaetoceros sp						1.916												
Cylindroteca closterium	0.192																	
Hemiaulus indicus	6.897		10.299				1.799			6.341				1.651				
Hemiaulus membranaceus	0.383		0.332											0.550				
Guinardia flacidae			0.332															
Corethron sp																	0.136	
Coscinodiscus sp																	0.136	
Pseudonitzschia sp																	0.271	
Rhizosolenia imbricata																	0.136	
Thalassionema nitzschioides																	0.543	
Navicula sp								0.149								0.146	0.136	
Haslea wawrikae										0.181								
Haslea c.f. ostrearia												0.099						
Lioloma pacificum										0.181								
Bacteriastrum sp																		1.196
Eucampia zodiacus						0.383						0.099			0.192			
Dytilum brightwellii							0.450		0.384			0.596			0.192	0.438	0.136	
Dinoflagelados																		
Scripsiella trochoidea	0.192								0.192									
Tripos macroceros																		0.299
Tripos furca															0.190	0.290		0.149
Otros																		
Cianobacterias								8.929	4.607									

Abundancia Relativa (AR)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.58 Total de individuos identificados por estación y clase de organismos zooplanctónicos.

Fecha	16-ago	15-ago	15-ago	15-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	15-ago	15-ago	17-ago	17-ago	17-ago	17-ago
Profundidad (m)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	25	25	25	25
Estación	E01	E02	E03	E04	E05	E06	E07	E08	E09	E10	E13	E14	E16	E18	E20	E21	E22	E23
Especie	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot	Tot
Crustacea																		
Copepoda	10808	3616	1480	4816	8992	11728	25125	4272	12056	13216	20424	15216	4448	7672	22520	21736	22096	15520
Cladocera	656	664	296	472	584	552	1040	1192	480	280	624	1016	128	1784	2632	4664	2496	1136
Ostracoda	0	0	0	0	0	24	16	16	32	48	32	16	0	16	8	8	0	16
Amohipoda	96	88	112	160	80	8	48	64	256	240	304	144	48	96	40	112	128	48
Euphasiacea	64	32	72	72	24	8	16	32	88	64	96	80	24	96	72	56	48	64
Decapoda	392	264	208	376	472	144	320	344	400	336	1200	624	232	200	360	496	544	480
Stomatopoda	16	32	56	32	368	16	48	48	24	32	88	40	56	24	16	40	8	32
Pteropoda	216	88	88	80	424	120	224	360	568	384	288	600	184	272	424	352	152	288
Heteropoda	24	0	8	0	8	8	0	24	16	72	16	40	24	8	48	16	24	40
Cephalopoda																		
Cephalopoda	0	0	0	8	0	0	0	0	8	8	0	16	0	0	0	0	0	0
Cnidaria																		
Medusae	32	64	24	0	64	8	64	32	80	40	128	56	64	24	64	16	72	40
Siphonophora	1152	944	1736	968	1008	264	768	240	376	856	656	848	1568	720	528	272	224	328
Otras																		
Polychaeta	24	40	40	96	136	32	48	24	8	32	48	88	88	8	424	40	0	8
Chaetognata	656	480	608	600	864	152	560	328	504	504	1000	520	776	240	256	344	280	280
Appendicularia	1664	856	928	1296	776	344	992	520	472	408	576	568	592	744	1752	2176	2424	1488
Thaliacea																		
Doliolidae	56	32	32	32	0	0	16	80	24	8	48	88	16	40	8	32	40	32
Salpidae	240	64	16	72	24	40	144	48	64	96	104	144	24	232	64	8	24	40
Echinodermata	24	56	16	8	8	40	16	32	64	32	64	80	8	64	32	64	16	72
Pelecypoda	0	0	0	0	0	8	0	0	0	8	8	0	0	0	32	0	0	0
Foraminifera	72	88	112	80	40	64	48	128	112	48	96	56	40	208	0	24	72	64
Sipunculida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	48	0	0	0
Bryozoa	0	0	0	0	0	0	32	24	8	0	8	0	0	8	0	16	0	8
Larvas de peces	152	184	200	152	176	24	80	32	96	160	216	168	120	56	280	200	224	136
Huevos de peces	208	7088	9776	1752	184	56	80	24	184	424	304	664	1480	152	208	3128	568	1040
			Total (Tot)															

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.59 Abundancia relativa de las clases zooplanctónicas identificadas por estación.

Fecha	16-ago	15-ago	15-ago	15-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	16-ago	15-ago	15-ago	17-ago	17-ago	17-ago	17-ago
Profundidad (m)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	25	25	25	25
Estación	E01	E02	E03	E04	E05	E06	E07	E08	E09	E10	E13	E14	E16	E18	E20	E21	E22	E23
Especie	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR	AR
Crustacea																		
Copepoda	65.2	24.6	9.3	43.49	63.1	85.9	84.6	53.9	75.7	76.4	77.5	72.2	44.8	60.5	76.6	64.3	75.0	73.3
Cladocera	3.9	4.5	1.8	4.26	4.1	4.0	3.5	15.0	3.0	1.6	2.3	4.8	1.2	14.0	8.9	13.7	8.4	5.3
Ostracoda	0.0	0	0	0	0	0.1	0.05	0.2	0.2	0.2	0.1	0.07	0	0.1	0.02	0.02	0	0.07
Amohipoda	0.5	0.5	0.7	1.4	0.5	0.05	0.1	0.8	1.6	1.3	1.1	0.6	0.4	0.7	0.1	0.3	0.4	0.2
Euphasiacea	0.3	0.2	0.4	0.6	0.1	0.05	0.05	0.4	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.7	0.2	0.1	0.1	0.3
Decapoda	2.3	1.7	1.3	3.3	3.3	1.0	1.0	4.3	2.5	1.9	4.5	2.9	2.3	1.5	1.2	1.4	1.8	2.2
Stomatopoda	0.09	0.2	0.3	0.2	2.5	0.1	0.1	0.6	0.1	0.1	0.3	0.1	0.5	0.1	0.05	0.1	0.02	0.1
Pteropoda	1.3	0.5	0.5	0.7	2.9	0.8	0.7	4.5	3.5	2.2	1.09	2.8	1.8	2.1	1.4	1.0	0.5	1.3
Heteropoda	0.1	0	0.05	0	0.05	0.05	0	0.3	0.1	0.4	0.06	0.1	0.2	0.06	0.1	0.04	0.08	0.1
Cephalopoda																		
Cephalopoda	0	0	0	0.07	0	0	0	0	0.05	0.04	0	0.07	0	0	0	0	0	0
Cnidaria																		
Medusae	0.1	0.4	0.1	0	0.4	0.05	0.2	0.4	0.5	0.2	0.4	0.2	0.6	0.1	0.2	0.04	0.2	0.1
Siphonophora	6.9	6.4	10.9	8.7	7.0	1.9	2.5	3.0	2.3	4.9	2.4	4.0	15.8	5.6	1.7	0.8	0.7	1.5
Otras																		
Polychaeta	0.1	0.2	0.2	0.8	0.9	0.2	0.1	0.3	0.05	0.1	0.1	0.4	0.8	0.06	0.1	0.1	0	0.03
Chaetognata	3.9	3.2	3.8	5.4	6.0	1.1	1.8	4.1	3.1	2.9	3.7	2.4	7.8	1.8	0.8	1.0	0.9	1.3
Appendicularia	10.0	5.8	5.8	11.7	5.4	2.5	3.3	6.5	2.9	2.3	2.1	2.6	5.9	5.8	5.9	6.4	8.2	7.0
Thaliacea																		
Doliolidae	0.3	0.2	0.2	0.2	0	0	0.05	1.0	0.1	0.04	0.1	0.4	0.1	0.3	0.02	0.09	0.1	0.1
Salpidae	1.4	0.4	0.1	0.6	0.1	0.2	0.4	0.6	0.4	0.5	0.3	0.6	0.2	1.8	0.2	0.02	0.08	0.1
Echinodermata	0.1	0.3	0.1	0.07	0.05	0.2	0.05	0.4	0.4	0.1	0.2	0.3	0.08	0.5	0.1	0.1	0.05	0.34
Pelecypoda	0	0	0	0	0	0.05	0	0	0	0	0.03	0	0	0	0	0	0	0
Foraminifera	0.4	0.5	0.7	0.7	0.2	0.4	0.1	1.6	0.7	0.2	0.3	0.2	0.4	1.6	0.1	0.07	0.2	0.3
Sipunculida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bryozoa	0	0	0	0	0	0	0.1	0.3	0.05	0	0.03	0	0	0	0	0.04	0	0.03
Larvas de peces	0.9	1.2	1.2	1.3	1.2	0.1	0.2	1.0	0.6	0.9	0.8	0.7	1.2	0.4	0.9	0.5	0.7	0.6
Huevos de peces	1.2	48.2	61.84	15.8	1.2	0.4	0.2	0.3	1.1	2.4	1.1	3.1	14.9	1.2	0.7	9.2	1.9	4.9

Abundancia Relativa (AR)

Fuente: Elaboración propia.

V.3.1.2.1.1.1 Composición del fitoplancton

En el Proyecto se identificó la presencia de un florecimiento de la diatomea filamentosa *Hemiaulus hauckii*, la cual está identificada como formadora de marea roja por su capacidad de generar biotoxinas y su gran capacidad de multiplicación (Band-schmidt, C. 2008; Gárate-Lizárraga, I., et. al., 2015; Meave del Castillo, M.E. y Zamudio-Resendiz, M., 2018; Pérez-Morales, A., et. al. 2018). La coloración del agua superficial al tomar las muestras era rojiza y densa.

Se identificó una riqueza de 23 especies de fitoplancton, 19 pertenecientes al grupo de las diatomeas, 3 al grupo de dinoflagelados y 1 especie de cianobacterias, en la siguiente tabla se muestra la composición.

Tabla V.60 Identificación de especies de fitoplancton, en el Proyecto.

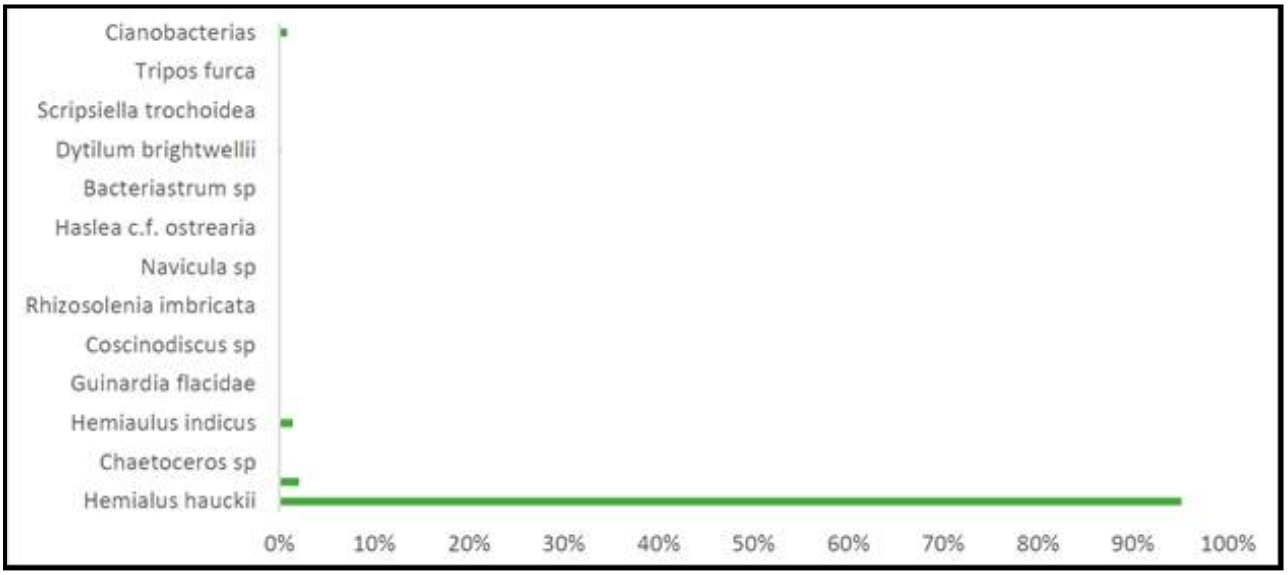
Grupo funcional	Especie
Diatomeas	*Hemiaulus hauckii* *Stephanopyxias turris* *Chaetoceros sp* *Cylindroteca closterium* *Hemiaulus indicus* *Hemiaulus membranaceus* *Guinardia flacidae* *Corethron sp* *Coscinodiscus sp* *Pseudo-nitzschia sp* *Rhizosolenia imbricata* *Thalassionema nitzschioides* *Navicula sp* *Haslea wawrikae* *Haslea cf ostrearia* *Lioloma pacificum* *Bacteriastrum sp* *Eucampia zodiacus* *Dytilum brightwellii*
Dinoflagelados	*Scripsiella trochoidea* *Tripos macroceros* *Tripos furca*
Otros	Cianobacterias

Fuente: Elaboración propia.

Abundancia relativa

Se estimó la abundancia global en conjunto de las estaciones muestreadas. La especie de Hemiaulus hauckii fue la que dominó en los muestreos realizados. Esto se debe a que en la columna de agua se presentaba un florecimiento de esta especie, con una abundancia relativa de 95%. El resto de las especies tuvieron abundancias menores a 2%, lo cual se considera como especies raras en la zona durante el periodo muestreado.

En la Grafica V.1 se muestra la distribución expresada en porcentaje (%) de abundancia para cada especie y es necesario indicar que la gráfica se generó con el software Excel, el cual muestra la mayor abundancia de la especie Hemiaulus hauckii (95%) con una línea verde continua y las siguientes abundancias las grafica con líneas verdes pequeñas (Chaetoceros sp., Hemiaulus indicus y Cianobacterias), el resto de las especies tienen una abundancia cercana a cero, por lo que el Excel no las muestra, pero sí están consideradas en el análisis. Lo anterior se debe a que una especie alcanzó el 95% y el resto es cercano a 0% por lo que su representación gráfica no se aprecia.



Gráfica V.1 Abundancia relativa de las especies de fitoplancton en el Proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

- Análisis de biodiversidad

Índice de dominancia y diversidad de Simpson

Para evaluar la dominancia y jerarquización de la comunidad se utilizó el índice de Simpson. Este índice presento valores bajos (D <0.5) que nos muestran la dominancia de una especie. En algunas estaciones se presentaron valores de 1, ya que la única especie presente fue la de *Hemiaulus hauckii*.

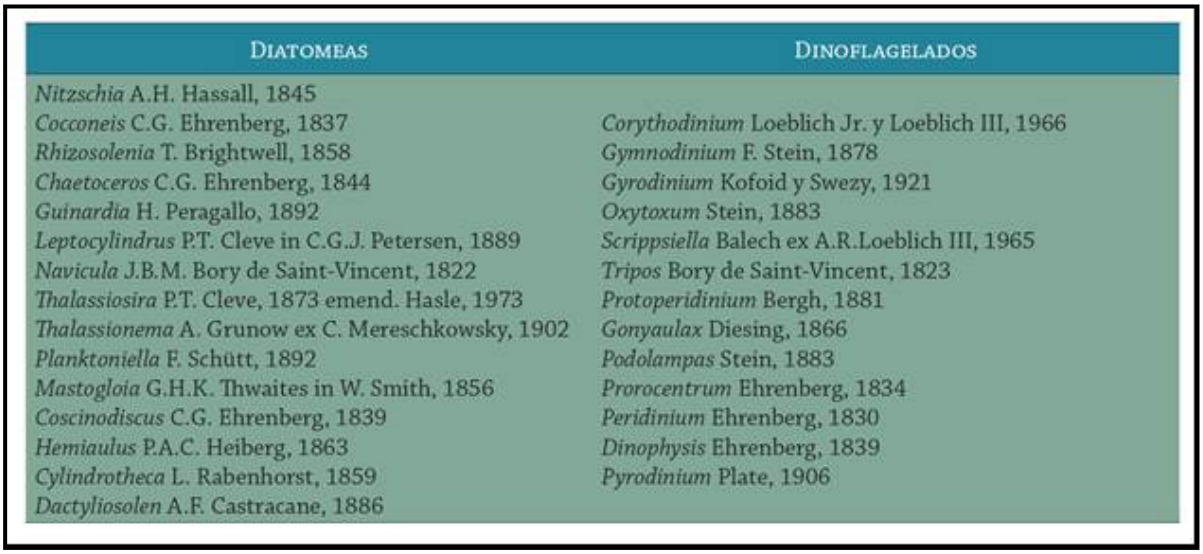
Índice de equidad de Pielou

Se encontró que las estaciones presentaron valores <0.82. El promedio general del índice de equidad entre las estaciones fue de 0.53, lo cual representa valores normales de representatividad. Sin embargo, nuevamente se señala que estos resultados de diversidad específica, dominancia y equidad se observaron por el florecimiento de *Hemiaulus hauckii* que se encontró en la zona de muestreo.

Distribución del grupo de las diatomeas, dinoflagelados y cianobacterias

Como se indicó al inicio de este inciso, el muestreo de fitoplancton en el Proyecto coincidió con el fenómeno de florecimiento de la diatomea filamentosa *Hemiaulus hauckii*, la cual dominó sobre cualquier otra especie de las diatomeas, dinoflagelados y cianobacterias y dificultó la identificación de las especies.

Este fenómeno de florecimiento de *Hemiaulus hauckii* no se encuentra documentado en la bibliografía especializada del fitoplancton en el norte del Golfo de México y es seguro que su presencia condicionó o modificó la presencia de otras especies comunes en el Golfo de México (por su capacidad de generar biotoxinas -Band-schmidt, C. 2008), como las que se indican en la siguiente figura.



DIATOMEAS	DINOFLAGELADOS
Nitzschia A.H. Hassall, 1845	
Cocconeis C.G. Ehrenberg, 1837	*Corythodinium* Loeblich Jr. y Loeblich III, 1966
Rhizosolenia T. Brightwell, 1858	*Gymnodinium* F. Stein, 1878
Chaetoceros C.G. Ehrenberg, 1844	*Gyrodinium* Kofoid y Swezy, 1921
Guinardia H. Peragallo, 1892	*Oxytoxum* Stein, 1883
Leptocylindrus P.T. Cleve in C.G.J. Petersen, 1889	*Scrippsiella* Balech ex A.R.Loeblich III, 1965
Navicula J.B.M. Bory de Saint-Vincent, 1822	*Tripos* Bory de Saint-Vincent, 1823
Thalassiosira P.T. Cleve, 1873 emend. Hasle, 1973	*Protoperidinium* Bergh, 1881
Thalassionema A. Grunow ex C. Mereschkowsky, 1902	*Gonyaulax* Diesing, 1866
Planktoniella F. Schütt, 1892	*Podolampas* Stein, 1883
Mastogloia G.H.K. Thwaites in W. Smith, 1856	*Prorocentrum* Ehrenberg, 1834
Coscinodiscus C.G. Ehrenberg, 1839	*Peridinium* Ehrenberg, 1830
Hemiaulus P.A.C. Heiberg, 1863	*Dinophysis* Ehrenberg, 1839
Cylindrotheca L. Rabenhorst, 1859	*Pyrodinium* Plate, 1906
Dactyliosolen A.F. Castracane, 1886	

Figura V.26 Especies comunes de fitoplancton en el Golfo de México.
Fuente: Modificado de Atlas de Línea Base Ambiental del Golfo de México.

V.3.1.2.1.1.2 Resultados de la composición del zooplancton

La composición zooplanctónica difirió significativamente de la composición fitoplanctónica. En este caso se presentó una mayor diversidad y riqueza especifica. Las muestras se observaron densas y la presencia de diferentes organismos, no fue posible determinar especies, la identificación se determinó hasta clase, y algunos grupos funcionales, los cuales presentan características específicas que facilitaron su identificación.

En total se identificaron 25 clases representadas en las muestras, mayormente crustáceos, algunos huevos y larvas de peces, como se indica en la siguiente tabla.

Tabla V.61 Identificación del zooplancton, en el Proyecto.

Grupo	Clase
Crustacea	Copepoda Cladocera Ostracoda Amphipoda Euphasiacea Decapoda Stomatopoda Pteropoda Heteropoda
Cephalopoda	Cephalopoda
Cnidaria	Medusae Siphonophora
Otros	Polychaeta Chaetognata Appendicularia Thaliacea Doliolidae Thaliacea Salpidae Echinodermata Sipunculida Bryozoa Pelecypoda Foraminifera Larvas de peces

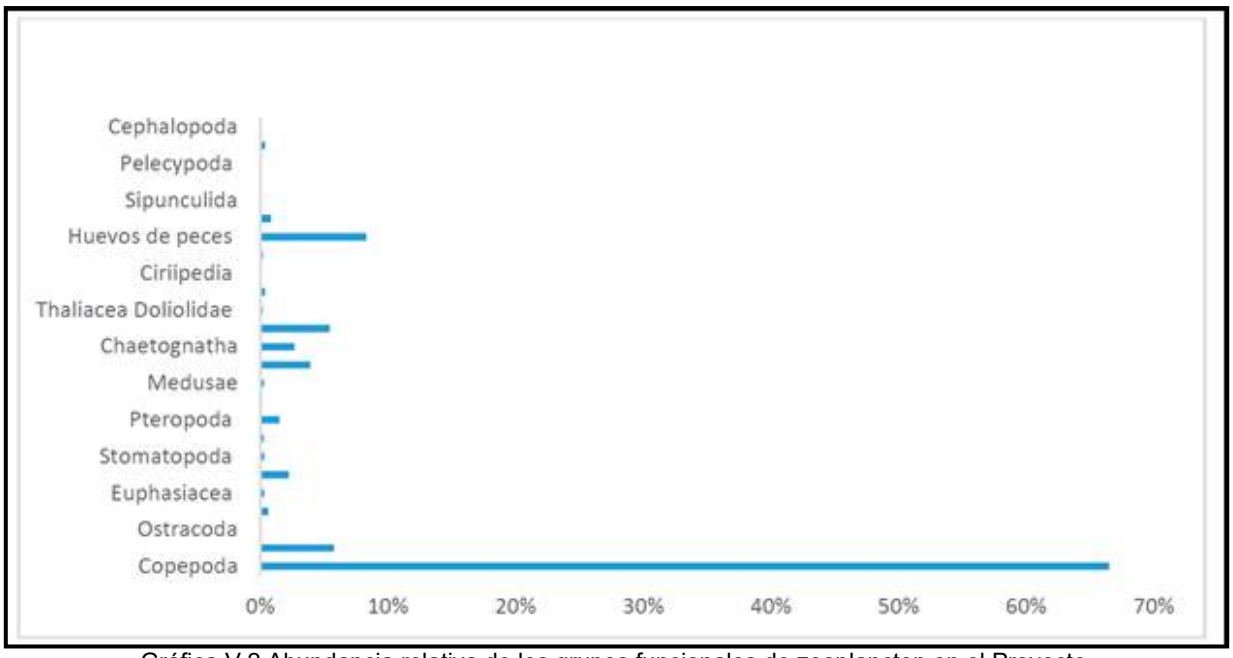
	Huevos de peces

Fuente: Elaboración propia.

Abundancia relativa

La clase Copépoda fue la que presentó una abundancia relativa mayor con 67%. Posteriormente, se encontraron representados los huevos de peces con un 8%, este hallazgo es relevante porque podría representar una zona de importancia para la reproducción de los peces, sin embargo, este porcentaje es muy bajo con respecto a la abundancia relativa total de la muestra y se debe considerar que no todos los huevos eclosionan por las condiciones hidrográficas.

En la siguiente gráfica se muestra la distribución expresada en porcentaje (%) de abundancia de los grupos funcionales identificados y es necesario indicar que la gráfica se generó con el software Excel, el cual muestra la mayor abundancia de Copepoda (67%) con una línea azul continua y las siguientes abundancias las grafica con líneas azules pequeñas (Ostracoda, Euphasiacea, etc.), el resto de los organismos tienen una abundancia cercana a cero, por lo que el Excel no las muestra, pero sí están consideradas en el análisis.



Gráfica V.2 Abundancia relativa de los grupos funcionales de zooplancton en el Proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

- Análisis de biodiversidad

Índice de riqueza especifica

El índice de riqueza específica se calculó de manera general y por estaciones. La riqueza específica general fue de 1.9, tratándose este de un valor normal. Es decir, la diversidad zooplanctónica estuvo presente en la zona. Aunque, se considera que, si bien hay una clase dominante, también están presentes otras clases importantes ecológicamente. Si se considera la riqueza específica por estación, en todas las estaciones el valor es mayor de 2, exceptuando las estaciones 20 y 22 que presentaron valores de 1.8 y 1.6, respectivamente.

Índice de diversidad de Shannon-Wiener

El índice de diversidad de Shannon (H') para la comunidad zooplanctónica presentó un valor general de 1.3, mientras que las estaciones 6, 7 y 20 presentaron una diversidad baja (<0.9) y, el resto de las estaciones presentaron valores de diversidad más altos como se indica en la siguiente tabla.

Tabla V.62 Índice de Shannon para comunidades zooplanctónicas del Proyecto.

Estaciones	H'	Estaciones	H'
1	1.39	10	1.13
2	1.63	13	1.08
3	1.43	14	1.27
4	1.86	16	1.78
5	1.50	18	1.51
6	0.71	20	0.9
7	0.76	21	1.26
8	1.72	22	1.01
9	1.16	23	1.15

Fuente: Elaboración propia.

Dominancia y diversidad de Simpson

Para evaluar la dominancia y jerarquización de la comunidad zooplanctónica se utilizó el índice de Simpson (D). Este índice presentó valores de dominancia bajos (D <0.05) que nos muestran la dominancia de una clase, en este caso de los copépodos. En las estaciones no se observó una tendencia de mayor jerarquización en alguna de las estaciones, al contrario, estuvieron presentes en las mismas proporciones las clases para cada estación.

Índice de equidad de Pielou

El promedio general del índice de equidad zooplanctónica entre las estaciones de muestreo fue de 0.71, lo cual representa valores normales de representatividad. Es decir, la zona se encuentra bien representada por las diversas clases que se identificaron.

- Conclusiones generales del estudio del fitoplancton y zooplancton.

  - Los estudios de diversidad de especies en el Golfo de México sitúan al Proyecto y el SAR en la zona Oeste-Suroeste que ha llegado a tener el registro de riqueza de 4,786 especies.

  - El fitoplancton tiene un papel trascendental en el funcionamiento de los ecosistemas marinos como productor primario que sustenta la producción secundaria de muchos otros organismos, desde el zooplancton, hasta peces e invertebrados de todos los niveles tróficos, es un factor clave en la bomba biológica, la fijación de carbono y la regulación climática, por ello que es factor ambiental se considera importante.

  - El zooplancton es fundamental en el reciclaje de la materia orgánica y el transporte del carbono orgánico desde la superficie hacia el fondo marino a través de una amplia variedad de mecanismos y contribuyen al funcionamiento de la bomba biológica y por lo tanto en la regulación del clima, por ello que es factor ambiental se considera importante.

  - Los invertebrados bentónicos purifican el agua, controlan la erosión costera, y ecológicamente son importantes por ser fuentes de alimento para numerosas especies y por lo tanto sustentan las redes tróficas. Tienen la capacidad de modificar las características del sedimento afectando a grupos de organismos más pequeños, ya que influyen sobre la sedimentación, cantidad y calidad de materia orgánica del fondo marino, por ello que es factor ambiental se considera importante.

  - La macrofauna (poliquetos y crustáceos) modifican el tamaño de las partículas del sedimento marino y mejoran su porosidad, lo crea hábitats para otros organismos.

- El Ictioplancton (huevos y larvas de peces) tiene un impacto económico para la pesca de los individuos adultos, por ello que es factor ambiental se considera importante.

- Los resultados presentados en este reporte no son determinantes para establecer una caracterización del fitoplancton, ya que se presentó un evento de florecimiento de la diatomea filamentosa *Hemiaulus hauckii*. Este evento no puede determinarse como permanente durante todo el año, o que esté no esté presente durante la misma temporada en otros años, debido a la falta de información documental sobre el comportamiento de la especie *Hemiaulus hauckii* en el noroeste del Golfo de México.

- Los florecimientos algales son eventos naturales que ocurren cuando se presentan las condiciones óptimas de crecimiento para algunos organismos. En este caso se presentaron las condiciones para que *Hemiaulus hauckii* incrementara su abundancia. Estas condiciones óptimas de crecimiento no se relacionan necesariamente con algún impacto antropogénico; pero si influyen en la presencia y abundancia de los grupos funcionales del fitoplancton y el zooplancton por su capacidad de generar biotoxinas.

- *Hemiaulus hauckii* es una diatomea-diazotrofa, es decir, están presentando una endosimbiosis con cianobacterias filamentosas (ver la siguiente figura). La presencia de esta especie es importante para el ciclo biogeoquímico por su capacidad de fijar el nitrógeno (diazotrofia), durante este proceso el nitrógeno disuelto en el agua (N_2) se convierte en amonio (NH_4^+) y posteriormente ocurre una incorporación en aminoácidos y proteínas en el medio marino; estas condiciones pueden ser favorables para algunas especies y para otras no, lo que condicionará su riqueza y abundancia futura.

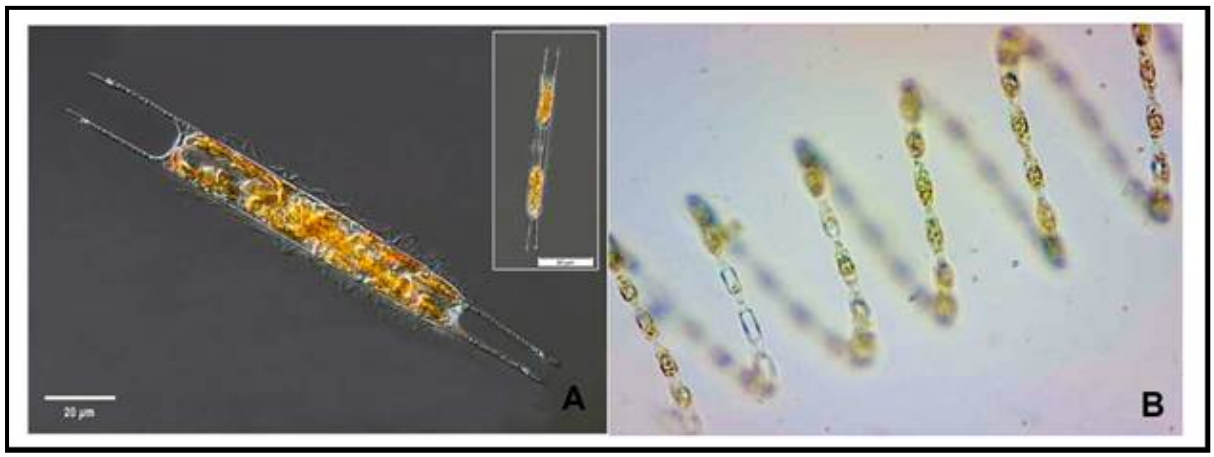


Figura V.27 Células individuales (A) y cadena de células de *Hemiaulus hauckii* (B).
Fuente: Elaboración propia.

- La diversidad, equidad y dominancia de las poblaciones planctónicas también se encuentran sujetas a los horarios en los que se tomen las muestras, ya que estos organismos se favorecen de las condiciones de luz y oscuridad.

- Se identificó una riqueza de 23 especies de fitoplancton, 19 pertenecientes al grupo de las diatomeas, 3 al grupo de dinoflagelados y 1 especie de cianobacterias. La presencia de las especies estuvo condicionada por el florecimiento *Hemiaulus hauckii*.

- La Abundancia relativa estuvo dominada por la especie *Hemiaulus hauckii* con el 95% y el resto con abundancias menores al 2%.

- El índice de dominancia tuvo valores de 1 para la especie *Hemiaulus hauckii* ya que en varias estaciones de muestreo fue la única especie presente y el resto de las especias el valor fue menor de 0.5.

- El índice de equidad promedio fue de 0.53 debido al florecimiento de *Hemiaulus hauckii*.

- Bajo condiciones normales, se hubiera esperado la presencia de cuando menos 13 especies de dinoflagelados, en comparación de las 3 especies encontradas y de los 2 géneros más abundantes de cianobacterias: *Synechococcus* y *Prochlorococcus*.

V.3.1.2.2 Bentos en área del Proyecto

Se llevó a cabo la caracterización del Bentos intersticial en el Proyecto cuyo reporte se encuentra como anexo a la MIA-R.

El Bentos se define como el conjunto de organismos que habita o se encuentra asociado al fondo de los cuerpos de agua. De acuerdo con su hábitat específico, tales organismos pueden clasificarse en hiperbentos (organismos con buena capacidad de nado que realizan migraciones verticales sobre el sustrato), epibentos (organismos que habitan sobre la superficie del sustrato) y endobentos (organismos que viven enterrados en el sustrato).

V.3.1.2.2.1 Resultados de la identificación de bentos

Los resultados de la identificación de bentos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla V.63 Resultados consolidados de la abundancia de organismos bentónicos.

Phylum	Clase	Orden	Familia	Genero	Especies	Especies	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	E14	E15	E16	E17	E18	E19	E20	E21	E22	E23
Mollusca	Gasteropoda	Caenogastropoda	Thiaridae	*Thiara*	*Thiara*	Thiara Roding, 1798																	1						
Mollusca	Gasteropoda		Pyramidellidae	*Longchaeus*	*Longchaeus suturalis*	Longchaeus suturalis (H. C. Lea, 1843)	2										2							1				1	1
Mollusca	Gasteropoda		Pyramidellidae	*Turbonilla*	*Turbonilla*	Turbonilla Risso, 1826	1								1		1			1								1	
Mollusca	Gasteropoda	Neogastropoda	Mangeliidae	*Stellatoma*	*Stellatoma stellata*	Stellatoma stellata (Stearns, 1872)															1								
Mollusca	Gasteropoda	Neogastropoda	Pisaniidae	*Hesperisternia*	*Hesperisternia multangulus*	Hesperisternia multangulus (Philippi, 1848)											1												
Mollusca	Gasteropoda	Neogastropoda	Columbellidae	*Cotonospsis*	*Cotonopsis lafresnayi*	Cotonopsis lafresnayi (P. Fischer & Bernardi, 1857)																						1	
Mollusca	Gasteropoda	Neogastropoda	Columbellidae	*Cotonospsis*	*Cotonopsis*	Cotonopsis Olsson, 1942									1												1	1	
Mollusca	Gasteropoda		Pyramidellidae	*Odostomia*	*Odostomia*	Odostomia J. Fleming, 1813										1								1					
Mollusca	Gasteropoda	Trochida	Trochidae	*Synaptocochlea*	*Synaptocochlea picta*	Synaptocochlea picta (d'Orbigny, 1847)							1			2													
Mollusca	Gasteropoda	Trochida	Trochidae	*Synaptocochlea*	*Synaptocochlea*	Synaptocochlea Pilsbry, 1890																			1				
Mollusca	Gasteropoda	Littorinimorpha	Eulimidae	*Niso*	*Niso aeglees*	Niso aeglees Bush, 1885						1			1														
Mollusca	Gasteropoda	Littorinimorpha	Eulimidae	*Hemiliostraca*	*Hemiliostraca auricincta*	Hemiliostraca auricincta (Abbott, 1958)									1										2				
Mollusca	Gasteropoda	Littorinimorpha	Caecidae	*Caecum*	*Caecum pulchellum*	Caecum pulchellum Stimpson, 1851									1														
Mollusca	Gasteropoda	Cephalaspidea	Tornatinidae	*Acteocina*	*Acteocina*	Acteocina J. E. Gray, 1847				1														1	1				
Mollusca	Bivalvia	Cardiida	Tellinidae	*Ameritella*	*Ameritella texana*	Ameritella texana (Dall, 1900)																		1					
Mollusca	Bivalvia	Cardiida	Tellinidae	*Tellina*	*Tellina*	Tellina Linneo, 1758	1	5	2	1	1		3	6	3	1	4	7	4	1		2	1	1		1	1	1	
Mollusca	Bivalvia	Cardiida	Tellinidae	*Tellidora*	*Tellidora cristata*	Tellidora cristata (Récluz, 1842)										2					1								
Mollusca	Bivalvia	Arcida	Glycymerididae	*Glycymeris*	*Glycymeris undata*	Glycymeris undata (Linnaeus, 1758)														1									
Mollusca	Bivalvia	Lucinida	Lucinidae	*Anodontia*	*Anodontia*	Anodontia Link, 1807											2		1		1			1					
	Bivalvia	Lucinida	Lucinidae	*Lucina*	*Lucina*	Lucina Bruguière, 1797			1																				
	Bivalvia	Nuculanida	Nuculanidae	*Nuculana*	*Nuculana concentrica*	Nuculana concentrica (Say, 1824)	1						2																
	Bivalvia		Lyonsiidae	*Lyonsia*	*Lyonsia sp*	Lyonsia W. Turton, 1822										2													
	Bivalvia		Lyonsiidae	*Lyonsia*	*Lyonsia sp2*	Lyonsia W. Turton, 1822																		1					
	Bivalvia	Venerida	Veneridae	*Lirophora*	*Lirophora latilirata*	Lirophora latilirata (Conrad, 1841)										1													
Mollusca	Bivalvia	Venerida	Veneridae	*Callista*	*Callista*	Callista Poli, 1791													3		2								
	Bivalvia	Venerida	Veneridae	*Gouldia*	*Gouldia cerina*	Gouldia cerina (C. B. Adams, 1845)			1																				
	Bivalvia	Myida	Corbullidae	*Corbula*	*Corbula*	Corbula Bruguière, 1797		1	1	1			1	1		1	1	1	1	2	1				1			2	
	Bivalvia	Mytilida	Mytilidae	*Geukensia*	*Geukensia*	Geukensia Van de Poel, 1959																						1	
	Scaphopoda		Dentalium	*Dentalium*	*Dentalium*	Dentalium Linnaeus, 1758			2	2		2	1	5			2	4	1					1		1	2		
	Scaphopoda	Gadilida	Entalinidae	*Entalina*	*Entalina*	Entalina Monterosato, 1872		1	3	5	1	6	16	6	2	5	9	14	3	1	8		1	8	4		1	5	
	Malacostraca	Decapoda	Axiide		*Axiidae*	Axiidae Huxley, 1879					1										1								
	Malacostraca	Decapoda	Phinnotheridae		*Pinnotheridae*	Pinnotheridae De Haan, 1833					1																		
	Malacostraca	Decapoda	Raninoidea	*Raninoides*	*Raninoides sp*	Raninoides H. Milne Edwards, 1837																		1					
Arthropoda	Malacostraca	Amphipoda	Aoridae	*Bemlos*	*Bemlos sp*	Bemlos Shoemaker, 1925	1						1																
	Malacostraca	Amphipoda	Corophiidae		*Corophiidae*	Corophiidae Leach, 1814	1				1																		
	Malacostraca	Amphipoda	Phoxocephalidae	*Torridoharpinia*	*Torridoharpinia*	Torridoharpinia Barnard & Karaman, 1982											1			1									
	Malacostraca	Amphipoda	Phoxocephalidae		*Phoxocephalidae*	Phoxocephalidae G.O. Sars, 1891						1					1												

Fuente: Elaboración propia.

Phylum	Clase	Orden	Familia	Genero	Especies	Especies	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	E14	E15	E16	E17	E18	E19	E20	E21	E22	E23
	Malacostraca	Amphipoda	Ampelliscidae	*Ampelisca*	*Ampellisca sp.*	Ampelisca Krøyer, 1842	1	5	2	1	1	3		1	1	2	1	2	1					3	1	1			
	Malacostraca	Amphipoda	Caprellidae	*Caprella*	*Caprella*	Caprella Lamarck, 1801										1													
	Malacostraca	Amphipoda	Leucothoidae	*Leucothoe*	*Leucothoe*	Leucothoe Leach, 1814										1													
	Malacostraca	Tanaidacea	Leptcheliidae	*Leptochelia*	*Leptochelia*	Leptochelia Dana, 1849 sp.	2	2	1	3	1	3					1	4	1					1		3		1	
	Malacostraca	Cumacea	Nannasticidae	*Cumella*	*Cumella sp*	Cumella G.O. Sars, 1865						1																	
	Malacostraca	Isopoda	Hyssuridae	*Hyssura*	*Hyssura sp*	Hyssura Norman & Stebbing, 1886	3			2	1		1	2	1			2	2			1	3	1	1	3		3	1
	Malacostraca	Mysida			*Mysida*	Mysida Boas, 1883						1																	
	Polychaeta	Phyllodocida	Glyceridae		*Glyceridae*	Glyceridae Grube, 1850					2																		
	Polychaeta	Phyllodocida	Goniadidae		*Goniadidae*	Goniadidae Kinberg, 1866				1							1												
	Polychaeta	Phyllodocida	Goniadidae		*Goniada*	Goniada Audouin & H Milne Edwards, 1833	2		3																				
	Polychaeta	Phyllodocida	Hesionidae		*Hesionidae*	Hesionidae Grube, 1850					1		1																
	Polychaeta	Phyllodocida	Nepthydae		*Neptydae*	Neptydae												1	1		1								
	Polychaeta	Phyllodocida	Phyllodocidae		*Phyllodocidae*	Phyllodocidae Örsted, 1843	3			1																			
	Polychaeta	Phyllodocida	Nereididae		*Nereididae*	Nereididae Blainville, 1818			1		1	1		2		1	1				1					1			
	Polychaeta	Terebellida	Terebellidae		*Terebellidae*	Terebellidae Johnston, 1846	3			2			1							1	1							1	1
	Polychaeta	Terebellida	Flabelligeridae		*Flabelligeridae*	Flabelligeridae de Saint-Joseph, 1894				1																			
	Polychaeta	Terebellida	Cirratulidae		*Cirratulidae*	Cirratulidae Ryckholt, 1851	4		6		10				1	5	1			6		1		1		3			
	Polychaeta	Amphinomida	Euphrosinidae	*Euphrosine*	*Euphrosine sp.*	Euphrosine Lamarck, 1818			1																				
Annelida	Polychaeta		Maldanidae		*Maldanidae*	Maldanidae Malmgren, 1867	2	1	2		17				1	13		6	1	1		3		5	1		2	1	
	Polychaeta		Magelonidae		*Magelonidae*	Magelonidae Cunningham & Ramage, 1888		3																					
	Polychaeta	Eunicida	Lumbrineridae		*Lumbrinidae*	Lumbrineridae Schmarda, 1861	4	2	6	21	11	10	11	6		1	1	18	5	9	2		11	3	25	4	1	11	
	Polychaeta		Cossuridae		*Cossuridae*	Cossuridae Day, 1963			3				1			5						4				1			
	Polychaeta	Spionida	Spionidae		*Spionidae*	Spionidae Grube, 1850	5			8	8	8	2	1	5	7	12	15	8	6	1	4	11		9	9	8	11	9
	Polychaeta		Paraonidae		*Paraonidae*	Paraonidae Cerruti, 1909			3		4																		
	Polychaeta	Sabellida	Sabellidae		*Sabellidae*	Sabellidae Latreille, 1825	2				3	2		2		1		2											1
	Polychaeta		Opheliidae	*Ophelina*	*Ophelina*	Ophelina Örsted, 1843								1												2			
	Polychaeta		Capitellidae		*Capitellidae*	Capitellidae Grube, 1862			8	5		1	1	1		2					1		3		2	1			
	Sipuncula		Golfingiidae	*Golfingia*	*Golfingia*	Golfingia Lankester, 1885			1							4													
	Sipuncula		Apionsoma		*Apiosoma*	Apionsoma Sluiter, 1902											1												
	Sipuncula	Sipuncula	Golfingiidae	*Phascolion*	*Phascolion*	Phascolion Théel, 1875											1					1							
	Sipuncula				*Sipuncula*	Sipuncula; Rafinesque, 1814	4	2		4	5	5	2	7	4	4		1	1	5			4		1			2	
Echinodermata	Ophiurodea	Amphilepidida	Amphiuridae	*Amphiura*	*Amphiura sp*	Amphiura Forbes, 1843sp								1															
	Ophiurodea	Ophiacanthida	Ophiacanthidae	*Ophiacantha*	*Ophiacantha*	Ophiacantha Müller & Troschel, 1842				1	1					1							1		1		1		
Bryozoa					*Briozoa*	Briozoa; Nitsche, 1869			3	1			1	1		1				1							1	3	
Nematoda					*Nematoda*	Nematoda; Rudolphi, 1808			1	1	2	2						5	1		1		1			1			1
Nemertina					*Nemertina*	Nemertina; Schultze, 1851			1		2					4													
Phatyhelminthes	Rhabditophora	Polycladida			*Polycladida*	Polycladida, Lang,1884															2								
Arthropoda	Ostracoda				*Ostracoda*	Ostracoda; Latreille, 1802				1		1	2			1	1	1										1	
	Copepoda				*Copepoda*	Copepoda H. Milne-Edwards, 1840																	1						
Mollusca	Bivalvia				Larva bivalvo NI	Larva bivalvo NI										1		1									1		
Bryozoa			Cupuladriidae		*Cupuladriidae*	Cupuladriidae Lagaaij, 1952			4				3			1	3		3	2								

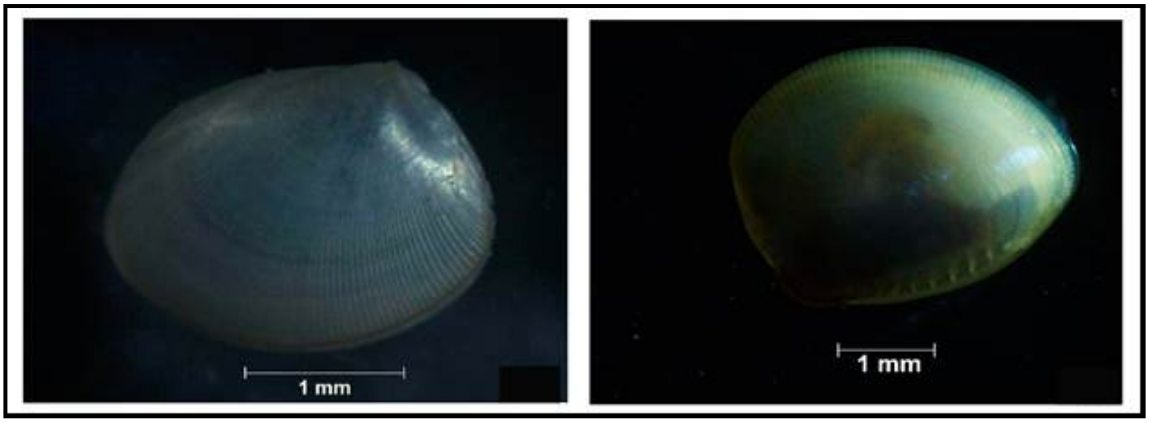
Fuente: Elaboración propia.

- Especies dominantes y atributos ecológicos

De conformidad con la frecuencia de aparición en cada una de las muestras por estación de muestreo, así como a los valores de abundancia de individuos por especie, se identificaron cuatro especies dominantes, dos moluscos y dos anélidos, las cuales se describen a continuación.

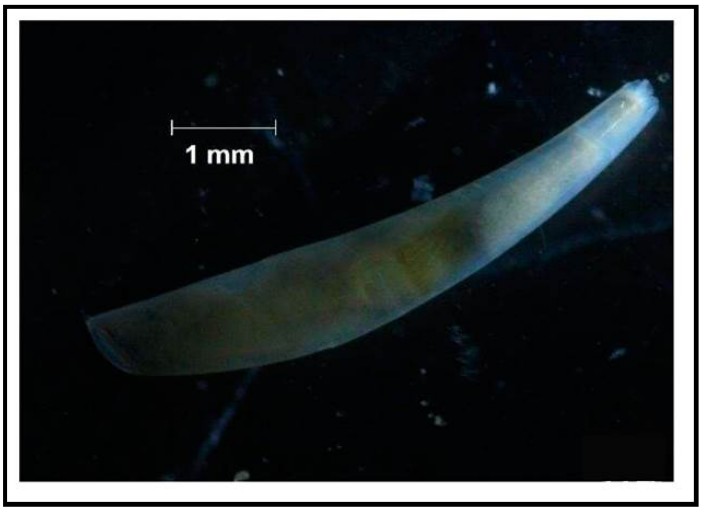
Moluscos

*Tellina (*Linneo, 1758). Especie de almeja común en los fondos blandos del Golfo de México. Se registraron especímenes de talla pequeña en 19 de las estaciones muestreadas, como muestra en la siguiente fotografía.



Fotografía V.1 Ejemplares de Tellina (Linneo, 1758).
Fuente: Elaboración propia.

Entalina monterosato (diente de elefante) que se muestra en la siguiente fotografía. Especie de escafópodo común en fondos limo-arcillosos. Se registró en 19 de las estaciones con abundancias que suman un total de 99 individuos.



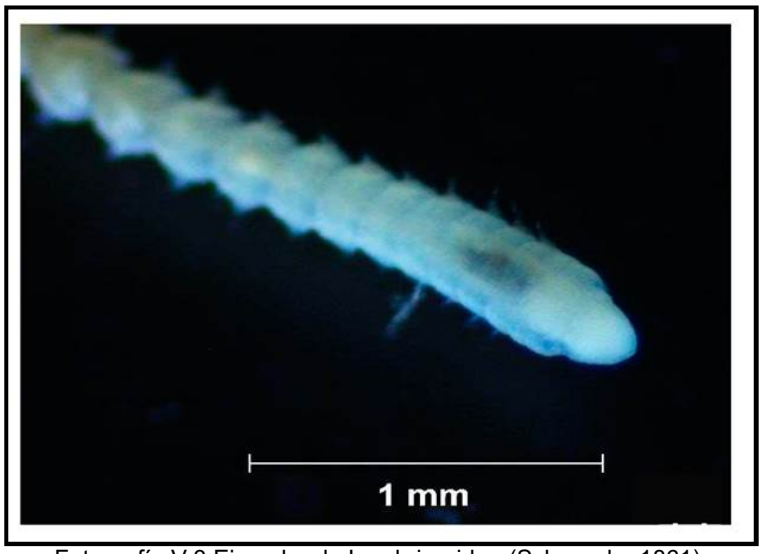
Fotografía V.2 Ejemplar de Entalina monterosato.
Fuente: Elaboración propia.

Anélidos

Lumbrineridae (Schmarda, 1861) representada en la siguiente fotografía. Gusanos poliquetos abundantes en todo el mundo, particularmente en ambientes de fondos blandos arcillosos, sus registros dentro del Golfo de México también son abundantes.

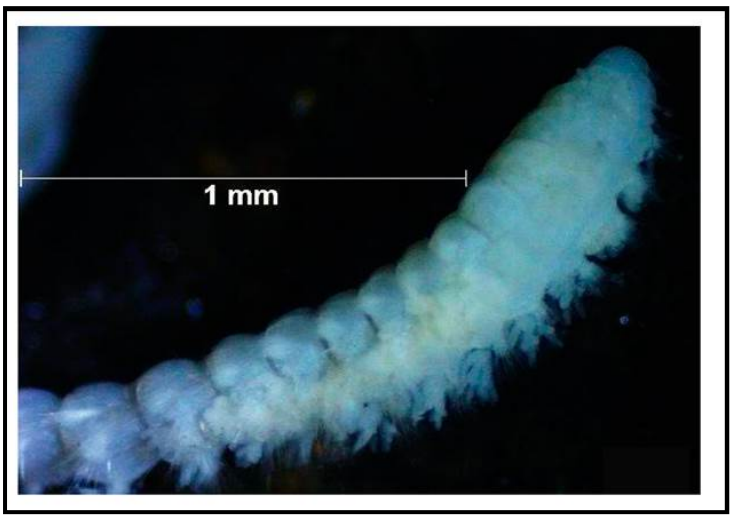
La mayoría de los lumbrinéridos son carnívoros y se alimentan de animales vivos y muertos. Por lo general, excavan en sedimentos arenosos y fangosos, arrastrándose sin construir madrigueras permanentes. Son indicadores de fondos con altos contenidos de materia orgánica.

Esta es la especie más abundante recolectada en 20 de las 23 estaciones, con una abundancia total de 162 individuos.



Fotografía V.3 Ejemplar de Lumbrineridae (Schmarda, 1861).
Fuente: Elaboración propia.

Spionidae (Grube, 1850) ver la siguiente fotografía. La familia Spionidae es una de las familias de poliquetos más abundantes y diversificadas de las áreas sublitorales. Se distribuye en todos los mares y océanos del mundo y muchas de sus especies se consideran cosmopolitas. Algunos espiónidos son capaces de alimentarse en la interfase suelo-agua; es decir, cambiar entre alimentación en depósito y en suspensión.



Fotografía V.4 Ejemplar de Spionidae (Grube, 1850).
Fuente: Elaboración propia.

Índices ecológicos

La cantidad total de muestras analizadas fue de 23, de las cuales se pudieron separar un total de 972 individuos pertenecientes a ocho diferentes phylum, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla V.64 Individuos identificados por phylum y su abundancia total.

Phylum	Cantidad de individuos
Anélidos	566
Artrópodos	101
Briozoarios	28
Equinodermos	7
Moluscos	245
Nemátodos	16
Nemertinos	7
Platelmintos	2
Abundancia total	**972**

Fuente: Elaboración propia.

Diversidad biológica

A continuación, se muestran los valores calculados de los principales indicadores de diversidad biológica, haciendo énfasis en el Índice de Shannon-Weiner y los valores de Dominancia de Simpson y Equidad de Pielou:

1. Shannon-Weiner = H´= 3.187

2. Margalef, DMg = 11.193

3. Simpson (D):

$$\mathbf{D= S\ (N(N-1))/n(n-1) = 13.284}$$
$$\mathbf{D= S\ 1/(n/N)^2 = 13.118}$$
$$\mathbf{D= 1 - (S\ n(n-1)/(N(N-1))) = 0.925}$$

H max = Ln (S) = 4.357

Equidad (E); E= H/Hmax = 0.732

Índice de dominancia de Simpson

$$\mathbf{D= S\ n(n-1)\ /(N(N-1)) = 0.075}$$
$$\mathbf{D= S\ (n/N)^2 = 0.076}$$

V.3.1.2.2.2 Conclusiones de la caracterización de bentos

La importancia de los organismos bentónicos, que ocurren a lo largo de todo el gradiente batimétrico, desde la zona litoral hasta la zona abisal; se debe a su papel en los procesos primarios como son los ciclos biogeoquímicos, encontrándose estrechamente vinculados al reciclaje de materiales en la interfase agua –sedimento (Ortiz et al., 2016).

Con base en los índices ecológicos calculados, se puede afirmar que el área bajo estudio presenta una alta diversidad de invertebrados bentónicos (H´ ≈ 3), asociada con valores de dominancia muy bajos D ≈ 0.

Respecto al valor de Equidad, la cual mide la proporción de la diversidad observada con relación a la máxima diversidad esperada (Hmax), su valor va de 0 a 1, donde 1 corresponde a situaciones donde

todas las especies son igualmente abundantes y el 0 señala la ausencia de uniformidad. Es decir, el valor calculado de 0.732 para la zona de estudio, indica que existe homogeneidad en cuanto a la abundancia de todas las especies o, dicho de otra manera, existen pocas especies, pero abundantes individuos representativos de cada una de ellas.

En el caso que nos ocupa, son cuatro las especies que cumplen con lo anterior: una almeja, un escafópodo y dos poliquetos, con abundancias por arriba de los 100 individuos. El resto de las especies (19), presentó abundancias en el intervalo de 1 a 56 individuos.

Los resultados obtenidos denotan características típicas de un ecosistema bentónico sano, dentro de los parámetros típicos reportados para el Golfo de México.

V.3.1.2.3 Estudio de caracterización de la Ictiofauna

Durante los muestreos en campo, no se identificaron organismos de la ictiofauna.

V.3.1.2.4 Fauna Marina a nivel bibliográfico

Con la finalidad de identificar a la fauna marina que tiene presencia potencial dentro del SAR, se procedió a realizar la búsqueda de información bibliográfica especializada (Informe final SNIB-CONABIO proyecto No. H128. México, D.F; así como la depuración de los registros publicados en Naturalista, Enciclovida y GBIF; Comisión nacional para el conocimiento y uso de la biodiversidad. Estudio taxonómico y zoogeográfico de áreas selectas de peces marinos en Laguna Madre y Costas de Tamaulipas, Veracruz y Campeche, México. Versión 1.9. Comisión nacional para el conocimiento y uso de la biodiversidad.

Una vez obtenidos los registros, se hizo una verificación de la taxonomía y sinonimia vigente.

Ya verificada la taxonomía, se elaboró el listado de las 261 especies de la fauna marina, la totalidad de ellas nativas del Golfo de México.

Ninguna de las especies listadas se encuentra en CITES.

Del estatus de protección de las especies potencialmente presentes en el SAR, citadas en la NOM-059-SEMARNAT-2011; se encuentran Ictiobus bubalus (carpa boquín) Amenazada y Herichthys steindachneri (mojarra del ojo frío) Protección especial y en UICN, bajo diversas categorías, se encuentran 180 especies.

La Fauna Marina con distribución potencial en el SAR y con estatus de conservación, se considera un factor importante.

V.3.1.2.5 Susceptibilidad de riesgos para el Proyecto por:

V.3.1.2.5.1 Terremotos (sismicidad) en el Proyecto

Se ingresó al Sistema Sismológico Nacional en su página web (http://www.ssn.unam.mx/) para hacer la búsqueda en el catálogo de sismos (http://www2.ssn.unam.mx:8080/catalogo/) de los epicentros de registrados en un área de 200 km del punto central del Proyecto y el resultado fue que no existen eventos registrados en área desde el año 1900 al 02 de noviembre de 2022.

Es importante mencionar, que por su ubicación geográfica, el Proyecto colinda en tierra con el Estado de Tamaulipas, Región catalogada como de bajo riesgo, según el nivel de peligrosidad sísmica en México, tal y como se muestra en la siguiente figura.

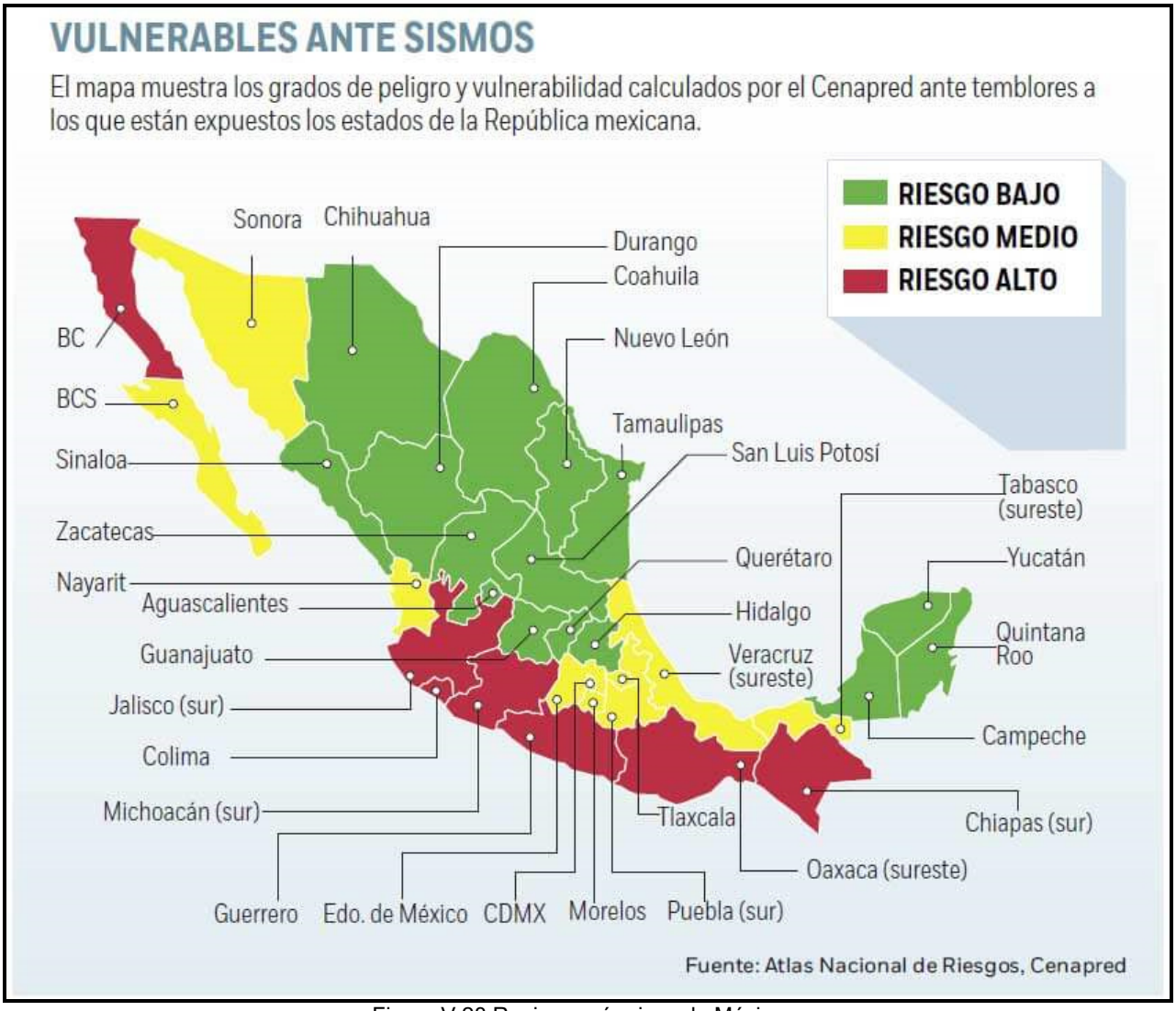


Figura V.28 Regiones sísmicas de México
Fuente: Atlas Nacional de Riesgos, CENAPRED.

V.3.1.2.5.2 Corrimientos de tierra en el Proyecto

No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México.

V.3.1.2.5.3 Derrumbamientos o hundimientos en el Proyecto

No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México.

V.3.1.2.5.4 Inundaciones (historial de 10 años) en el Proyecto

No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México.

V.3.1.2.6 Pérdidas de suelo debido a la erosión en el Proyecto

No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México.

V.3.1.2.7 Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos y erosión en el Proyecto

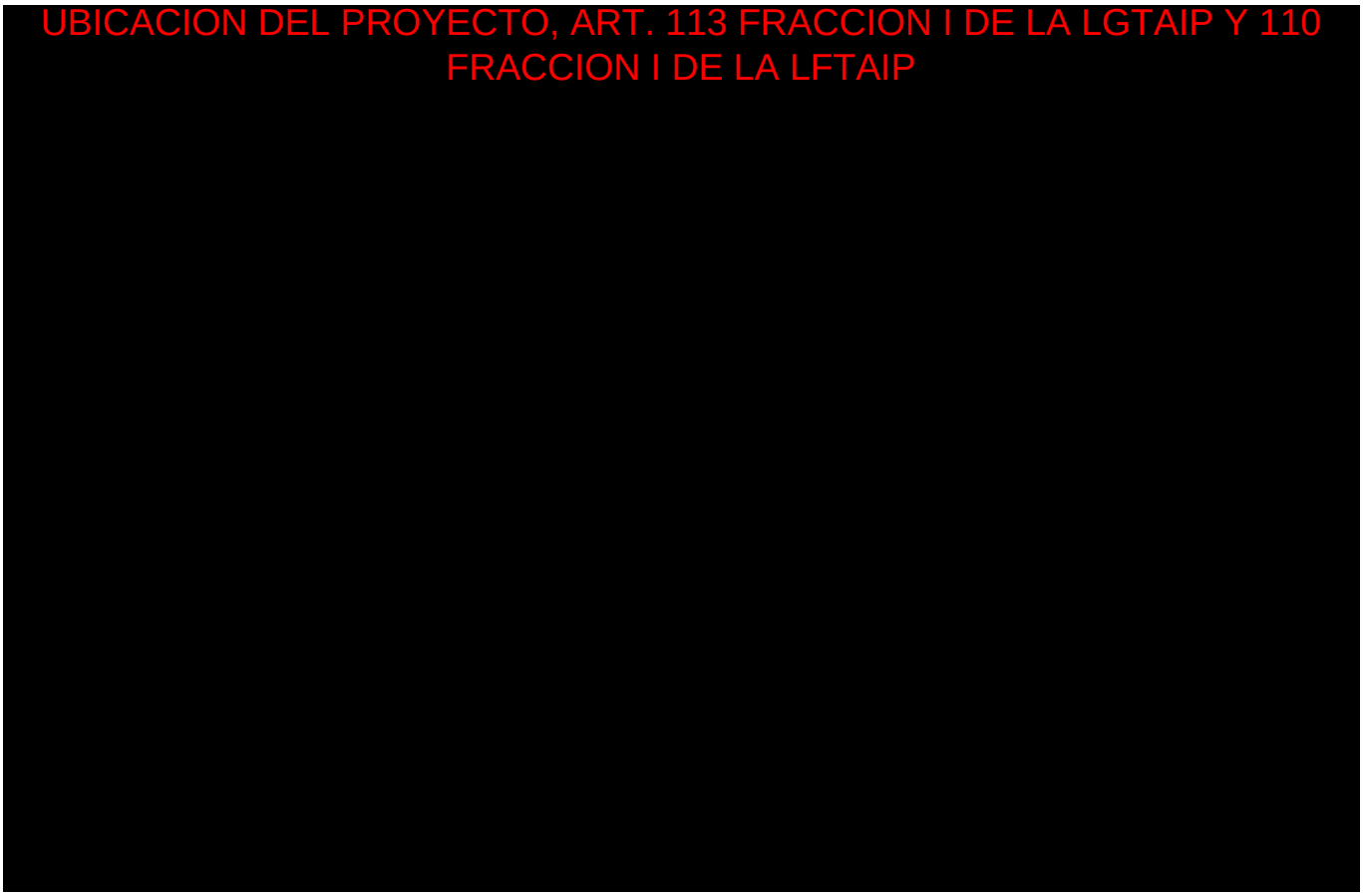
No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial de México.

V.3.1.2.8 Riesgos radiológicos en el Proyecto

No existe información sobre otros efectos meteorológicos adversos en el Proyecto.

V.3.1.2.9 Huracanes en el Proyecto

Los únicos fenómenos climatológicos que han cruzado en un radio de 20 km (con punto central en el Proyecto), se muestran en la siguiente figura.



En la siguiente tabla se indican los principales datos de los fenómenos meteorológicos extremos antes indicados.

Tabla V.65 Fenómenos meteorológicos extremos en un radio de 20 km del Proyecto.

Nombre	Año	Categoría
Eight	2013	Depresión Tropical
Keith	2000	Huracán categoría 1
Sin nombre	1997	Depresión Tropical
Greta	1970	Tormenta Tropical
Fern	1967	Huracán categoría 1
Hilda	1955	Huracán categoría 3
Gladys	1955	Huracán categoría 1

Nombre	Año	Categoría
Charlie	1951	Huracán categoría 4
Sin nombre	1936	Huracán categoría 1
Sin nombre	1934	Huracán categoría 1
Sin nombre	1933	Huracán categoría 2
Sin nombre	1924	Tormenta Tropical
Sin nombre	1921	Huracán categoría 1
Sin nombre	1855	Tormenta Tropical
Sin nombre	1851	Huracán categoría 1

Fuente: https://coast.noaa.gov/hurricanes/#map

V.3.1.2.9.1 Otros efectos meteorológicos adversos (inversión térmica, niebla, etc.) en el Proyecto

No existe información sobre otros efectos meteorológicos adversos en el Proyecto.

V.3.1.2.10 Zonas Vulnerables de Población: Casas, poblaciones, escuelas, hospitales, centros comerciales, templos, unidades habitacionales de alta densidad, parques, etc.

No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México.

V.3.1.2.11 Componentes ambientales: Cuerpos de agua, áreas naturales protegidas de carácter federal, estatal o municipal, regiones hidrológicas prioritarias, regiones marinas prioritarias, regiones terrestres prioritarias, áreas de importancia para la conservación de aves, sitios Ramsar

V.3.1.2.11.1 Áreas de interés Ambiental

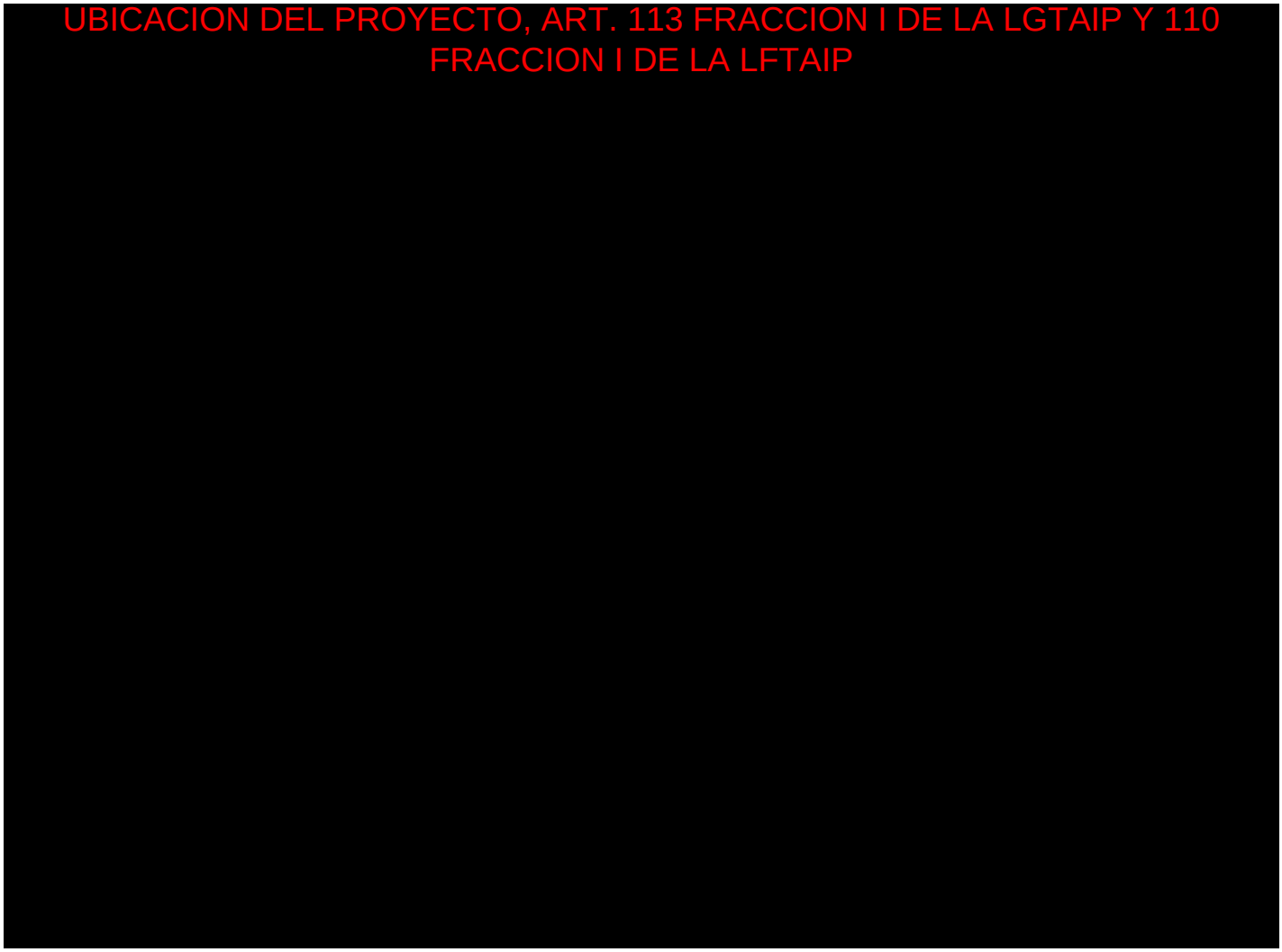
- Regiones Prioritarias de la CONABIO

Estas Regiones se establecieron con el fin de optimizar los recursos financieros, institucionales y humanos en materia de conocimiento de la biodiversidad en México. La CONABIO, entre otras instituciones gubernamentales y no gubernamentales, ha impulsado un programa de identificación de regiones prioritarias para la biodiversidad, estas son: regiones terrestres prioritarias RTP, regiones marinas prioritarias RMP, regiones hidrológicas prioritarias

RHP y áreas de importancia para la conservación de las aves AICAS, para los cuales, mediante talleres de especialistas, se definieron las áreas de mayor relevancia en cuanto a la riqueza de especies, presencia de organismos endémicos y áreas con un mayor nivel de integridad ecológica, así como aquéllas con mayores posibilidades de conservación en función a aspectos sociales, económicos y ecológicos. Por otro lado, derivado de la geomorfología y fisiografía de la línea de costa en la región se encuentran algunos humedales, uno de ellos que es el más cercano al Proyecto ubicado a 16.46 km al oeste, es considerado como humedal prioritario para aves acuáticas, el denominado Humedal Laguna de San Andrés por Ducks Unlimites de México (DUMAC).

Atendiendo a lo anterior, el Proyecto únicamente incide en los límites establecidos para una Región Marina Prioritaria establecida por la CONABIO, la Región Marina Prioritaria (RMP) No. 46 denominada Laguna San Andrés.

Lo anterior puede observarse más claramente en el siguiente mapa, el cual se encuentra en el Anexo Técnico ANX-TEC-05 Regiones Marinas Prioritarias.



V.3.1.2.12 Infraestructura vial (carreteras y ferrocarril) e industrial (ductos, líneas de alta tensión y plantas industriales)

No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México.

V.3.1.2.13 Uso de suelo: habitacional, industrial, comercial, agrícola, pecuario y forestal

No aplica al Proyecto debido a que se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México.

V.3.1.2.14 Proximidades con zonas vulnerables

Se llevó a cabo la evaluación del Proyecto y su proximidad a:

- Proximidad del Proyecto con zonas vulnerables de población para un radio de 500 m.
- Proximidades del Proyecto con componentes ambientales para un radio de 500 m.
- Proximidades del Proyecto con infraestructura para un radio de 500 m.
- Uso de suelo para un radio de 500 m.

El Proyecto se ubica en el Mar Territorial del Golfo de México y en un radio de 500 m, no existen zonas vulnerables de población, componentes ambientales, infraestructura y lo único que existe es mar abierto.

V.4 Análisis y Evaluación de Riesgos

El Estudio de Riesgo incluye la identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo donde se utilizaron las metodologías para este tipo de proyectos. Se llevaron a cabo la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos del Proyecto de manera exhaustiva, considerando lo que se indica en los apartados siguientes.

V.4.1 Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo

El análisis preliminar de peligros se realizó mediante la utilización de una metodología acorde con las características del Proyecto y justificada, donde identificaron de manera preliminar los peligros y amenazas del Proyecto, reconociendo las sustancias Peligrosas, condiciones y posibles peligros que conlleven la utilización de una determinada tecnología

En el Anexo Técnico ANX-TEC-06 se presenta la información generada como resultado de la aplicación de la metodología seleccionada (HAZOP) para el Análisis Preliminar de Peligros tal como las hojas de trabajo de la metodología y los criterios aplicados, entre otros acordes a la metodología empleada.

El personal que realizó la identificación de peligros y jerarquización de Escenarios de Riesgo cuenta con conocimiento y experiencia suficiente en las metodologías empleadas y en el Sector Hidrocarburos, especialmente en el área operativa.

V.4.1.1 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares

A continuación, en la Tabla V.66 se presenta un breve concentrado de la información disponible en internet, sobre accidentes e incidentes ocurridos (nacionales e internacionales), en la operación de manejo de gas natural en proyectos similares y, en su caso, aquellos ocurridos en sus instalaciones, proporcionando el año, ciudad y/o país, el tipo de instalación y sustancia involucrada, tipo de evento, las causas, el nivel de afectación y las acciones realizadas para su atención.

Tabla V.66 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares.

Año	Ciudad País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
1965	Canvey Island, Essex, RU	Terminal de importación	GNL	Incendio	Se derramó una pequeña cantidad de GNL de un tanque durante las operaciones de mantenimiento. El derrame se inflamó y un trabajador sufrió quemaduras graves.	Daños leves	Se controla fuga.
1968	Portland, OR, EEUU	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio	Cuatro trabajadores que se encontraban dentro de un tanque de almacenamiento de GNL sin terminar murieron cuando el gas natural de un ducto en el que se estaban realizando pruebas de presión inadvertidamente ingresó al tanque como resultado de aislación inadecuada y luego se incendió.	Daños materiales y humanos	El tanque se dañó a tal punto que fue imposible repararlo. Ni el tanque ni la planta de proceso habían comenzado sus operaciones al momento en que ocurrió el accidente.
1972	Montreal, CAN	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio	Un incendio en un tanque de almacenamiento de GNL de un diseño muy particular causó que el techo de dicho tanque colapsara, ocasionando la muerte de 40 trabajadores que estaban remendando orificios en el revestimiento	Daños materiales y humanos	La rápida combustión del revestimiento inflamable y del aislante y/o la formación de bolsas de gas natural causó un rápido aumento de la presión interna.

Año	Ciudad País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
					no metálico del tanque. Al momento en que ocurrió este accidente, el tanque había estado fuera de servicio durante aproximadamente 11 meses y los trabajadores habían estado trabajando dentro del tanque por 3 meses.		
1973	Staten Island, NY	Terminal de almacenamiento	GNL	Explosión	Supuestamente, el tanque se había drenado por completo diez meses antes, pero se produjo una ignición, lo que provocó que se elevara una columna de gas en combustión. el tanque tenía un revestimiento de poliuretano, lo que permitía que el gas quedara atrapado dentro del revestimiento incluso después del líquido había sido drenado.	Daños humanos	Después de que los investigadores sugirieron que el tanque pudo haber sido saboteado, dos trabajadores de TETCo confesaron haber roto el revestimiento para extender la duración de sus trabajos y fueron despedidos. TETCo fue acusado de 40 cargos de homicidio negligente en 1974.
1977	Arzew, AR	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio	Un trabajador en la planta CAMEL murió congelado al ser rociado con el GNL que salía del cuerpo de una válvula con una ruptura encima de un tanque de almacenamiento en tierra. La emisión de GNL fue de aproximadamente 1,500 a 2,000 $m^{3,}$ pero el vapor de gas resultante no se encendió.	Daños materiales y humanos	El cuerpo de la válvula que tenía la ruptura estaba construido de aluminio fundido. Prácticamente todas las válvulas grandes del proceso criogénico en las instalaciones de GNL ahora se construyen de acero inoxidable.
1979	Cove Point, MD, EEUU	Terminal de almacenamiento	GNL	Explosión	Los sellos defectuosos de un conducto eléctrico permitieron que el vapor de GNL se desplazara de una bomba encajonada al edificio donde se encontraba la conexión eléctrica. El gas natural que quedó confinado dentro de dicho edificio explotó cuando un trabajador de planta accionó un interruptor para detener la bomba. Murieron dos trabajadores.	Daños humanos	Como resultado de este accidente, se modificó el Código de Electricidad Nacional de los Estados Unidos (U.S. National Electric Code) (NFPA 70) para evitar que se repita este tipo de accidentes.
1983	Bontang, IND	Terminal de importación	GNL	Incendio	La columna de licuefacción principal (el gran intercambiador de calor vertical acorazado) en el Tren C se rompió a raíz de excesiva presión interna durante la puesta en marcha después de un paro programado para realizar actividades de mantenimiento. Murieron tres trabajadores por la metralla de la columna. Se apagó el incendio subsecuente en unos 30	Daños materiales y humanos	En las terminales de importación de GNL no se utilizan grandes intercambiadores de calor acorazados como el que estuvo implicado en este accidente.

Año	Ciudad País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
					minutos. Se produjo una combinación de la obstrucción de la línea de purga del agua (por error humano) y las fugas internas y esto causó una sobrepresurización del revestimiento.		
1984	Cleveland, OH, EEUU	Planta GNL	GNL	Incendio	Colapsó un tanque de almacenamiento de GNL de un diseño muy particular. Debido a la falta de estructuras de diques adecuadas, el GNL se esparció por una zona extensa. El GNL y su respectivo vapor fluyeron por la calle y por el sistema de alcantarillado y hasta encontrar una fuente de ignición. Varios incendios y deflagraciones (en el sistema de alcantarillado y en las casas que estaban conectadas al mismo) causaron la muerte de 133 personas (incluidos 50 empleados de la East Ohio Gas Company). Otras 225 personas fueron hospitalizadas.	Daños materiales y humanos	El tanque interno del tanque de almacenamiento que falló estaba construido con acero-níquel al 3.5 por ciento. Según el análisis que siguió al accidente, esta aleación no posee ductilidad suficiente a bajas temperaturas. Asimismo, la instalación no contaba con diques adecuados para este tanque de GNL ni para los otros tres.
1985	Pinson, AL, EEUU	Terminal de almacenamiento	GNL	Explosión	Las soldaduras de una "placa de conexión" de 8 ¼ pulgadas por 12 en un tanque de aluminio (3 pies de diámetro por 7 de alto) fallaron mientras el tanque estaba recibiendo el GNL que se estaba drenando de la cámara de frío de licuefacción. La plancha fue disparada a un edificio en el que se encontraban la sala de control, la sala de calderas y las oficinas. Algunas de las ventanas de la sala de máquinas estallaron hacia adentro y el gas natural que escapaba del tanque defectuoso ingresó al edificio y se encendió. Seis trabajadores resultaron heridos.	Daños materiales y humanos	Implementación de programa de pruebas no destructivas, y radiografiado de soldaduras.
1989	Thurley, RU	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio	Mientras se enfriaban los vaporizadores en preparación para despachar gas natural, se abrieron las válvulas de drenaje ubicadas en la parte inferior. Una de estas no se cerró cuando arrancaron las bombas y el GNL ingresó a los vaporizadores. En consecuencia, se liberó el GNL a la atmósfera como un chorro de alta presión. La nube de gas resultante se encendió unos 30	Daños materiales y humanos	Se cree que la fuente de ignición fue la luz piloto en uno de los vaporizadores de combustión sumergidos.

Año	Ciudad País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
					segundos después del comienzo de la emisión. El incendio fugaz abarcó una zona de unos 40 metros por 25. Dos operadores recibieron quemaduras en el rostro y en las manos.		
2004	Skikda, ARG	Terminal de almacenamiento	GNL	Fuga, Incendio y explosión	Una emisión de fluido inflamable dentro de uno de los trenes de licuefacción, resulto en explosión e incendio. El origen de la fuga aún se desconoce, pero se piensa que la fuente de ignición fue un calentador localizado en el tren 40 y 30. La ignición de la nube de gas flamable dentro del calentador causo una explosión dentro de este y segundos más tarde se presentaron explosiones más severas entre los trenes 40 y 30. Los trenes 40, 30 y 20 resultaron severamente dañados. Los edificios de mantenimiento y seguridad y control de incendios ubicados a un lado del tren 40 fueron destruidos, así como el cuarto de control de los trenes 40,30 y 20. El número de muertos fue de 27 y otras 74 personas resultaron lesionadas. Estas 97 personas eran trabajadores de la planta. La mayoría de las lesiones fueron causadas por las ondas de sobrepresión y los pedazos de vidrio que fungieron como proyectiles, no por quemaduras. De las 74 personas que no recibieron lesiones fatales, 42 de ellas fueron tratadas y rehabilitadas exitosamente.	Daños materiales y humanos	Los cuatro tanques de almacenamiento de GNL, no resultaron dañados por el incendio o la explosión.
2004	Fedje, NOR	Terminal de almacenamiento	GNL	Incidente	Un buque tanque de GNL cargado con una tripulación de 14 hombres, quedó a la deriva al oeste de Fedje, en la costa oeste de Noruega, al norte de Bergen. Los motores del buque se habían detenido, y las anclas fueron inútiles debido a un tiempo tormentoso. Los remolcadores recién llegaron al buque cuando este estaba a sólo 30 metros de golpear contra las rocas. Había viento y dado las malas condiciones meteorológicas en la zona.	Daños materiales	Se hicieron los preparativos para evacuar a las 800 personas que viven en la isla de Fedje, por temor a que el buque explotara.

Año	Ciudad País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
2006	Savannah GA, EEUU	Terminal de importación	GNL	Fuga	Un desastre se evitó al controlar el derrame de un Buque Cisterna de gas licuado natural en el sur de la isla de Elba se separó de sus amarras y se alejó del muelle.	Daños materiales	El muelle fue cerrado durante unas 36 horas mientras que los representantes de la Guardia Costera y un ingeniero de GNL de la Comisión Federal Reguladora de Energía, investigó el incidente. Este accidente casi cierra las importaciones de GNL en Elba.
2010	Everett, MA, EE. UU.	Transportación	GNL	Incidente	El metanero de 90.000 toneladas de capacidad (TRB) y 289 metros de eslora "Suez Matthew" se quedó sin propulsión en la medianoche sábado 27 de diciembre, cuando se dirigía desde Trinidad hacia el puerto de Boston con un cargamento de GNL. La tripulación y un equipo de especialistas enviado por el armador pudieron localizar y reparar la avería, bajo la atenta supervisión de la Guardia Costera y con la presencia permanente de dos remolcadores.	Daños materiales	Antes de ser autorizado a atracar en los muelles de Everett, el capitán del Puerto de Boston revisó y aprobó las reparaciones realizadas, así como la certificación de estas emitida por Lloyd's Register. El "Suez Matthew" opera bajo la dirección técnica de Hoegh Fleet Services.
2012	Mar del Norte UK	Plataforma	Gas ácido condensado de gas natural	Incidente	La fuga de gas en la plataforma por encima del nivel del mar proviene de un conducto que fue sellado un año anterior en su principal reserva de producción. Reconocieron que la burbuja de gas proviene de causas naturales. Provocando una mancha de crudo en el agua.	Sin daños humanos ni materiales	La compañía declaró antes que esperaba que la fuga de gas se extinguiera por causas naturales con la caída de la presión de la reserva. Una llama necesaria para purgar restos de gas en la plataforma ardió a menos de 100 metros del punto de fuga de gas y los ingenieros señalan que los cambios en la trayectoria del viento y el clima podrían originar una explosión.
2012	Reynosa TAM	Terminal de almacenamiento	GNL	Explosión Incendio	Se propicio un incendio en los tanques de almacenamiento de gas de la planta criogénica perteneciente a la cuenca de Burgos. Un camión cisterna estaba cargando combustible en uno de los tanques de almacenamiento y una de las válvulas de seguridad que unen la manguera de abastecimiento pudo haber fallado, provocando una chispa que devino en las dos explosiones	Daños humanos y materiales	Tras el incendio aplicó el plan de emergencias con el cierre de las válvulas que transportan el gas.
2015	Sonda de Campeche	Terminal de almacenamiento	GNL	Explosión Incendio	Se registró en el área de deshidratación y bombeo de la plataforma. El incendio	Daños materiales y humanos	Pemex aseguró la presencia de 8 barcos contraincendios para

Año	Ciudad País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
					fue causado por una fuga de gas provocada por la ruptura de una tubería corroída. El adelgazamiento de esa tubería de apoyo en la plataforma permanente se debió a la presencia de microorganismos que combinados con ácido sulfhídrico provocaron una "corrosión acelerada" de la instalación.		tratar de apagar el incendio. Se decidió revisar la presencia de los microorganismos en decenas de kilómetros de tuberías en plataformas que puedan ser susceptibles de una situación similar a la de Abkatún e instalaron sistemas que detecten una posible corrosión.
2019	Bethioua-Arzew. ARG	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio Explosión	El incendio se propagó rápidamente luego de que se iniciara producto de dos explosiones y a pesar de los bomberos que habían llegado al lugar. Destruyendo la mayor parte de la planta de producción de gas	Daños materiales	Lo que sí pudieron asegurar las fuentes es que no existen víctimas mortales, pero si al menos unas cuatro personas heridas, algunas de ellas de gravedad, a pesar de que los medios oficiales aún no han ofrecido detalles.
2020	Hammerfest Noruega	Terminal de exportación	GNL	Incidente	El incendio estalló en la entrada de aire de un generador de turbina de gas, donde los filtros probablemente se habían encendido automáticamente después de haber sido obstruidos por insectos.	Sin daños materiales ni humanos	Los servicios de emergencia locales y la propia organización de respuesta a emergencias de Equinor fueron capaces de apagar el fuego generado por el incidente.
2021	Sonda de Campeche	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio	De acuerdo con un reporte interno, las lluvias y una tormenta eléctrica del día 22 de agosto llevaron al cierre de una línea un óleo gasoducto de 24" entre 2 plataformas. Una de ellas un centro de proceso que salió de operación.	Daños materiales y humanos	Se reportaron cinco personas lesionadas por quemadura graves que fueron atendidas en el Hospital Regional de Ciudad del Carmen, Campeche y el IMSS. Barcos cisterna ayudaron a cerrar la válvula submarina del ducto para corta el flujo y controlar el incendio
2021	Fremantle Australia	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio	Se suspendió la producción de la planta debido a un pequeño incendio propiciado dentro de la plataforma. Se confirmaron fallos eléctricos en las instalaciones a partir del incendio, por lo cual, se evacuaron a los trabajadores del lugar.	Sin daños materiales ni humanos	La zona se puso a salvo gracias a los sistemas instalados y no se propagó más. Todos los trabajadores de la instalación están a salvo y se han contabilizado. Mientras se trabaja para restablecer la energía principal, se ha suspendido temporalmente la producción.

Año	Ciudad País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
2022	Piura Oeste de Perú	Terminal de almacenamiento	GNL	Incidente	El 28 de abril se produjo el hundimiento de la plataforma marina lo que provocó la fuga de gas, al igual que derramamiento de petróleo. La causa del hundimiento fue la corrosión extrema que sufría la estructura (motivo por el cual la plataforma se encontraba inhabilitada desde 2012).	Sin daños materiales ni humanos	el OEFA constató que la embarcación Zuluf Express, contratada por la empresa Savia, controló la fuga de gas mediante la instalación de una grapa de acero en el orificio de la línea de gas. Savia Perú indicó que las acciones realizadas dentro del Plan de Contingencia se ejecutan en coordinación con las autoridades de la Dirección General de Capitanías (Dicapi), el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin), quienes fiscalizan sus actividades.
2022	Quintana Island, TEX	Terminal de almacenamiento	GNL	Incendio	El incidente se produjo en los bastidores de tuberías que apoyan la transferencia de GNL desde el área de tanques de almacenamiento de GNL de la instalación a las instalaciones del muelle de la terminal. El fuego y el humo asociado visible a partir de entonces se debieron a la quema de materiales en y alrededor del lugar donde se produjo el incidente, como el aislamiento de las tuberías y el cableado. El incidente fue el resultado de la sobrepresión y la ruptura de un segmento de una línea de transferencia de GNL, lo que provocó el rápido destello de GNL y la liberación e ignición de la nube de vapor de gas natural	Sin daños materiales ni humanos	No hubo heridos y el incidente no supuso una amenaza para la comunidad circundante. La compañía dijo que tanto la nube de vapor de GNL como el incendio fueron contenidos dentro de los límites de la instalación y que la ignición inicial duró aproximadamente 10 segundos.

Fuente: Elaboración propia.

V.4.1.2 Identificación de peligros y de escenarios de riesgo

Los resultados del Análisis Preliminar de Peligros serán el insumo inicial para la fase de identificación de Peligros y de Escenarios de Riesgo.

Las metodologías de identificación de peligros y de escenarios de riesgo seleccionadas son aquellas que permitan identificar, evaluar y analizar de manera exhaustiva los riesgos propios y característicos de acuerdo con el tipo de proyecto, y acorde al ciclo de vida de este. Cada proyecto tiene sus particularidades, y dependiendo de la complejidad del proceso o tecnología implementada o a

implementar, se considerará la utilización de un mayor número de herramientas para la identificación de peligros y de escenarios de riesgo.

El desarrollo de la metodología seleccionada debe ser exhaustiva, considerando todas las líneas, equipos principales, válvulas, conexiones y servicios auxiliares donde se manejen sustancias peligrosas (tóxicas, inflamables, corrosivas, reactivas y explosivas). En esta etapa, los Regulados identifican todos los peligros inherentes y los posibles peligros que se pueden generar en situaciones específicas derivados de las propiedades fisicoquímicas o características de las sustancias peligrosas manejadas, transportadas y/o almacenadas, así como por sus respectivas condiciones de proceso, evaluando las amenazas y/o formas en las que dichos peligros puedan salirse de control, por lo que se identifican los escenarios de riesgos y en su caso situaciones potenciales que pudieran generar otros riesgos.

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para abordar su detección, causa y consecuencias que puedan acarrear. El Estudio de Riesgo tiene la finalidad de atenuar tales riesgos, así como limitar sus consecuencias. Los objetivos principales son los siguientes:

- Identificar y medir los riesgos que se presentan en una instalación industrial para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales;
- Reducir los posibles accidentes graves que pudieran producirse;
- Determinar las consecuencias en el espacio y el tiempo de los accidentes, aplicando determinados criterios de vulnerabilidad;
- Analizar las causas de dichos accidentes;
- Discernir sobre la calidad de las instalaciones y operaciones realizadas en el establecimiento industrial;
- Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y/o limitar las consecuencias de los accidentes, y
- Cumplir los requisitos de la normativa nacional e internacional.

V.4.1.2.1 Aspectos para tratar en los análisis de riesgos

Los aspectos de un análisis sistemático de los riesgos que implica un determinado establecimiento industrial, desde el punto de vista de la prevención de accidentes, están íntimamente relacionados con los siguientes aspectos:

- Identificación de eventos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro;
- Valoración de las consecuencias y de la frecuencia con que estos eventos pueden presentarse, y
- Análisis de las causas por las que estos eventos tienen lugar.

El primer aspecto trata de contestar a la pregunta siguiente: ¿Qué puede ocurrir? Es propiamente la identificación de los riesgos mediante técnicas adecuadas. La siguiente cuestión para resolver es: ¿Cuál es la frecuencia de que ocurra? Se trata de aplicar métodos que puedan determinar la frecuencia de ocurrencia mediante métodos semi cualitativos o bien mediante Análisis Cuantitativos de Riesgo (ACR) que implican aspectos cualitativos. Por último, trata de contestar a la siguiente pregunta: ¿Cuáles son las consecuencias? Se trata de aplicar programas de simulación matemática de análisis de consecuencias.

En la práctica, cuando se analiza desde el punto de vista de la seguridad una determinada instalación se combinan un conjunto de métodos, desde los análisis históricos, combinados con listas de comprobación para después realizar un análisis sistemático mediante HAZOP. En determinados casos también se realizan métodos de estimación de frecuencias.

V.4.1.2.2 Métodos de identificación de riesgos

Básicamente existen dos tipos de métodos para la realización de análisis de riesgos, si atendemos a los aspectos de cuantificación como:

V.4.1.2.2.1 Métodos cualitativos

Se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados, y

V.4.1.2.2.2 Métodos semi cuantitativos

Los hay que introducen una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso y se establecen métodos para la determinación de frecuencias, o bien se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños como por ejemplo índices de riesgo.

Los métodos generalizados de análisis de riesgos se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, entre otros que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos. Existen varios métodos generalizados, los más importantes se muestran en la Tabla V.67.

Tabla V.67 Metodologías de Análisis de Riesgo.

Tipo	Nombre
Metodologías de Análisis de Riesgo cualitativas	¿Qué pasa sí? / ¿Qué pasa sí?
	Lista de verificación
	Análisis de Peligros y Operatividad (HAZOP)
	Método Muhlbauer
	Análisis de Modos de Falla y Efecto (FMEA)
	Análisis de Modos de Falla y Efecto y Criticidad (FMEAC)
	Análisis de Confiabilidad Humana (ACH)
Metodologías de Análisis de Riesgo semicuantitativas	Análisis de Capas de Protección (LOPA)
	Análisis Bow-Tie
	Índice Dow
	Índice Mond

Fuente: Guía-ARSH.

V.4.1.2.3 Evaluación de riesgos

En cualquier circunstancia, decir que en una instalación determinada puede ocurrir una explosión, incendio o un escape tóxico no es suficiente, sino que se requiere un estudio que indique cuales son los mecanismos o secuencias de acontecimientos por los que el accidente puede tener lugar. El primer suceso de la cadena se conoce como suceso iniciador. Por lo general entre el suceso iniciador y el accidente se encuentra una secuencia de hechos que incluyen las respuestas del sistema y de los operadores, así como otros sucesos concurrentes. Todos estos factores se conocen como elementos del accidente. Para la realización del presente estudio se utilizaron diferentes metodologías para la identificación de peligros y evaluación de riesgos y para la jerarquización de estos, considerando las ventajas que éstas tienen de acuerdo con lo señalado en la Tabla V.68.

Tabla V.68 Selección de metodologías utilizadas.

Objetivo	Metodología	Criterio de selección
Evaluación de riesgo	HAZOP	La identificación de riesgos tiene como objetivo principal, analizar e identificar desviaciones en cada una de las etapas donde se manejan 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 proporciona una guía para los estudios HAZOP de sistemas que utilizan "palabras guía". Proporciona orientación sobre la aplicación de la técnica y sobre el procedimiento de estudio HAZOP, incluida la definición, preparación, sesiones de examen y documentación resultante y seguimiento.
Jerarquización de riesgos	Matriz de consecuencias	Considera criterios de probabilidad o frecuencia y Magnitud de las Consecuencias, para determinar y Jerarquizar. El grado de riesgo, con la finalidad de priorizar las recomendaciones de eliminación, minimización y control.

Fuente: Elaboración propia.

V.4.1.2.4 Descripción de las metodologías para la identificación y evaluación de riesgos

Anteriormente el cálculo de la probabilidad de riesgo era un ejercicio de cálculos teóricos complejos. Tales cálculos estaban basados en probabilidades que eran fácilmente cuestionables de ocurrir en escenarios reales. En realidad, el margen de incertidumbre era bastante alto por el gran número de suposiciones requeridas en dichos cálculos. En muchas situaciones, algunos aspectos de riesgo estaban basados más en suposiciones que en evidencias reales. Por lo tanto, la metodología utilizada para la identificación de riesgos en el Proyecto se describe en el apartado siguiente:

V.4.1.2.4.1 Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP, por sus siglas en inglés)

El Estudio de Peligros y Operabilidad (HAZOP) para el Proyecto fue realizado por un equipo formado por participantes del Propietario (NFE Fast LNG Operations LLC) y del Contratista (Fluor). Las revisiones se llevaron a cabo sobre la base de la información puesta a disposición del equipo y utilizaron los conocimientos técnicos y la experiencia de los miembros del equipo. Todas las observaciones, conclusiones y recomendaciones contenidas en este documento son pertinentes únicamente para la instalación estudiada y no deben aplicarse a ninguna otra instalación u operación.

Fluor solicitó a la compañía ABS Consulting Inc. (ABS) realizar un análisis de riesgos de procesos de nivel III (PHA) para la fase de ingeniería de detalle del alcance del Sistema Fluor NFE Fast LNG1 y LNG--2.

Debido a la naturaleza del Proyecto costa afuera, el peso y el espacio son muy limitados. Además, la instalación de licuefacción se someterá a la revisión de seguridad de ABS. El análisis incluyó la finalización de un estudio de peligros y operabilidad (HAZOP) seguido de un estudio de capa de Análisis de Protección (LOPA).

El objetivo del HAZOP era identificar y evaluar los peligros potenciales asociados con las desviaciones del diseño de un determinado proceso químico, de modo que la probabilidad de que se produzcan pueda reducirse o eliminarse mediante un diseño intrínsecamente más seguro u otros controles de ingeniería, cuando sea posible. El equipo recomendó acciones de seguimiento durante el taller, según fuera necesario, para reducir el riesgo a niveles aceptables.

Los peligros identificados durante el HAZOP se clasificaron según la Matriz de Riesgos utilizada. Obsérvese que durante el taller sólo se clasificaron los riesgos de las categorías de consecuencias asociadas a un peligro identificado; por ejemplo, si no se determinó, o no se escribió, que una consecuencia incluyera un peligro ambiental, la categoría ambiental (ENV) no se clasificó durante las sesiones.

El objetivo de la LOPA era evaluar la eficacia de capas de protección independientes (IPL) para reducir el riesgo de eventos peligrosos. De ser necesario, se hicieron recomendaciones para agregue IPL (nivel de protección independiente) adicionales para reducir el riesgo residual a un nivel tolerable.

El documento describe la metodología utilizada para HAZOP y LOPA, los nodos de estudio, composición del equipo, hojas de trabajo y recomendaciones desarrolladas durante las sesiones. El alcance del HAZOP/LOPA en las instalaciones de entrada, Unidad de Tratamiento de Gas, Unidad de Licuefacción y Balance de Planta asociados a los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2. Los paquetes de proveedores de servicios auxiliares serán revisados para el Proyecto una vez que la información del proveedor esté disponible. La instalación general del sistema de licuefacción FLNG2 es análogo al sistema de licuefacción FLNG1; por lo tanto, se actualizó el registro FLNG1 para el sistema de licuefacción FLNG2.

V.4.1.2.4.1.1 Sistema de licuefacción FLNG1

El HAZOP/LOPA del sistema de licuefacción FLNG1 y varios talleres de gestión de cambios (MOC) se completaron en nueve (9) sesiones de talleres:

- Del día 3 al 14 de mayo de 2021 se realizó un HAZOP/LOPA del sistema de licuefacción.
- Del día 9 al 14 de junio de 2021 se realizó un HAZOP/LOPA del sistema de tratamiento de gases.
- Los días 30 y 31 de agosto de 2021 se llevó a cabo un HAZOP/LOPA con los proveedores del compresor de refuerzo de gas de alimentación y del compresor de gas de ebullición.
- Los días 8 y 9 de septiembre de 2021 se llevó a cabo un HAZOP/LOPA con los proveedores de la turbina de generación de energía y de la recuperación del calor residual del aceite caliente.
- Los días 14 y 15 de septiembre de 2021 se llevó a cabo un HAZOP/LOPA con los proveedores del compresor de refrigerante mixto y la turbina.
- Los días 26 y 27 de octubre de 2021 se realizó un HAZOP/LOPA con los proveedores del compresor de regeneración.
- El 2 de noviembre de 2021 se llevó a cabo un HAZOP/LOPA con los proveedores de los sistemas de la antorcha húmeda y seco.
- Del 6 al 10 de diciembre y del 13 al 15 de diciembre de 2021 se llevó a cabo un MOC HAZOP/LOPA con personal de Flúor para incorporar los cambios en la composición del gas al diseño del **FLNG1**.
- Del 19 al 21 de abril de 2022 se llevó a cabo un segundo MOC HAZOP/LOPA con personal de Flúor para incorporar nuevos cambios en el diseño del sistema de licuefacción FLNG1.
- Todas las sesiones (talleres) se realizaron a través de un WebEx proporcionado por Flúor para los asistentes virtuales y en personas en la oficina de Fluor en Sugar Land. La lista completa de los participantes en los talleres y las hojas de trabajo HAZOP/LOPA se compartieron con el equipo durante el taller y se incluyen en el Anexo Técnico ANX-TEC-06.

Como resultado de los distintos talleres, se formularon un total de ochenta y siete (87) recomendaciones HAZOP y treinta y cinco (35) recomendaciones LOPA. En el momento de la emisión de este informe, setenta y cinco (75) recomendaciones HAZOP y veintisiete (27) recomendaciones LOPA se han cerrado o ya no son válidas. Los detalles de cómo se cerraron las recomendaciones o se eliminaron de su consideración se proporcionan como parte de la propia recomendación.

V.4.1.2.4.1.2 Sistema de licuefacción FLNG2

El HAZOP/LOPA del sistema de licuefacción FLNG2 se llevó a cabo en cuatro sesiones en las siguientes fechas:

- Entre el día 13 y el 17 de junio del 2022.
- Entre el día 29 de junio y el 1 de julio de 2022.
- Entre el día 18 y el 21 de julio de 2022.
- Con un taller adicional el de 13 de septiembre de 2022 para tratar cuestiones globales a través de un WebEx proporcionado por Flúor para los asistentes virtuales y en persona en la oficina de Flúor en Sugar Land. En el estudio se incluye una lista completa de los participantes en el taller. Las hojas de

trabajo HAZOP/LOPA se compartieron con el equipo durante el taller y se incluyen en el Anexo Técnico ANX-TEC-06.

Durante el taller, el equipo hizo veintidós (22) nuevas recomendaciones HAZOP y nueve (9) nuevas recomendaciones LOPA. Además, se identificaron dos (2) recomendaciones HAZOP y una (1) recomendación LOPA del sistema de licuefacción FLNG1 con un estado de cierre pendiente para aplicarlas también al diseño del sistema de licuefacción FLNG2.

El diseño de la planta también incluye varios paquetes de proveedores. Se trata de equipos o sistemas que serán diseñados y suministrados por terceros. Estos paquetes fueron sometidos a una revisión PHA Nivel III HAZOP durante FLNG1. El diseño de los paquetes de proveedores de procesos para el sistema de licuefacción FLNG2 no se espera que difiera significativamente del sistema de licuefacción FLNG1 y viceversa; por lo tanto, el registro de FLNG1 de los peligros asociados a los siguientes paquetes de proveedores se han incluido como parte del registro de las sesiones del HAZOP para el sistema de licuefacción FLNG2.

Las hojas de trabajo se compartieron con el equipo durante el taller y se incluyen en el informe del HAZOP.

El propósito de la (palabra guía) HAZOP es identificar posibles desviaciones de la intención del diseño y peligros potenciales asociados con esas desviaciones. El proceso HAZOP para llevarse a cabo se divide en nodos manejables y luego se estudian los nodos uno por uno. La metodología HAZOP proporciona una revisión de los P&ID para:

- Verificar el diseño y considere si alguna de las desviaciones que pueden ocurrir, ya sea de un mal funcionamiento o mal funcionamiento, causar un peligro para las personas que trabajan en la instalación (personal de operación o mantenimiento) de la planta y equipo, al público en general o daños a la planta y al equipo o al medio ambiente en general. Para garantizar una revisión completa de los sistemas se sigue la metodología "Causa en el nodo y consecuencias en todas partes".
- Comprobar si las salvaguardas incorporadas en el diseño son suficientes para reducir el riesgo para un nivel tolerable.
- Considere cualquier interfaz de seguridad que exista con otras instalaciones.
- Asegurar las plantas de proceso, instalaciones generales, almacenamiento y manejo, servicios públicos, otros servicios y fuera de los sitios se pueden poner en marcha, operar, mantener y cerrar de forma segura.
- Considere las diferentes fases operativas del sistema bajo revisión:
  - Operación normal
  - Arranque/Apagado
  - Puesta en marcha
  - Mantenimiento

Las soluciones a los problemas identificados no son un objetivo principal del examen HAZOP, pero si se logran, se registran para consideración de los responsables del diseño.

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), 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, y
- En la tercera fase se llevó a cabo la identificación de riesgos, aplicando la metodología HAZOP.

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. 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"* son aplicadas a las variables de acuerdo con 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.

Para la aplicación del análisis HAZOP se procedió de acuerdo con la siguiente secuencia:

- Se identificó una desviación de la intención de diseño del nodo, como, por ejemplo, sin flujo, con alto flujo, entre otros;
- Se enumeraron las causas creíbles de fallo de la desviación;
- Se identificaron las peores consecuencias creíbles de cada causa y clasificaron como personal, público, medio ambiente, activos/propiedad, interrupción de la actividad o medios de comunicación;
- Se clasificó el riesgo del escenario sin considerar las salvaguardas, utilizando la matriz de riesgo, de la siguiente manera:
  - La gravedad de la peor consecuencia creíble se evaluó teniendo en cuenta el resultado si todos los controles/protecciones existentes fallaran;
  - Se evaluó la probabilidad de la causa. Se trata de la frecuencia del evento inicial, no de la frecuencia del evento. Es la frecuencia del fallo original, que, si no se mitiga, da lugar al evento real. La frecuencia del suceso iniciador será casi siempre más frecuente que la frecuencia del suceso, a menos que no haya mitigación;
  - El riesgo no mitigado se utilizó para determinar qué escenarios pasan al *Layer of Protection Analysis* o Análisis de las Capas de Protección (LOPA). Si el riesgo no mitigado cae en una celda roja de la matriz de riesgos, el escenario pasa a LOPA;
  - Se identificaron las salvaguardas aplicables para cada escenario y se asignó una categoría a cada una (por ejemplo, Sistema Básico de Control de Procesos (BPCS), Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), Mecánico, entre otros;
  - A cada salvaguarda se le asignó un crédito de Probabilidad de Fallo a la Demanda (PFD);
  - Se clasificó el riesgo de cada escenario teniendo en cuenta las salvaguardas;
  - La probabilidad del Riesgo Mitigado se basó en la suma de la PFD de las salvaguardas, y
  - Sobre la base de la clasificación de los riesgos con salvaguardas, se realizó una recomendación para aplicar salvaguardas adicionales, diferir al LOPA o no tomar ninguna medida si el nivel de riesgo es aceptable según la matriz de riesgo.

El proceso HAZOP utiliza el conocimiento de un equipo de participantes competentes que contribuyen a las discusiones y desarrollar colectivamente acciones que mitiguen el riesgo potencial. El enfoque utiliza una combinación de lineamientos establecidos y desviaciones del diseño o intención funcional/operacional para identificar peligros potenciales. El procedimiento HAZOP, que se detalla a continuación, se repitió para cada nodo:

- Identificar una desviación de la intención del diseño del nodo como, por ejemplo, sin flujo, con alto flujo, etc. El equipo HAZOP se centró en las siguientes desviaciones:
  - Caudal (nulo/bajo, mayor, inverso, desviado).
  - Presión (alta, baja, vacío).
  - Temperatura (alta, baja/criogénica).
  - Nivel (alto, nulo/bajo, interfaz líquido/líquido).
  - Fallos de servicio (pérdida de energía, pérdida de aire de los instrumentos, pérdida de nitrógeno, etc.).

- Contaminación,
- Vibración,
- Arranque/paro,
- Mantenimiento,
- Pérdida de contención (si es necesario), y
- Incidentes anteriores.

- Posteriormente, el equipo de HAZOP detalló las causas creíbles de fallo para cada desviación.
- Para cada causa identificada, se identificó la peor consecuencia creíble y se clasificó como Personal, Pública, Ambiental, Activo/Propiedad, Interrupción Comercial o Medios. Obsérvese que las consecuencias se clasificaron con base en una única categoría de consecuencias. Si el equipo del taller identificó varias categorías de consecuencias para una consecuencia, cada categoría de consecuencia se ha enumerado como una consecuencia separada.
- Luego, el equipo clasificó el riesgo de cada escenario sin considerar las salvaguardias utilizando la matriz de riesgo proporcionada por NFE Management, LLC, para determinar el riesgo no mitigado.
  - La gravedad de la consecuencia se evaluó teniendo en cuenta el resultado si fallaran todos los controles/salvaguardias existentes.
  - Posteriormente se evaluó la probabilidad de la causa.
  - El riesgo no mitigado se utilizó para determinar qué escenarios pasaban al LOPA.
  - Luego, el equipo identificó las salvaguardias aplicables para cada escenario. Sólo aquellos salvaguardias que se utilizaron como créditos en el HAZOP para obtener la clasificación de Riesgo Mitigado recibieron un crédito de Probabilidad de Fallo bajo Demanda (PFD).
  - Según la clasificación de riesgo y las salvaguardias, el equipo hizo una recomendación para implementar salvaguardias adicionales, diferir a LOPA o no tomar ninguna medida si el nivel se consideraba aceptable según la matriz de riesgo

V.4.1.2.4.2 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI)

En el Anexo Técnico ANX-TEC-06, se presentan cada uno de los DTI mencionados en la Tabla V.69, V.70 y V.71, correspondientes a los procesos de tratamiento de gas, proceso de licuefacción y proceso de sistema de almacenamiento flotante (transferencia buque a buque), considerados dentro del análisis HAZOP.

Tabla V.69 DTI del proceso de tratamiento de gas (Sistema de licuefacción FLNG1), referenciados a los nodos del HAZOP.

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
1. Instalaciones de entrada	N1FE-FLR-110-225-PID-0001	110-V-001 110-PK-001 110-E-001 110-E-002 110-V-002	Tambor separador de gas de alimentación Paquete de medición Calentador de gas de entrada Vaporizador de líquidos de entrada Tambor de desgasificación de entrada
	N1FE-FLR-110-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-110-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-110-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-110-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-151-225-PID-0001		
2. Eliminación de hidrocarburos pesados (HHC)	N1FE-FLR-130-225-PID-0001	130-CB-001 130-E-001 130-V-002 130-C-001 130-V-001 130-P-001A/B 120-E-005 130-E-003A/B	Caja fría para la eliminación de pesados Intercambiador de eliminación de pesados Tambor separador de alimentación Columna de lavado de eliminación de pesados Tambor de reflujo de eliminación de pesados Bombas de reflujo de eliminación de pesados Precalentador de fondos de la columna de lavado Vaporizador de fondos de la columna de lavado
	N1FE-FLR-130-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0004-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0004-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-100-225-PID-0006		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0009		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
3. Compresor de refuerzo	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001	130-K-002 130-A-001A/B/C	Compresor de refuerzo de gas de alimentación Enfriador de descarga del compresor de refuerzo de gas de alimentación
	N1FE-FLR-130-225-PID-0008		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
4. Cámara fría de licuefacción de gas natural	N1FE-FLR-130-225-PID-0010	130-E-002A/B/C/D/E/F	
	N1FE-FLR-130-225-PID-0011		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0012		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0013		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0014		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0015		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0016		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0017		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
5. Evaporación flash y bomba	N1FE-FLR-130-225-PID-0017	130-V-009 130-P-002A/B/C	Recipiente de evaporación final Bombas de evaporación final
	N1FE-FLR-130-225-PID-0018-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0018-002		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
6. Compresor de refrigerante mixto, 1ª etapa	N1FE-FLR-130-225-PID-0022	130-V-006 130-KT-001 130-K-001 130-A-002A/B/C/D/E/F/G/H 130-CB-002	Tambor de succión MR Impulsor de turbina de gas con compresor MR Compresor MR Cámara fría de licuefacción de 1ª sección del compresor MR Cámara de frío de licuefacción
	N1FE-FLR-130-225-PID-0023		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0026		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0027		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0028		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0029		
7. Compresor de refrigerante mixto, 2ª etapa	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-001	130-V-007 130-A-003A/B 130-A-004A/B/C/D/E/F 130-V-008	Tambor de succión interetapa de MR Desrecalentador del Compresor de MR Condensador de la 2da sección del compresor MR Acumulador MR
	N1FE-FLR-130-225-PID-0026		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0031		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0032		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0033		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0034		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0035		
8. Circulación de refrigerante mixto a través de la cámara de frío	N1FE-FLR-130-225-PID-0011	130-CB-002 130-E-002A/B/C/D/E/F 130-V-003 SP-XXXX SP-XXXX SP-XXXX	Cámara fría de licuefacción, Intercambiador de licuefacción, Separador de vapor frío, Tubo vertical caliente Tubo vertical medio Tubo vertical medio
	N1FE-FLR-130-225-PID-0012		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0013		
	N1FE-FLR-100-225-PID-0014		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0015		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0016		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0019		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0020		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0021		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0022		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N1FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0037		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0038		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0039		
9. Gas de ebullición (BOG), 1ª etapa y gas de combutible de baja presión	N1FE-FLR-130-225-PID-0018-001	146-K-A/B Sistema de aceite lubricante para 146-K-001A/B 146-K-001A/B 146-A-001A/B 146-A-002A/B 146-V-001	Compresión BOG Sistema de aceite lubricante para el compresor BOG A/B Compresor BOG A/B Enfriador interetapa del compresor BOG, Post enfriadro del compresor BOG, Tambor KO de succión del Compresor BOG
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0005-001		
	N1FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-002		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0003		
10. Gas de ebullición (BOG), 2ª etapa	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0002		
11. Gas combustible	N1FE-FLR-110-225-PID-0003	143-H-001 143-V-001	Calentador de arranque de gas combustible Tambor de mezcla de gas combustible Alta Presión HP
	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0002		
	PROVEEDOR: BC000538-C01-001		
	N1FE-4-0501-00008		
	N1FE-4-0501-00041		
12. Gas de descongelación	N1FE-FLR-130-225-PID-0001	130-E-004	Calentador de gas de descongelación
	N1FE-FLR-130-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0017		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0018-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0018-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0024		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N1FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0036		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-143-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0003		
13. Almacenamiento del refrigerante de etano	N1FE-FLR-130-225-PID-0024	152-V-001A/B 152-E-001A/B	Tanque ISO de refrigerante criogénico de etano, Vaporizador de etano de ambiente
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0001		
14. Almacenamiento del refrigerante de propano	N1FE-FLR-130-225-PID-0024	152-V-002A/B 152-V-005	ISO Tanque de refrigerante de propano, Secador de refrigeración de propano
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0002		
15. NO SE UTILIZA			
16. Almacenamiento del refrigerante de pentano	N1FE-FLR-130-225-PID-0024	152-V-007 152-V-004A/B	Secador de refrigeración de i-pentano ISO Tanque refrigerante de i-pentano
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0004		
17. Nitrógeno	N1FE-FLR-120-225-PID-0002	145-V-001	Receptor de nitrógeno
	N1FE-FLR-120-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0007		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0011		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0014		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0016		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0024		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0027		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0028		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0032		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0039		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0004-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0009		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0018-		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0023		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0036		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0005-001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0005-002		
	N1FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-143-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-145-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-002		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-151-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0002		
18. Aceite caliente	N1FE-FLR-110-225-PID-0003	151-A-001A	Enfriador de tope de aceite caliente
	N1FE-FLR-110-225-PID-0004	151-V-001	Tambor de expansión de aceite caliente
	N1FE-FLR-120-225-PID-0019	151-F-001	
	N1FE-FLR-120-225-PID-0040	151-P-001A/B	Filtro de aceite caliente
	N1FE-FLR-130-225-PID-0006	141-E-001A/B/C	Bombas de circulación de aceite caliente
	N1FE-FLR-130-225-PID-0036	110-E-001	
	N1FE-FLR-140-225-PID-0003	110-E-002	Unidad de recuperación de desecho de aceite caliente A/B/C
	N1FE-FLR-141-225-PID-0001	130-E-003	Calentador del gas de entrada
	N1FE-FLR-141-225-PID-0002	130-E-004	Vaporizador de líquidos de entrada
	N1FE-FLR-141-225-PID-0003		Vaporizador de fondos de la columna de lavado
	N1FE-FLR-143-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-151-225-PID-0001		Calentador de gas de descongelación
	N1FE-FLR-151-225-PID-0002		
19. Antorcha húmeda (quemador húmedo)	N1FE-FLR-110-225-PID-0001	154-P-001	Tambor KO K e la antorcha,
	N1FE-FLR-110-225-PID-0002	154-V-002	Tambor KO de la antorcha húmeda,
	N1FE-FLR-110-225-PID-0003	154-H-002	Calentador de bandas,
	N1FE-FLR-110-225-PID-0004	154-PK-002	Paquete de la antorcha húmeda
	N1FE-FLR-110-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0004		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N1FE-FLR-120-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0006		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0007		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0011		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0014		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0015		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0018		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0019		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0021		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0022		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0023		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0025		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0027		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0028		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0029		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0032		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0034		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0035		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0036		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0037		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0038		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0039		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0040		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0041		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0045		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0004-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0004-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0006		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0008		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0036		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0040		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0005-001		
	N1FE-FLR-151-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0002		
20. Antorcha seca	N1FE-FLR-130-225-PID-0010	154-V-001	Tambor KO de antorcha seca,

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
(quemador seco)	N1FE-FLR-130-225-PID-0017	154-H-001	Calentador de bandas,
	N1FE-FLR-130-225-PID-0018-001	154-PK-001	Paquete de ignición de la antorcha
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-002	154-S-001	
	N1FE-FLR-130-225-PID-0019		Paquete de antorcha seca
	N1FE-FLR-130-225-PID-0020		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0021		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0022		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0038		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0039		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0040		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0005-002		
	N1FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-002		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0001		
21. Plataforma de servicios de drenaje abierto (¿Qué pasaría sí?)	N1FE-FLR-120-225-PID-0039		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0011		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0006		
	N1FE-FLR-144-225-PID-0001-001		
	N1FE-FLR-144-225-PID-0001-002		
	N1FE-FLR-144-225-PID-0001-003		
	N1FE-FLR-151-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-152-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-155-225-PID-0002		
22. Plataforma de tratamiento de gas de drenaje	N1FE-FLR-110-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-110-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0012		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
abierto (¿Qué pasaría sí?)	N1FE-FLR-120-225-PID-0018		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0026		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0011		
	N1FE-FLR-155-225-PID-0003		
23. Plataforma de licuefacción de drenaje abierto (¿Qué pasaría sí?)	N1FE-FLR-130-225-PID-0004-002		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0006		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0009		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0017		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0023		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0036		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0011		
	N1FE-FLR-155-225-PID-0001		
24. Plataforma de servicios de drenaje cerrado (no existe)			
25. Plataforma de tratamiento de gas de drenaje cerrado (antorcha húmeda)			
26. Plataforma de licuefacción de drenaje cerrado (quemador seco)			
27. Aire de instrumentos	N1FE-FLR-110-225-PID-0002		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0041		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0008		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0009		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0023		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0009-001		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0009-002		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-141-225-PID-0006		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N1FE-FLR-144-225-PID-0001-001		
	N1FE-FLR-144-225-PID-0001-002		
	N1FE-FLR-144-225-PID-0001-003		
	N1FE-FLR-144-225-PID-0002-001		
	N1FE-FLR-144-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0003		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0001		
	N1FE-FLR-154-225-PID-0002		
	PROVEEDOR: BC000538-C01-004		
	PROVEEDOR: BC000538-C01-031		
	N1FE-4-0501-00008		
	N1FE-4-0501-00041		
28. Sistema de agua no potable (¿Qué pasaría sí?)			
29. Sistema de agua contra incendios (¿Qué pasaría sí?)			
30. Recepción de entrada y eliminación del mercurio	N1FE-FLR-110-225-PID-0003	120-F-006A/B	Coalescente A/B URM
	N1FE-FLR-110-225-PID-0004	120-V-007	Absorbedor URM
	N1FE-FLR-110-225-PID-0005	120-E-003	Calentador de alimentación
	N1FE-FLR-120-225-PID-0003	120-F-007	Filtro de partículas URM
	N1FE-FLR-120-225-PID-0004		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0005		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0006		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0007		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0011		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0012		
	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
31. Sistema de absorción de amina	N1FE-FLR-120-225-PID-0012	120-C-001	Producto del absorbedor de amina,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0013	120-A-004A/B	Producto del enfriador de gas,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0014	120-V-003	Tambor KO de gas
	N1FE-FLR-120-225-PID-0015	120-P-002A/B	Bombas de solución pobre Alta
	N1FE-FLR-120-225-PID-0023	120-P-006A/B	Presión HP, Bombas de agua de
	N1FE-FLR-120-225-PID-0024	120-V-008	lavado,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0025	120-P-009A/B	Tanque de separación de agua
	N1FE-FLR-120-225-PID-0026		Bombas de reposición de agua
	N1FE-FLR-120-225-PID-0027		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0028		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0029		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N1FE-FLR-120-225-PID-0030		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0031		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0032		
32. Sistema de regeneración de amina	N1FE-FLR-120-225-PID-0014	120-V-001	Tambor flash de solución enriquecida, Intercambiador pobre-enriquecido
	N1FE-FLR-120-225-PID-0016	120-E-001	
	N1FE-FLR-120-225-PID-0017	120-P-001A/B	Bombas de baja presión de solución pobre,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0018	120-C-002	Regenerador de amina,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0019	120-E-002	Rehervidor de amina
	N1FE-FLR-120-225-PID-0020	120-A-002	Condensador de reflujo de amina,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0021	18. 120-P-005A/B	Bombas de reflujo de amina,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0022	120-V-002	Tambor de reflujo de amina
	N1FE-FLR-120-225-PID-0024	120-Y-003	Eyector de tambor de reflujo de amina, Postfiltro de amina pobre
	N1FE-FLR-120-225-PID-0025	120-F-003	Filtro de carbón de amina pobre,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0027	120-F-002	Prefiltro de amina pobre,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0028	120-F-001	Enfriador de solución pobre,
	N1FE-FLR-120-225-PID-0042	120-A-003A/B	Filtro de solución
	N1FE-FLR-120-225-PID-0044	120-F-004	Sumidero de amina,
		120-V-011	Bomba de sumidero de amina
		120-P-003A/B	Tambor de recuperación de amina
		120-V-004	
33. Sistema de solventes de amina	N1FE-FLR-120-225-PID-0002	120-T-001	Tanque de almacenamiento de soluciones
		120-P-008A	Bomba de transferencia de soluciones
34. Sistema de deshidratación de gas	N1FE-FLR-120-225-PID-0004	120-F-005	Coalescente del filtro de entrada
	N1FE-FLR-120-225-PID-0011	120-V-005A/B/C	Absorbedor A/B/C
	N1FE-FLR-120-225-PID-0014	120-A-001	Enfriador de gas de regeneración
	N1FE-FLR-120-225-PID-0032	120-V-006	Tambor KO de gas de regeneración
	N1FE-FLR-120-225-PID-0034	120-F-009	Filtro de agua de regeneración
	N1FE-FLR-120-225-PID-0035	120-K-001	Compresor de gas de regeneración
	N1FE-FLR-120-225-PID-0036	120-E-005A/B	Calentador de aceite caliente de gas de regeneración
	N1FE-FLR-120-225-PID-0037	120-F-008A/B	Filtros de partículas
	N1FE-FLR-120-225-PID-0038		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0039		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0040		
	N1FE-FLR-120-225-PID-0041		
	N1FE-FLR-130-225-PID-0001		
	PROVEEDOR: PD02AY04 Pg 4		
35. Gas de sello del compresor BOG	PROVEEDOR: G000876277_40001442	X100	Elemento filtrante doble para gas natural BOG
		X105	Elemento filtrante doble de suministro de nitrógeno BOG
36. Circulación del aceite del compresor BOG	PROVEEDOR: G000876277_40001442	X204	Bomba de aceite auxiliar,
		X210	BOG, Bomba de aceite
		X218	principal,
		X227	BOG, Enfriador de aceite lubricante,
		M240	BOG, Elemento filtrante doble
		M204	Motor de accionamiento principal (13200/3/60)
		M218A/B	Motor de la bomba de aceite lubricante auxiliar del BOG (460/3/60)
		X201A/B	Motor del ventilador del enfriador de aceite lubricante del BOG A/B

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
		M202 X202	(460/3/60) Calentador del depósito de aceite lubricante del BOG (460/3/60) Motor del eliminador de gotas de aceite lubricante del BOG (460/3/60) Eliminador de gotas de aceite lubricante del BOG
37. Flujo principal del compresor BOG (proveedor)	N1FE-FLR-146-225-PID-0001 N1FE-FLR-146-225-PID-0002 N1FE-FLR-146-225-PID-0003 N1FE-FLR-146-225-PID-0004 N1FE-FLR-146-225-PID-0005	146-V-001 146-K-001A/B 146-A-001A/B 146-A-002A/B	Tambor KO de succión del Compresor BOG Compresión BOG A/B Enfriador interetapa del compresor BOG Post enfriador del compresor BOG
38. Gas de sello del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Proveedor)	PROVEEDOR: G000876278_40001443	X100 X105	Elemento filtrante doble para gas natural FGB Elemento filtrante doble para suministro de nitrógeno FGB
39. Circulación del aceite del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Proveedor)	PROVEEDOR: G000876278_40001443	X204 X210 X218 X225 M240 M204 M218A/B X201A/B M202 X202	Bomba de aceite auxiliar FGB Bomba de aceite principal FGB Enfriador de aceite lubricante FGB Elemento filtrante doble Motor de accionamiento principal (13200/3/60) Motor de la bomba de aceite lubricante auxiliar FGB (460/3/60) Motor del ventilador del enfriador de aceite lubricante FGB A/B (460/3/60) Calentador del depósito de aceite lubricante FGB (460/3/60) Motor del eliminador de gotas de aceite lubricante FGB (460/3/60) Eliminador de gotas de aceite lubricante FGB
40. Flujo principal del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Proveedor)	PROVEEDOR: G000876278_40001443		
41. Patín de generación de energía: Distribución del gas. combustible (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-001		
42. Patín de generación de energía: Distribución de aire (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-004 PROVEEDOR: BC000538-C01-031		
43. Patín de generación de energía: Drenajes del	PROVEEDOR: BC000538-C01-031		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
motor (Proveedor)			
44. Patín de generación de energía: Extintores de incendios (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-009 PROVEEDOR: BC000538-C01-017		
45. Patín de generación de energía: Sistema de agua de lavado (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-031		
46. Patín de generación de energía: Sistema de aceite lubricante (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-005		
47. Patín de generación de energía: Sistema de arranque hidráulico (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-012		
48… Unidad de recuperación de calor residual (Proveedor)	N1FE-FLR-141-225-PID-0001 N1FE-FLR-141-225-PID-0002 N1FE-FLR-141-225-PID-0003		
49. ¿Qué pasaría sí? en las modificaciones del aceite caliente (Nodo 18)	N1FE-FLR-141-225-PID-0001 N1FE-FLR-141-225-PID-0002 N1FE-FLR-141-225-PID-0003		
50 ¿Qué pasaría sí? en las modificaciones de los gases combustibles (Nodo 11)	N1FE-FLR-140-225-PID-0002		
51. Compresor MR: Distribución de gas combustible (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pgs 3-7		Sistema de cromatografía del gas combustible Sistema de medición del índice Wobbe del gas combustible Sistema de gas combustible Sistema de medición del gas combustible
52. Compresor MR: Distribución de aire (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 4, 5, 9-11, 13-16, 18 y 23-25		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
53. Compresor MR: Aceite lubricante sintético (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 8, y 10-13		
54. Compresor MR: Aceite mineral (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 12, y 16-18		
55. Compresor MR: Sistema de arranque hidráulico (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 15		
56. Compresor MR: Patín de lucha contra incendio (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 21 y 22		
57. Compresor MR: Cilindros de nitrógeno para la lucha contra incendio (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 22		
58. Compresor MR: Patín de lavado de agua (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 23		
59. Compresor MR: Sistema de gas de sello (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 24-26		
60. Compresor de regeneración: Sistema de gas de sello (Proveedor)	PROVEEDOR: PD02AY04 Pg 1		
61. Compresor de regeneración: Sistema de aceite lubricante (Proveedor)	PROVEEDOR: PD02AY04 Pg 2		
62. Sistema de quemador seco (Proveedor)	N1FE-4-0501-00008		
63. Sistema de antorcha húmeda (Proveedor)	N1FE-4-0501-00041		
64. Sistema de agua desmineralizad	N1FE-FLR-120-225-PID-0002 N1FE-FLR-120-225-PID-0022 N1FE-FLR-120-225-PID-0024	147-P-003A/B 147-T-001	Bomba de agua desmineralizada,

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
a (¿Qué pasaría sí?)	N1FE-FLR-120-225-PID-0026 N1FE-FLR-120-225-PID-0030 N1FE-FLR-140-225-PID-0006	147-PK-001	Tanque de agua desmineralizada Paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada
65. Sistema de agua potable (¿Qué pasaría sí?)	N1FE-FLR-140-225-PID-0007 N1FE-FLR-147-225-UFD-0002	147-F-011 147-P-010A/B/C 147-F-010A/B 147-PK-002	Filtro de agua no potable Bombas de alimentación Filtros de arena de agua potable Paquete de fabricación de agua potable/desalinización
66. Sistema de inyección antiespuma	N1FE-FLR-120-225-PID-0026		
67. Carrete de manguera GNL	N1FE-FLR-140-225-PID-0001 ECO-0001-00011-1_D1 ECO-0001-00012-1_D1 ECO-0001-00017-1-SQCK		
68.Sistema diésel	N1FE-FLR-140-225-PID-0012		Se analizaron las tuberías del sistema diésel entre las plataformas; ni el diésel de almacenamiento ni las bombas de diésel formaban parte del alcance del HAZOP, ya que son del ámbito de Zentech.
69 NO SE UTILIZA			
70 NO SE UTILIZA			
71 NO SE UTILIZA			
72 NO SE UTILIZA			
73. NO SE UTILIZA			
74 NO SE UTILIZA			
75. Cuestiones globales (fuera del alcance del LOPA)			

Fuente: HAZOP proporcionados por México FLNG.

Tabla V.70 DTI Unidad de almacenamiento flotante.

DTI	Título
N1FE-FLR-140-225-PID-0017	Recipiente flash final (130-V-009)
N1FE-FLR-140-225-PID-0018-001	Bombas del recipiente flash final (130-P-002 A/B)
N1FE-FLR-140-225-PID-0001	Interconexión a la Unidad de almacenamiento flotante
	Transbordo manifold (mantenimiento)

Fuente: Información proporcionados por México FLNG.

Tabla V.71 DTI del proceso de tratamiento de gas (Sistema de licuefacción FLNG2), referenciados a los nodos del HAZOP.

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
1. Instalaciones de entrada	N2FE-FLR-110-225-PID-0001 N2FE-FLR-110-225-PID-0002	110-PK-002 110-V-001	Sistema de protección de alta integridad

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N2FE-FLR-110-225-PID-0003	110-PK-001	Tambor separador de gas de alimentación
	N2FE-FLR-110-225-PID-0004	110-E-001	Paquete de medición
	N2FE-FLR-110-225-PID-0005	110-E-002	Calentador de gas de entrada
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001	110-V-002	Vaporizador de líquidos de entrada
	N2FE-FLR-151-225-PID-0001		Tambor de desgasificación de entrada
2. Eliminación de hidrocarburos pesados (HHC)	N2FE-FLR-130-225-PID-0001	130-CB-001	Caja fría para la eliminación de pesados
	N2FE-FLR-130-225-PID-0002	130-E-001	Intercambiador de eliminación de pesados
	N2FE-FLR-130-225-PID-0003	130-V-002	Tambor separador de alimentación
	N2FE-FLR-130-225-PID-0004-001	130-C-001	Columna de lavado de eliminación de pesados
	N2FE-FLR-130-225-PID-0004-002	130-V-001	Tambor de reflujo de eliminación de pesados
	N2FE-FLR-130-225-PID-0005	130-P-001A/B	Bombas de reflujo de eliminación de pesados
	N2FE-FLR-100-225-PID-0006	130-P-003A/B/C	Precalentador de fondos de la columna de lavado
	N2FE-FLR-130-225-PID-007-001	120-E-005	Vaporizador de fondos de la columna de lavado
	N2FE-FLR-130-225-PID-0009		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001	130-E-003A/B	
3. Compresor de refuerzo	N2FW-FLR-120-225-PID-002	130-K-002	Compresor de refuerzo de gas de alimentación
	N2FE-FLR-130-225-PID-0007-001	130-A-001A/B/C	Enfriador de descarga del compresor de refuerzo de gas de alimentación
	N2FE-FLR-130-225-PID-0008		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
4. Cámara de frío de licuefacción de gas natural	N2FE-FLR-130-225-PID-0010	130-CB-002	Cámara de frío de licuefacción
	N2FE-FLR-130-225-PID-0011	130-E-002A/B/C/D/E/F	
	N2FE-FLR-130-225-PID-0012		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0013		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0014		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0015		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0016		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0017		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
5. Evaporación flash y bomba	N2FE-FLR-130-225-PID-0017	130-V-009	Recipiente de evaporación final
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-001	130-P-002A/B/C	Bombas de evaporación final
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-002		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
6. Compresor de refrigerante mixto, 1ª etapa	N2FE-FLR-130-225-PID-0022	130-V-006	Tambor de succión MR
	N2FE-FLR-130-225-PID-0023	130-KT-001	Impulsor de turbina de gas con compresor MR
	N2FE-FLR-130-225-PID-0024	130-K-001	Compresor MR
	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-001	130-A-002A/B/C/D/E/F/G/H	Cámara fría de licuefacción de 1ª sección del compresor MR
	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-002	130-CB-002	Cámara de frío de licuefacción
	N2FE-FLR-130-225-PID-0026		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0027		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0028		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0029		
7. Compresor de	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-	130-V-007	Tambor de succión interetapa de

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
refrigerante mixto, 2ª etapa	001	130-A-003A/B 130-A-004A/B/C/D/E/F 130-V-008	MR Desrecalentador del Compresor de MR Condensador de la 2da sección del compresor MR Acumulador MR
	N2FE-FLR-130-225-PID-0027		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0031		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0032		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0033		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0034		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0035		
8. Circulación de refrigerante mixto a través de la cámara de frío	N2FE-FLR-130-225-PID-0011	130-CB-002 130-E-002A/B/C/D/E/F 130-V-003 SP-XXXX Des recalentador	Cámara de frío de licuefacción Intercambiador de licuefacción Separador de vapor frío Tubo vertical caliente Tubo vertical intermedio Tubo vertical intermedio
	N2FE-FLR-130-225-PID-0012		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0013		
	N2FE-FLR-100-225-PID-0014		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0015		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0016		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0019		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0020		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0021		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0022		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0037		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0038		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0039		
9. Gas de ebullición (BOG), 1ª etapa y gas de combustible de baja presión	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-001	146-K-A/B 146-K-001A/B 146-K-001A/B 146-A-001A/B 146-A-002A/B 146-V-001	Compresión BOG Sistema de aceite lubricante para el compresor BOG A/B Enfriador interetapa del compresor BOG, Post enfriador del compresor BOG, Tambor KO de succión del Compresor BOG
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0002-0003		
	N2FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0001-002		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0003		
10. Gas de ebullición (BOG), 2ª etapa	N2FE-FLR-130-225-PID-0007-001	146-K-A 146-K-001 146-A-002	Compresor BOG A Posenfriador del compresor BOG
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0002		
11. Gas combustible	N2FE-FLR-110-225-PID-0003	143-H-001 143-V-001	Calentador de arranque de gas combustible Tambor de mezcla de gas combustible Alta Presión HP
	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-154-225-PID-0001		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N2FE-FLR-154-225-PID-0002		
	PROVEEDOR: BC000538-C01-001		
	N2FE-4-0501-00008		
	N2FE-4-0501-00041		
12. Gas de descongelación	N2FE-FLR-130-225-PID-0001	130-E-004	Calentador de gas de descongelación
	N2FE-FLR-130-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0017		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0036		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-143-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0003		
13. Almacenamiento del refrigerante de etano	N2FE-FLR-130-225-PID-0024	152-V-001A/B	Tanque ISO de refrigerante criogénico de etano
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001	152-E-001A/B	Vaporizador de etano de ambiente
	N2FE-FLR-152-225-PID-0001		
14. Almacenamiento del refrigerante de propano	N2FE-FLR-130-225-PID-0024	152-V-002A/B	ISO Tanque de refrigerante de propano,
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001	152-V-005	Secador de refrigeración de propano
	N2FE-FLR-152-225-PID-0002		
15. NO SE UTILIZA			
16. Almacenamiento del refrigerante de pentano	N2FE-FLR-130-225-PID-0024	152-V-007	Secador de refrigeración de i-pentano
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001	152-V-004A/B	ISO Tanque refrigerante de i-pentano
	N2FE-FLR-152-225-PID-0004		
17. Nitrógeno	N2FE-FLR-120-225-PID-0002	145-PK-001	Paquete de generación de nitrógeno
	N2FE-FLR-120-225-PID-0003	145-V-002A/B	Recipiente de PSA (Pressure Swing Absorber)
	N2FE-FLR-120-225-PID-0004	145-V-003	Recipiente de mezclado de N2
	N2FE-FLR-120-225-PID-0005	145-F-001A/B	Posfiltros
	N2FE-FLR-120-225-PID-0007	145-V-001	Receptor de nitrógeno
	N2FE-FLR-120-225-PID-0011		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0014		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0016		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0024		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0027		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0028		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0030		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0032		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0039		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0001		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N2FE-FLR-130-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0004-002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0007-002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0009		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0023		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0036		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0005-001		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0005-002		
	N2FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-143-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-145-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N1FE-FLR-146-225-PID-0001-002		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-151-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-152-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-154-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-154-225-PID-0002		
18. Aceite caliente	N2FE-FLR-110-225-PID-0003	151-A-001A	Enfriador de tope de aceite caliente
	N2FE-FLR-110-225-PID-0004	151-V-001	Tambor de expansión de aceite caliente
	N2FE-FLR-120-225-PID-0019	151-F-001	Filtro de aceite caliente
	N2FE-FLR-120-225-PID-0040	151-P-001A/B	Bombas de circulación de aceite caliente
	N2FE-FLR-130-225-PID-0006	151-V-002	Tambor de desinventario de aceite caliente
	N2FE-FLR-130-225-PID-0036	151-P-002	Bomba de retorno de aceite caliente
	N2FE-FLR-140-225-PID-0003	141-E-001A/B/C	Unidad de recuperación de residuos de aceite caliente A/B/C
	N2FE-FLR-141-225-PID-0001	110-E-001	Calentador de gas de entrada
	N2FE-FLR-141-225-PID-0002	110-E-002	Vaporizador de líquidos de entrada
	N2FE-FLR-141-225-PID-0003	120-E-002	Rehervidor de amina
	N2FE-FLR-143-225-PID-0002	120-E-005A/B	
	N2FE-FLR-151-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-151-225-PID-0002		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
		130-E-003 130-E-004	Calentador de aceite caliente de gas de regeneración Vaporizador de fondo de columna de lavado Calentador de gas de descongelación
19. Antorcha húmeda (quemador húmedo)	N2FE-FLR-110-225-PID-0001	154-P-001 154-V-002 154-H-002 154-PK-002	Tambor KO de la antorcha, Tambor KO de la antorcha húmeda, Calentador de bandas, Paquete de la antorcha húmeda
	N2FE-FLR-110-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-110-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-110-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-110-225-PID-0005		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0005		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0006		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0007		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0011		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0014		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0015		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0018		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0019		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0021		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0022		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0023		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0025		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0027		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0028		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0029		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0030		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0032		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0034		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0035		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0036		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0037		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0038		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0039		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0040		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0041		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0045		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0004-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0004-002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0005		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N2FE-FLR-130-225-PID-0006		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0008		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0036		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0040		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0005-001		
	N2FE-FLR-151-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-154-225-PID-0002		
20. Antorcha seca (quemador seco)	N2FE-FLR-130-225-PID-0010	154-V-001 154-H-001 154-PK-001 154-S-001	Tambor KO de antorcha seca, Calentador de bandas, Paquete de ignición de la antorcha Paquete de antorcha seca
	N2FE-FLR-130-225-PID-0017		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0018-002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0019		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0020		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0021		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0022		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0024		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0225-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0030		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0035		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0038		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0039		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0040		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0005-002		
	N2FE-FLR-143-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0001-001		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0001-002		
	N2FE-FLR-146-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-152-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-152-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-152-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-154-225-PID-0001		
21. Plataforma de servicios de drenaje abierto (¿Qué pasaría sí?)	N2FE-FLR-130-225-PID-0041	155-P-001 155-V-001	Bomba de recirculación de agua Tambor de lodos de crudo
	N2FE-FLR-130-225-PID-0042		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0011-001		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0005		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N2FE-FLR-141-225-PID-0006		
	N2FE-FLR-142-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-142-225-PID-0002		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-001		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-002		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-003		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-004		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0003-002		
	N2FE-FLR-145-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0006		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0007		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0008		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0009-001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0009-002		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0011		
	N2FE-FLR-151-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0041		
22. Plataforma de tratamiento de gas de drenaje abierto (¿Qué pasaría sí?)	N2FE-FLR-110-225-PID-0003	155-P-002 155-V-002	Bomba de recirculación de agua Tambor de lodos de crudo
	N2FE-FLR-110-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0012		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0018		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0026		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0011		
	N2FE-FLR-155-225-PID-0003		
23.- Plataforma de licuefacción de drenaje abierto (¿Qué pasaría sí?)	N2FE-FLR-110-225-PID-0002	155-P-002 155-V-002	Bomba de recirculación de agua Tambor de lodos de crudo
	N2FE-FLR-110-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-110-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0006		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0019		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0026		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0027		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0039		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0040		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0011-002		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0003		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0005		
	N2FE-FLR-151-225-PID-0001		
24. Plataforma de servicios de	N2FE-FLR-140-225-PID-0011-001		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
drenaje cerrado (no existe)			
25. Plataforma de tratamiento de gas de drenaje cerrado (antorcha húmeda)	N2FE-FLR-140-225-PID-0011-001		
26. Plataforma de licuefacción de drenaje cerrado (quemador seco)	N2FE-FLR-140-225-PID-0011-001		
27. Aire de instrumentos	N2FE-FLR-110-225-PID-0002	144-K-001A/B/C/D 144-A-001A/B/C/D 144-A-002A/B/C/D 144-V-002A/B/C/D 144-V-003A/B/C/D 144-A-003A/B/C/D 144-P-001A/B/C/D 144-F-003A/B 144-F-004A/B 144-F-005A/B 144-F-006A/B 144-PK-001A 144-V-004A/B 144-V-005A/B 144-V-006A/B 144-F-001A/B 144-F-006A/B 144-F-009A/B 144-F-002A/B 144-F-007A/B 144-F-010A/B 144-H-001A/B/C 144-K-004A/B/C 144-A-004A/B/C 144-V-001A/B/C	Compresor de aire para instrumentos A/B/C/D Interenfriador Postenfriador Separador de humedad de la 1ª etapa Separador de humedad de la 2ª etapa Enfriador de aceite Bomba de aceite Filtro de aceite (compresor de aire A) Filtro de aceite (compresor de aire B) Filtro de aceite (compresor de aire C) Filtro de aceite (compresor de aire D) Paquete de secador de aire de instrumentos A Columnas del secador Prefiltros Posfiltros Calentador de aire Soplador de aire Enfriador de aire Receptores de aire ide instrumentos
	N2FE-FLR-120-225-PID-0041		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0007-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0008		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0009		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0023		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-001		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-002		
	N2FE-FLR-130-225-PID-0042		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0009-001		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0009-002		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0009-003		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0004		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0005		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0006		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0007		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0008		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0009		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0010		
	N2FE-FLR-141-225-PID-0011		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-001		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-002		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-003		
	N2FE-FLR-144-225-PID-0001-004		
28.- Sistema de agua no potable (¿Qué pasaría sí?)	N2FE-FLR-147-225-PID-0001	147-Y-001A/B 147-P-001A/B 147-F-001A/B	Cajón de bomba de agua no potable Bomba de agua no potable Filtro de bomba de agua no potable
	N2FE-FLR-147-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0001		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
		147-F-011A/B	Filtros de agua no potable
		147-P-010A/B/C	Bombas de alimentación
		147-F-010A/B	Filtros de arena para desalinización
		147-PK-002-2	Patín de filtro de medios para desalinización
		147-F-030A-I	Unidades de ósmosis inversa de agua de mar (SWRO)
		147-Y-020	Turbo de recuperación de energía
		147-F-020	Filtro de cartucho
		147-P-020	Bomba de refuerzo de ósmosis inversa
		147-PK-008	Patín de inyección química de paquete de desalinización
		147-P-3204	Bomba de bisulfito para desalinización
		147-P-3205	Bomba anticalcárea de desalinización
		147-P-3206	Bomba de hipoclorito de desalinización (12.5 % NaOCL)
		147-P-3207	Bomba de soda cáustica de desalinización al 20 % de NaOH
29.- Sistema de agua contra incendios (¿Qué pasaría sí?)	N2FE-FLR-153-225-PID-0001	153-T-005A/B/C	Tanque diurno de diésel
	N2FE-FLR-153-225-PID-0002	153-P-005A/B/C	Bomba de agua contra incendios
	N2FE-FLR-153-225-PID-0003-001	153-P-006	Bomba jockey de agua contra incendios
	N2FE-FLR-153-225-PID-0003-002	153-T-003A/B/C	Tanque diurno de diésel
	N2FE-FLR-153-225-PID-0004	153-P-003A/B/C	Bomba de agua contra incendios
	N2FE-FLR-153-225-PID-0005	153-P-004	Bomba jockey de agua contra incendios
	N2FE-FLR-153-225-PID-0006-001	153-T-001A/B	Tanque diurno de diésel
	N2FE-FLR-153-225-PID-0006-002	153-P-001A/B	Bomba de agua contra incendios
	N2FE-FLR-153-225-PID-0007	153-P-002	Bomba jockey de agua contra incendios
	N2FE-FLR-153-225-PID-0008-001	153-P-001C/D	Bomba de agua contra incendios (de accionamiento eléctrico)
	N2FE-FLR-153-225-PID-0008-002		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0010-001		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0011-001		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0012-001		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0014		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0015		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0016		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0017		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0018		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0019		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0020		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0023		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0024		
	N2FE-FLR-153-225-PID-0029		
30. Recepción de entrada y	N2FE-FLR-110-225-PID-0003	120-F-006A/B	Coalescente A/B URM
	N2FE-FLR-110-225-PID-0004		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
eliminación del mercurio	N2FE-FLR-110-225-PID-0005	120-V-007	Absorbedor URM
	N2FE-FLR-120-225-PID-0003	120-E-003	Calentador de alimentación
	N2FE-FLR-120-225-PID-0004	120-F-007	Filtro de partículas URM
	N2FE-FLR-120-225-PID-0005		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0006		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0007		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0011		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0012		
	N2FE-FLR-140-225-PID-0001		
31. Sistema de absorción de amina	N2FE-FLR-120-225-PID-0012	120-C-001	Producto del absorbedor de
	N2FE-FLR-120-225-PID-0013	120-A-004A/B	amina
	N2FE-FLR-120-225-PID-0014	120-V-003	Producto del enfriador de gas,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0015	120-P-002A/B	Tambor KO de gas
	N2FE-FLR-120-225-PID-0023	20-P-006A/B	Bombas de solución pobre Alta
	N2FE-FLR-120-225-PID-0024	120-V-008	Presión HP, Bombas de agua de
	N2FE-FLR-120-225-PID-0028	120-P-009A/B	lavado,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0029		Tanque de separación de agua
	N2FE-FLR-120-225-PID-0030		Bombas de reposición de agua
	N2FE-FLR-120-225-PID-0031		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0032		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0012		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0013		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0014		
32. Sistema de regeneración de amina	N2FE-FLR-120-225-PID-0014	120-V-001	Tambor flash de solución enriquecida,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0016	120-E-001	Intercambiador pobre-enriquecido
	N2FE-FLR-120-225-PID-0017	120-P-001A/B	Bombas de baja presión de solución pobre
	N2FE-FLR-120-225-PID-0018	120-C-002	Regenerador de amina,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0019	120-E-002	Rehervidor de amina
	N2FE-FLR-120-225-PID-0020	120-A-002	Condensador de reflujo de amina,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0021	120-P-005A/B	Bombas de reflujo de amina,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0022	120-V-002	Tambor de reflujo de amina
	N2FE-FLR-120-225-PID-0024	120-Y-003	Eyector de tambor de reflujo de amina,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0025	120-F-003	Postfiltro de amina pobre
	N2FE-FLR-120-225-PID-0027	120-F-002	Filtro de carbón de amina pobre,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0028	120-F-001	Prefiltro de amina pobre,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0044	120-A-003A/B	Enfriador de solución pobre,
	N2FE-FLR-120-225-PID-0014	120-F-004	Filtro de solución
		120-V-011	Sumidero de amina,
		120-P-003A/B	Bomba de sumidero de amina
		120-V-004	Tambor de recuperación de amina
33. Sistema de solventes de amina	N2FE-FLR-120-225-PID-0002-001	120-T-001	Tanque de almacenamiento de soluciones
	N2FE-FLR-120-225-PID-0002-001	120-Y-004	Mezclador de chorro del tanque de almacenamiento de soluciones
		120-P-008A	Bomba de transferencia de soluciones
		120-V-010	Tambor de disolvente de amina
		120-P-013A	Bomba de reposición de amina
		120-T-001	Tanque de almacenamiento de

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
		120-Y-004	soluciones
			Mezclador de chorro del tanque
		120-P-008A	de almacenamiento de soluciones
		120-V-010	Bomba de transferencia de
		120-P-013A	soluciones
			Tambor de disolvente de amina
			Bomba de reposición de amina
34. Sistema de deshidratación de gas	N2FE-FLR-120-225-PID-0011	120-F-005	Coalescente del filtro de entrada
	N2FE-FLR-120-225-PID-0014	120-V-005A/B/C	Absorbedor A/B/C
	N2FE-FLR-120-225-PID-0032	120-A-001	Enfriador de gas de regeneración
	N2FE-FLR-120-225-PID-0034	120-V-006	Tambor KO de gas de
	N2FE-FLR-120-225-PID-0035	120-F-009	regeneración
	N2FE-FLR-120-225-PID-0036	120-K-001	Filtro de agua de regeneración
	N2FE-FLR-120-225-PID-0037	120-E-005A/B	Compresor de gas de
	N2FE-FLR-120-225-PID-0038		regeneración
	N2FE-FLR-120-225-PID-0039	120-F-008A/B	Calentador de aceite caliente de
	N2FE-FLR-120-225-PID-0040		gas de regeneración
	N2FE-FLR-120-225-PID-0041		Filtros de partículas
	N2FE-FLR-130-225-PID-0001		
	PROVEEDOR: PD02AY04 Pg 4		
	N2FE-FLR-120-225-PID-0011		
35. Gas de sello del compresor BOG	PROVEEDOR: G000876277_40001442	X100	Elemento filtrante doble para gas natural BOG
		X105	Elemento filtrante doble de suministro de nitrógeno BOG
36.- Circulación del aceite del compresor BOG	PROVEEDOR: G000876277_40001442	X204	Bomba de aceite auxiliar,
		X210	BOG, Bomba de aceite
		X218	principal,
			BOG, Enfriador de aceite
		X227	lubricante,
		M240	BOG, Elemento filtrante doble
			Motor de accionamiento principal
		M204	(13200/3/60)
			Motor de la bomba de aceite
		M218A/B	lubricante auxiliar del BOG
			(460/3/60)
			Motor del ventilador del enfriador
		X201A/B	de aceite lubricante del BOG A/B
			(460/3/60)
		M202	Calentador del depósito de aceite lubricante del BOG (460/3/60)
		X202	Motor del eliminador de gotas de aceite lubricante del BOG (460/3/60)
			Eliminador de gotas de aceite lubricante del BOG
37. Flujo principal del compresor BOG (proveedor)	N2FE-FLR-146-225-PID-0001-001	146-V-001	Tambor de succión KO del compresor BOG
	N2FE-FLR-146-225-PID-0002	146-K-001A/B	Compresor BOG A/B
	N2FE-FLR-146-225-PID-0003	146-A-001A/B	Enfriador inter-etapa del compresor BOG
	PROVEEDOR: G000876277_40001442	146-A-002A/B	Post-enfriador del compresor BOG
		146-V-001	Tambor de succión KO del compresor BOG
		146-K-001A/B	Compresor BOG A/B
		146-A-001A/B	Enfriador inter-etapa del compresor BOG

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	**Descripción**
		146-A-002A/B	Post-enfriador del compresor BOG
38. Gas de sello del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Proveedor)	PROVEEDOR: G000876278_40001443	X100 X1 05	Elemento filtrante doble para gas natural FGB Elemento filtrante doble de suministro de nitrógeno FGB
39. Circulación del aceite del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Proveedor)	PROVEEDOR: G000876278_40001443	X204 X210 X218 X225 M240 M204 M218A /B X201A /B M202 X202	Bomba de aceite auxiliar FGB Bomba de aceite principal FGB Enfriador de aceite lubricante FGB Elemento filtrante doble FGB Motor de accionamiento principal (13200/3/60) Motor de la bomba de aceite lubricante auxiliar FGB (460/3/60) Motor del ventilador del enfriador de aceite lubricante FGB A/B (460/3/60) Calentador del depósito de aceite lubricante FGB (460/3/60) Motor del eliminador de gotas de aceite lubricante FGB (460/3/60) Eliminador de gotas de aceite lubricante FGB
40. Flujo principal del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Proveedor)	PROVEEDOR: G000876278_40001443		
41. Patín de generación de energía: Distribución del gas combustible (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-001		
42. Patín de generación de energía: Distribución de aire (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-004 PROVEEDOR: BC000538-C01-031		
43. Patín de generación de energía: Drenajes del motor (Proveedor)	N2FE-FLR-141-225-PID-0007 N2FE-FLR-141-225-PID-0008 N2FE-FLR-141-225-PID-0009 N2FE-FLR-141-225-PID-0010 N2FE-FLR-141-225-PID-0011 PROVEEDOR: BC000538-C01-017	141-PK-002A/B/C1 41-PK-004A/B	Paquete esencial de generación de energía Paquete esencial de generación de energía
44. Patín de generación de energía: Extintores de incendios (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-017		
45. Patín de generación de	PROVEEDOR: BC000538-C01-005		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
energía: Sistema de agua de lavado (Proveedor)			
46. Patín de generación de energía: Sistema de aceite lubricante (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-012		
47. Patín de generación de energía: Sistema de arranque hidráulico (Proveedor)	PROVEEDOR: BC000538-C01-012		
48. Unidad de recuperación de calor residual (Proveedor)	N2FE-FLR-141-225-PID-0001 N2FE-FLR-141-225-PID-0002 N2FE-FLR-141-225-PID-0003		
49. NO SE UTILIZA			
50. NO SE UTILIZA			
51. Compresor MR: Distribución de gas combustible (Proveedor)	N2FE-FLR-130-225-PID-0025-001 PROVEEDOR: S0M6902443 Pgs 3-7		Sistema de cromatografía del gas combustible Sistema de medición del índice Wobbe del gas combustible Sistema de gas combustible Sistema de medición del gas combustible
52. Compresor MR: Distribución de aire (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 4, 5, 9-11,13-16, 18 y 23-25		
53. Compresor MR: Aceite lubricante sintético (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 8, y 10-13		
54. Compresor MR: Aceite mineral (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 12, y 16-18		
55. Compresor MR: Sistema de arranque hidráulico (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 15		
56. Compresor MR: Patín de lucha contra incendio (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 21 y 22		
57. Compresor MR: Cilindros de nitrógeno para la lucha contra incendio (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 22		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
58. Compresor MR: Patín de lavado de agua (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 23		
59. Compresor MR: Sistema de gas de sello (Proveedor)	PROVEEDOR: S0M6902443 Pg 24-26		
60. Compresor de regeneración: Sistema de gas de sello (Proveedor)	PROVEEDOR: PD02AY04 Pg 1		
61. Compresor de regeneración: Sistema de aceite lubricante (Proveedor)	PROVEEDOR: PD02AY04 Pg 2		
62. Sistema de quemador seco (Proveedor)	PROVEEDOR: N2FE-4-0501-00008		
63. Sistema de antorcha húmeda (Proveedor)	PROVEEDOR: N2FE-4-0501-00041		
64. Sistema de agua desmineralizada (¿Qué pasaría sí?)	N2FE-FLR-120-225-PID-0002-001	147-P-003A/B	Bomba de agua desmineralizada
	N2FE-FLR-120-225-PID-0022	147-T-001	Depósito de agua desmineralizada
	N2FE-FLR-120-225-PID-0024	147-PK-001	Paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada
	N2FE-FLR-120-225-PID-0026	147-F-040	Filtro de cartucho de entrada de alimentación de agua desmineralizada
	N2FE-FLR-120-225-PID-0030	147-P-3102	Bomba de alimentación de 1er paso
	N2FE-FLR-140-225-PID-0006	147-F-050A-N	Agua desmineralizada RO 1er paso
	N2FE-FLR-140-225-PID-0013	147-P-3104	Bomba de alimentación 2º paso
	N2FE-FLR-147-225-PID-0003	147-F-060A-H	Agua desmineralizada RO 2º paso
	N2FE-FLR-147-225-PID-0004	147-PK-003	Patín de inyección química del paquete de acondicionamiento de agua desmineralizada
	N2FE-FLR-147-225-PID-0005	147-P-3101	Bomba anticalcárea desmineralizadora
		147-P-3103	Bomba cáustica desmineralizadora al 20% de NaOH
		147-P-3107	Bomba desmineralizadora de disulfito
65. Sistema de agua potable (¿Qué pasaría sí?)	N2FE-FLR-140-225-PID-0007-001	147-T-002A/B	Depósito de agua potable
	N2FE-FLR-140-225-PID-0007-002	147-P-002A/B/C	Bomba de agua potable
	N2FE-FLR-140-225-PID-0007-003		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0004		

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
	N2FE-FLR-147-225-PID-0009-001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0010		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0011		
66. Sistema de inyección antiespuma	N1FE-FLR-120-225-PID-0026		
67. Carrete de manguera GNL	N1FE-FLR-140-225-PID-0001		
	ECO-0001-00011-1_D1		
	ECO-0001-00012-1_D1		
	ECO-0001-00017-1-SQCK		
68. Sistema diésel	N2FE-FLR-140-225-PID-0013	120-P-010	Bomba de inyección para reflujo de amina
	N2FE-FLR-141-225-PID-0007	120-PM-010	Motor de la bomba de inyección para reflujo de amina
	N2FE-FLR-141-225-PID-0008	120-P-011	Bomba de inyección para circuito de amina magra
	N2FE-FLR-141-225-PID-0009	120-PM-011	Motor de la bomba de inyección para el circuito de amina magra
	N2FE-FLR-141-225-PID-0010	120-P-012	Bomba de inyección para el sistema de lavado de agua
	N2FE-FLR-141-225-PID-0011	120-PM-012	Motor de la bomba de inyección para el sistema de lavado de agua
	N2FE-FLR-142-225-PID-0001	120-PK-001	Sistema de inyección de antiespuma
	N2FE-FLR-142-225-PID-0002	120-T-002	
	N2FE-FLR-142-225-PID-0003	120-Y-001	Tanque de antiespuma
		120-YM-001	Mezclador de tanque de antiespuma
			Motor del mezclador del tanque antiespuma
69 NO SE UTILIZA			
70 NO SE UTILIZA			
71. Tratamiento de aguas residuales	N2FE-FLR-147-225-PID-0002-002		
72. Agua de servicio	N2FE-FLR-140-225-PID-0007-001	147-T-003A/Bq	Depósito de agua de servicio
	N2FE-FLR-140-225-PID-0007-002	147-F-002A/B	Filtro de la bomba de agua de servicio
	N2FE-FLR-140-225-PID-0007-003	147-PK-006	Paquete de bomba de agua de servicio
	N2FE-FLR-142-225-PID-0002	147-PK-005	Paquete de esterilización UV
	N2FE-FLR-147-225-PID-0009-001		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0009-002		
	N2FE-FLR-147-225-PID-0010		
73. NO SE UTILIZA			
74 NO SE UTILIZA			
75. Cuestiones globales (fuera del alcance del			

Nodos	Planos / Referencias	Equipo	
		Etiqueta	Descripción
LOPA)			

Fuente: HAZOP proporcionados por México FLNG.

V.4.1.2.4.3 Definición de nodos

En el Anexo Técnico ANX-TEC-06, se presenta información utilizada y generada en el desarrollo y resultados del HAZOP, tal como las hojas de trabajo de la aplicación de la metodología, los planos con la delimitación de nodos, los criterios aplicados, salvaguardas de tipo preventivo, de control y de mitigación, y recomendaciones para cada Escenario de Riesgo.

Es importante que se entreguen los planos con el señalamiento de los nodos determinados.

Los sistemas representados en los diagramas de tubería e instrumentación se han dividido en nodos de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- Limite el Nodo a una sola pieza de equipo e incluya líneas de conexión. Para torres incluir el re-hervidores o condensadores conectados a la torre.
- Son posibles múltiples elementos de equipo dentro del Nodo, sin embargo, este equipo comparte una función común (por ejemplo, bombas de alimentación, incluido el intercambiador de calor al tambor de almacenamiento).
- Incluir los controles (instrumentos iniciadores y elemento final) en el mismo Nodo donde sea posible.
- Nodos de inicio y final en ubicaciones lógicas (es decir, válvulas de bloqueo, bridas, etc.)
- Si el Nodo está conectado al límite de la batería, incluya las tuberías aguas arriba o aguas abajo como hasta donde sea lógico. (Evite que el nodo solo interconecte tuberías sin ningún control o equipo).

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. De acuerdo con la descripción del proceso y los DTI se definieron los nodos que se presentan en la Tabla V.72, V.73 y V.74.

Tabla V.72 Nodos obtenidos del análisis HazOp (Sistema de licuefacción FLNG1).

Nodo	Equipo/Instalación	
1	Instalaciones de entrada	Incluye la distribución del proceso
2	Eliminación de hidrocarburos pesados	Incluye DTI de suministro de servicios
3	Compresor de refuerzo	Incluye el alcance del proveedor3
4	Cámara de frío de licuefacción de GN	Seis núcleos de intercambiadores idénticos; incluye el DTI de suministro de servicios
5	Evaporación flash y bomba	
6	Refrigerante mixto, 1ª etapa	Incluye los DTI por duplicado del enfriador de aire y el alcance del proveedor3
7	Refrigerante mixto, 2ª etapa	Incluye los DTI por duplicado del enfriador de aire y el alcance del proveedor3
8	Circulación de refrigerante mixto a través de la cámara de frío	
9	Gases de ebullición (BOG), 1ª etapa + gas combustible a baja presión	Incluye el alcance del proveedor3
10	Gases de ebullición (BOG), 2ª etapa	
11	Gas combustible a alta presión	Incluye la distribución
12	Gas de descongelación	
13	Almacenamiento del refrigerante de etano	
14	Almacenamiento del refrigerante de propano	
15	NO SE UTILIZA	Se deja abierto para su uso futuro
16	Almacenamiento del refrigerante de pentano	

Nodo	Equipo/Instalación	
17	Nitrógeno	Receptor y distribución de nitrógeno
18	Aceite caliente	Incluye recuperación y distribución de calor residual
19	Antorcha húmeda	Incluye el alcance del proveedor
20	Antorcha seca	Incluye el alcance del proveedor
21	Plataforma de servicios de drenaje abierto	método 'What-if' (¿Qué pasa sí?) en lugar del HAZOP[2]
22	Plataforma de tratamiento de gas de drenaje abierto	método 'What-if' (¿Qué pasa sí?) en lugar del HAZOP[2]
23	Plataforma de licuefacción de drenaje abierto	método 'What-if' (¿Qué pasa sí?) en lugar del HAZOP[2]
24	Plataforma de servicios de drenaje cerrado	No existe; nodo eliminado para su consideración[2]
25	Plataforma de tratamiento de gas de drenaje cerrado (antorcha húmeda)	Análogo a la antorcha húmeda, nodo eliminado para su consideración[2]
26	Plataforma de licuefacción de drenaje cerrado (antorcha seca)	Análogo a la antorcha seca, nodo eliminado para su consideración[2]
27	Aire de instrumentos	método 'What-if' (¿Qué pasa sí?) en lugar del HAZOP[2]
28	Sistemas de agua cruda	método 'What-if' (¿Qué pasa sí?) en lugar del HAZOP[2]
29	Agua contra incendios	método 'What-if' (¿Qué pasa sí?) en lugar del HAZOP
30	Recepción de entrada y eliminación del mercurio	
31	Sistema de absorción de amina	
32	Sistema de regeneración de amina	Incluye el alcance del proveedor3
33	Sistema de solventes de amina	
34	Sistema de deshidratación de gases	Incluye el alcance del proveedor3
35	Gas del Compresor del sello BOG (Nodo 9a/10a)	Nota 3
36	Circulación del aceite del compresor BOG (Nodo 9b)	Nota 3
37	Compresor BOG (Nodo 9/10) HAZOP del proveedor	Nota 3
38	Gas de sello del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Nodo 3a)	Nota 3
39	Circulación del aceite del compresor de refuerzo de gas de alimentación (Nodo 3b)	Nota 3
40	HAZOP del proveedor de compresor de refuerzo de gas de alimentación (Nodo 3)	Nota 3
41	Patín de generación de energía: HAZOP del proveedor de distribución de gas combustible	Nota 3
42	Patín de generación de energía: HAZOP del proveedor de distribución de aire	Nota 3
43	Patín de generación de energía: HAZOP del proveedor de los drenes del motor	Nota 3
44	Patín de generación de energía: HAZOP del proveedor de extinción de incendios	Nota 3
45	Patín de generación de energía: HAZOP del proveedor del sistema de agua de lavado	Nota 3
46	Patín de generación de energía: HAZOP del proveedor del sistema de aceite lubricante	Nota 3
47	Patín de generación de energía: HAZOP del proveedor del sistema de arranque hidráulico	Nota 3
48	HAZOP del proveedor de la unidad de recuperación de calor residual	Nota 3
49	¿Qué pasa sí? (What-if?) Modificaciones del aceite caliente (Nodo 18)	Nota 3
50	¿Qué pasa sí? (What-if?) Modificaciones del gas combustible (Nodo 11)	Nota 3
51	Distribución del gas combustible del compresor MR	Nota 3

Nodo	Equipo/Instalación	
52	Distribución del aire del compresor MR	Nota 3
53	Aceite lubricante sintético del compresor MR	Nota 3
54	Aceite mineral del compresor MR	Nota 3
55	Sistema de arranque hidráulico del compresor MR	Nota 3
56	Patín contra incendio del compresor MR	Nota 3
57	Cilindros de nitrógeno del compresor MR para el combate contra incendio	Nota 3
58	Sistema de lavado de agua del compresor MR	Nota 3
59	Sistema de gas de sello del compresor MR	Nota 3
60	Compresor de regeneración: Sistema de gas de sello	Nota 3
61	Compresor de regeneración: Sistema de aceite lubricante	Nota 3
62	Proveedor del quemador: Sistema de antorcha seca	Nota 3
63	Proveedor del quemador: Sistema de antorcha húmeda	Nota 3
64	Sistemas de agua desmineralizada ¿Qué pasa sí? (What-if?)	
65	Sistema de agua potable ¿Qué pasa sí? (What-if?)	
66	Sistema de inyección anti-espuma	Pendiente
67	Carrete de manguera GNL	Nota 3
68	Sistema de diésel ¿Qué pasa sí? (What-if?)	
69	NO SE UTILIZA	Se deja abierto para su uso futuro
70	NO SE UTILIZA	Se deja abierto para su uso futuro
71	NO SE UTILIZA	Se deja abierto para su uso futuro
72	NO SE UTILIZA	Se deja abierto para su uso futuro
73	NO SE UTILIZA	Se deja abierto para su uso futuro
74	NO SE UTILIZA	Se deja abierto para su uso futuro
75	Cuestiones globales (fuera del alcance del LOPA)	

Nota 1: Algunos DTI contienen más de un nodo (p. ej., interconexión)
Nota 2 Los DTI de drenaje abierto y cerrado comparten un dibujo de interconexión común
Nota 3: HAZOP del proveedor
NFE Fast LNG Operations LLC) y del Contratista (Fluor).

Tabla V.73 Nodos obtenidos del análisis HAZOP (Sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2)
Unidad de almacenamiento flotante

Nodo	Equipo/Instalación
1	Bombas del recipiente de gas natural licuable (GNL) al carrete de manguera y la tubería criogénica flexible hasta el colector de carga de la unidad de almacenamiento flotante (FSU)
2	Tubería de carga de transbordo y sistema de retorno de vapor.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.74 Nodos obtenidos del análisis HAZOP (Sistema de licuefacción FLNG2).

Nodo	Descripción de la unidad	Notas
1	Instalaciones de entrada	Incluye la distribución del proceso
2	Eliminación de hidrocarburos pesados	Incluye DTI de suministro de servicios
3	Compresor de refuerzo	Algunas partes pueden estar cubiertas por el HAZOP del proveedor de compresores
4	Cámara de frío de licuefacción de GN	Seis núcleos de intercambiadores idénticos; incluye el DTI de suministro de servicios
5	Evaporación flash y bomba	
6	Refrigerante mixto, 1ª etapa	
7	Refrigerante mixto, 2ª etapa	
8	Circulación de refrigerante mixto a través de la cámara de frío	

Nodo	Descripción de la unidad	Notas
9	BOG, 1ª etapa y gas combustible Baja Presión LP	Algunas partes pueden estar cubiertas por el HAZOP del proveedor de compresores
10	BOG 2ª etapa	Algunas partes pueden estar cubiertas por el HAZOP del proveedor de compresores
11	Gas combustible Alta Presión HP	Incluye la distribución
12	Gas de descongelación	
13	Almacenamiento de refrigerante de etano	
14	Almacenamiento de refrigerante de propano	
15	Almacenamiento de refrigerante de butano	Eliminado del diseño; nodo eliminado de la consideración
16	Almacenamiento de refrigerante de pentano	
17	Nitrógeno	
18	Aceite caliente	Incluye recuperación y distribución de calor residual
19	Antorcha húmeda	
20	Antorcha seca	
21	Plataforma de servicios de drenaje abierto (P5)	
22	Plataforma de tratamiento de gas de drenaje abierto (P4)	
23	Plataforma de licuefacción de drenaje abierto (P5)	
24	Plataforma de servicios de drenaje cerrado	No existe; nodo eliminado de su consideración
25	Plataforma de tratamiento de gas de drenaje cerrado (antorcha húmeda)	Análogo a la antorcha húmeda
26	Plataforma de licuefacción de drenaje cerrado (antorcha seca)	Análogo a la antorcha húmeda
27	Aire de instrumentos	
28	Sistema de agua no potable	
29	Sistema de agua contra incendios	
30	Recepción de entrada y eliminación del mercurio	
31	Sistema de absorción de amina	
32	Sistema de regeneración de amina	
33	Sistema de solventes de amina	
34	Sistema de deshidratación de gases	
35	Gas de marino del compresor de BOG	HAZOP del proveedor
36	Circulación del aceite del compresor de BOG	HAZOP del proveedor
37	Compresor de BOG (Nodo 9/10) HAZOP del proveedor	HAZOP del proveedor
38	Compresor de refuerzo de gas de alimentación	HAZOP del proveedor
39	Circulación del aceite del compresor de refuerzo de gas de alimentación	HAZOP del proveedor
40	Compresor de refuerzo de gas de alimentación (Nodo 3) HAZOP del proveedor	HAZOP del proveedor
41	Patín de generación de energía: Distribución de gas combustible	HAZOP del proveedor
42	Patín de generación de energía: Distribución de aire	HAZOP del proveedor
43	Patín de generación de energía: Drenajes del motor	HAZOP del proveedor
44	Patín de generación de energía: Extinción de incendios	HAZOP del proveedor
45	Patín de generación de energía: Sistema de agua de lavado	HAZOP del proveedor
46	Patín de generación de energía: Sistema de aceite lubricante	HAZOP del proveedor

Nodo	Descripción de la unidad	Notas
47	Patín de generación de energía: Sistema de arranque hidráulico	HAZOP del proveedor
48	Unidad de recuperación de calor residual	HAZOP del proveedor
49	--	No se utiliza
50	--	No se utiliza
51	Compresor MR: Distribución de gas combustible	HAZOP del proveedor
52	Compresor MR: Distribución de aire	HAZOP del proveedor
53	Compresor MR: Aceite lubricante sintético	HAZOP del proveedor
54	Compresor MR: Aceite mineral	HAZOP del proveedor
55	Compresor MR: Sistema de arranque hidráulico	HAZOP del proveedor
56	Compresor MR: Patín de extinción de incendios	HAZOP del proveedor
57	Compresor MR: Botellas de nitrógeno para combate de incendios	HAZOP del proveedor
58	Compresor MR: Patín de lavado de agua	HAZOP del proveedor
59	Compresor MR: Sistema de gas de sello	HAZOP del proveedor
60	Compresor de regeneración: Sistema de gas de sello	HAZOP del proveedor
61	Compresor de regeneración: Sistema de aceite lubricante	HAZOP del proveedor
62	Proveedor de la antorcha: Sistema de antorcha seca	HAZOP del proveedor
63	Proveedor de la antorcha: Sistema de antorcha húmeda	HAZOP del proveedor
64	Sistema de agua desmineralizada	
65	Sistema de agua potable	
66	Sistema de inyección antiespuma	
67	Carrete de manguera GNL	
68	Sistema de diésel	
69	--	No se utiliza
70	--	No se utiliza
71	Tratamiento de aguas residuales	
72	Agua de servicio	
73	--	No se utiliza
74	--	No se utiliza
75	Cuestiones globales (fuera del alcance del LOPA)	

NFE Fast LNG Operations LLC) y del Contratista (Fluor).

En el Anexo Técnico ANX-TEC-06, en las hojas de trabajo se incluyen las salvaguardas que consistirán en sistemas de seguridad y medidas preventivas.

V.4.1.3 Jerarquización de escenarios de riesgo

V.4.1.3.1 Jerarquización de los riesgos identificados

La jerarquización de los escenarios de riesgos identificados se llevó a cabo con los criterios que han sido presentados para la ponderación de frecuencia, con este proceso fue posible conocer la región en que se encuentra el riesgo identificado ("No tolerable", "Tolerable/Indeseable", "Tolerable" "Tolerable/Ampliamente Aceptable. En la tabla de jerarquización se presentan los riesgos identificados con base a las frecuencias, consecuencias ponderadas y la región de riesgo con la cual queda identificada.

En diferentes tipos de industrias, incluida la petrolera, se realizan herramientas que permiten realizar una estimación del riesgo. El riesgo tiene dos componentes: i) la frecuencia de ocurrencia de un evento

indeseado y ii) la magnitud de las consecuencias de ese evento. Debido a lo anterior, existen procesos en los que se identifican una gran cantidad de riesgos, como riesgo de daños al personal a la población al medio ambiente o al negocio. 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 control o reducción son limitados. El valorar los niveles de riesgo y asignar prioridades a la atención de las recomendaciones, permite un manejo adecuado de los recursos. Una escala de valores de riesgo se diseña para contar con una medida de comparación entre diversos. 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. Esta escala cumple con las siguientes características:

- 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 y negocio), y
- Define claramente los niveles de riesgo tolerable, ALARP y no tolerable.

Las matrices de riesgos normalmente son empleadas para calificar inicialmente el nivel de riesgo y podría ser la primera etapa dentro de un análisis cuantitativo de éstos. Esta matriz aplica única y exclusivamente para la organización que la desarrolla. Las matrices de riesgos son gráficas 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 y el negocio. Esas matrices están divididas en regiones que representan los riesgos tolerables, en región ALARP y los no tolerables. Por un lado, las ventajas en el uso de las matrices de riesgos son, entre otras, las siguientes:

- Son simples de entender y fáciles de aplicar, y
- Bajo costo de aplicación.

Por otro lado, algunas de las desventajas que se tienen al utilizar las matrices de riesgo son las siguientes:

- La evaluación de la frecuencia de ocurrencia es subjetiva, de "Muy Frecuente" a "Muy raro", y
- Las categorías de frecuencia y de consecuencias son cualitativas y generan un alto grado de incertidumbre.

Las categorías de frecuencia y las categorías de consecuencia para escenarios de riesgo se presentan a continuación en la Tabla V.75.

Tabla V.75 Clasificación del riesgo. Descripciones de la gravedad.

Clasificación	Categoría	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
F5	Muy frecuente	Es probable que se experimente con frecuencia en la vida de un artículo; mayor que 1 x 10^{-1} años
F4	Frecuente	Es probable que se experimente más de una vez en la vida de un artículo; menos de 1 x 10-^{1}/año pero superior a 1 x 10^{-2}/año
F3	Poco frecuente	Poco probable, pero razonablemente esperable en la vida de un elemento; menos de 1 x 10^{-2}/año pero superior a 1 x 10^{-3}/año
F2	Raro	Es poco probable que se produzca, pero es creíble que ocurra en la vida de un artículo; menos de 1 x 10^{-3}/año, pero superior a 1 x 10 $^{-4}$/año
F1	Muy raro	Extremadamente improbable pero no físicamente imposible; menos de 1 x 10^{-4}/año

Fuente: Elaboración propia.

V.4.1.3.2 Criterios para la ponderación de la consecuencia de cada escenario

Los criterios para la ponderación de la consecuencia de cada escenario se definen en 5 niveles cualitativos para la ocurrencia de los eventos, en función de las consecuencias con que se estima que puedan presentarse. Estos son los indicados en la Tabla V.76.

Tabla V.76 Categorías de consecuencias.

Categoría de consecuencia	Daños al personal	Efectos a la población	Medio ambiente	Activos/ Propiedad (USD)	Interrupción de negocio (USD)	Medio
5 (Mayor)	Múltiples fatalidades	Una sola fatalidad	Amplio, persistente, o irreversible daño al ecosistema	Daños totales o extensos en los equipos que requieran una sustitución completa y significativa (superior a 50 MM de dólares).50MM). Daños importantes en los bienes fuera del emplazamiento (más de 1 millón de dólares) más de 1 millón de dólares). Daños en la(s) vivienda(s) fuera del sitio e inhabitables	Perturbación de operaciones, por más de 1 año	La atención de los medios de comunicación internacionales Severo. Pública adversa del público que amenace el funcionamiento de las instalaciones.
4 (Grave)	Una sola fatalidad	Múltiples lesión-deterioro de varias personas. Hospitalización >24 horas. Retraso en recuperación.	Generalizado moderado-largo plazo daño al ecosistema.	Daños importantes en los equipos in situ reparados en un plazo de 4 a 12 meses, lo que requiere un gasto de capital (entre 25 y 50 millones de dólares). Daños importantes en la propiedad fuera del emplazamiento (hasta 1 millón de dólares). Daños en la vivienda fuera del emplazamiento e inhabitables.	Perturbación de operaciones durante 3 a 12 meses.	Los medios de atención de comunicación nacionales son Moderado. Público con preocupación / reacción.
3 (Moderado)	Múltiples lesiones deterioro de varias personas. Hospitalización >24 horas. Retraso en recuperación.	Tratamiento médico: lesión con una rápida recuperación. Hospitalización <24 horas.	Daños a corto plazo que perjudican al ecosistema local.	Los daños en los equipos in situ se reparan en un plazo de 7 a 120 días con pérdida de producción, lo que requiere un gasto de capital (entre 10 y 25 millones de dólares).	Perturbación de operaciones durante 70 a 90 días.	Atención de los medios de comunicación del Estado. Reacción pública adversa
2 (Menor)	Tratamiento médico lesión con una rápida recuperación Hospitalización <24 horas	Tratamiento de primeros auxilios	Efectos biológicos menores en área del sitio.	Daños in situ reparados en 7 días con pérdida de producción, lo que requiere un gasto de capital de capital (entre 1 y 10 millones de dólares).	Perturbación de operaciones durante al menos 7 días.	Atención de los medios de comunicación locales. Posible reacción del público.
1 (Despreciable)	Primer ayuda	No efectos	Liberación in situ, inmediatamente contenida y fácilmente limpieza en el sitio o localmente	Reparación de daños en los equipos in situ en 24 horas, sin pérdida de producción, que requiera un gasto de capital	Interrupción de funcionamiento durante al menos un día.	No efecto

Categoría de consecuencia	Daños al personal	Efectos a la población	Medio ambiente	Activos/ Propiedad (USD)	Interrupción de negocio (USD)	Medio
			disponible	(menos de 1 millón de dólares)		

NFE Fast LNG Operations LLC) y del Contratista (Fluor).

V.4.1.3.3 Calificación de los Riesgos

Con el fin de clasificar de forma efectiva y cualitativa los riesgos en la fase actual de diseño se ha adoptado una matriz de evaluación de riesgos que se presenta en la siguiente tabla.

V.4.1.3.4 Matrices de riesgos identificados

Los riesgos identificados y jerarquizados son ordenados en con la matriz de clasificación de riesgos de acuerdo con el tipo de afectación en la que se vean involucrados. Por ello, los daños o afectaciones que puedan generar los riesgos identificados para el personal, los daños o afectaciones a la población, el impacto ambiental que provoquen los riesgos identificados y por último las afectaciones o daños a la instalación, producción, bienes de terceros/nacionales y medios son considerados en la Tabla V.77.

Tabla V.77 Matriz de clasificación de riesgos.

Severidad	Probabilidad					
5	B	B	A	A	A	
4	C	B	B	A	A	
3	C	C	C	B	B	
2	D	C	C	C	B	
1	D	D	D	C	C	
	1	2	3	4	5	

A	INTOLERABLE/INACEPTABLE: El riesgo no puede ser tolerado o justificado a menos que haya razones excepcionales para que la actividad tenga lugar. Deben introducirse medidas de control para reducir el riesgo hacia abajo.
B	TOLERABLE/INDESEABLE: El riesgo puede ser tolerado, pero sólo se aceptará cuando la reducción del riesgo sea impracticable.
C	TOLERABLE: Riesgo hasta tolerable una vez demostrado que es ALARP, con el aval del departamento de Medio Ambiente, Seguridad e Higiene.
D	TOLERABLE/AMPLIAMENTE ACEPTABLE: El riesgo es lo suficientemente bajo que puede ser tolerado con el respaldo de las revisiones del proyecto/planta.

NFE Fast LNG Operations LLC) y del Contratista (Fluor).

V.4.1.3.5 Criterios de selección de escenarios

El criterio usado para la selección de los escenarios para los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2, está basado en el siguiente sustento:

- Una vez determinado el análisis de peligros y escenarios de riesgos a través de la metodología HAZOP, se seleccionaron las desviaciones clasificadas como "Riesgos intolerables y/o inaceptables" después de la rejerarquización, considerando las medidas de mitigación. Que dentro de estos pueden ser los casos más probables y/o bien casos alternos, que son requeridos en el apartado 5.4.2.2. de la Guía-ARSH.
- Se agruparon las desviaciones por nodo que consideran la misma consecuencia.
- Además, se seleccionaron aquellos escenarios que, por las características del o los equipos de proceso, se consideran con un potencial grave de que sus daños o afectaciones salgan de los límites de batería de la plataforma o pueden originar un evento de pérdida de contención de derrame de gas natural licuado al mar o a la atmósfera.

La siguiente tabla muestra los escenarios de riesgos identificados en el estudio.

Tabla V.78 Escenario de riesgos identificados.

No	Escenario		Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Ubicación	Sustancia
	Clave	Descripción							
1	E01	Sobrellenado del tambor KO de gas de alimentación (110-V-001) que provoca una sobrepresión, apertura de la válvula de seguridad y venteo del gas natural y de los líquidos de arrastre recibidos en la plataforma.). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	A	Intolerable	5	3	1	- Suministro de gas natural.	Gas natural
2	E02	Pérdida de contención debido al potencial flujo inverso de gas húmedo caliente desde del vaporizador de líquidos de entrada (130-V-1) hacia la línea de flujo mínimo de la bomba de fondo de la columna de lavado de eliminación de materiales pesados (130-C-001); o por provocar una alta temperatura en el intercambiador de calor (130-E-1). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión	A	Intolerable	5	3	2	- Tratamiento de gas.	Gas natural
3	E03	Sobrepresión en el tambor de destello final (130-V-009) por mal funcionamiento de las válvulas (no abre) o vibración inducida. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	A	Intolerable	5	3	5	- Tratamiento de gas.	Gas natural
4	E04	Pérdida de contención debido a fuga de gas combustible en el piloto del sistema de encendido del quemador (154-PK-001) o en la purga provocada por la mala	A	Intolerable	5	3	9	- Tratamiento de gas. .	Gas natural

No	Escenario		Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Ubicación	Sustancia
	Clave	Descripción							
		funcionalidad e incapacidad para aliviar el exceso de presión (143-PV-1202). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.							
5	E05	Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO contenedor de propano (152-V-002-A capacidad 24.6 m^3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por presión (PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	A	Intolerable	5	3	14	- Licuefacción. - Resguardo de refrigerante de propano-	Propano
6	E06	Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO contenedor de pentano (152-V-004-A capacidad 24.6 m^3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por presión (PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	A	Intolerable	5	3	15	- Licuefacción. - Resguardo de refrigerante de pentano	Pentano
7	E07	Pérdida de contención debido a la incapacidad de purgar los sellos de presión de la bomba de fondo de la columna de lavado (130-P-003 A), provocada por daños en el equipo e interrupción de la actividad por reparación. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	A	Intolerable	5	3	17	- Licuefacción.	Gas natural

No	Escenario		Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Ubicación	Sustancia
	Clave	Descripción							
8	E08	Pérdida de contención debido al alto nivel de líquido en el Absorbedor de Amina (120-C-001) que lleva que el líquido pase a la alimentación de gas de la Unidad de Remoción de Mercurio; potencial flujo bifásico que lleve a la ruptura de la línea. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	A	Intolerable	5	3	31	Sistema de absorción de amina	Gas natural
9	E09	Pérdida de contención, debido a falla en el sistema de nitrógeno (145-PK-001); provocando potencial formación de una atmósfera inflamable en el recipiente de succión del compresor de gas de evaporación (146-V-001). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	A	Intolerable	5	3	17	Licuefacción	Gas natural
10	E10	Ruptura de la línea de entrada de gas de alimentación a la entrada del tambor KO de gas de alimentación (110-V-001) que conduce a la pérdida de contención del gas natural y del arrastre de líquidos debido a la alta presión en la tubería por trastornos operacionales o a que el operador deprima la planta abriendo las válvulas HIPPS. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión	B	Tolerable	5	1	1	- Suministro de gas natural.	Gas natural
11	E11	Sobrepresión en el tambor de	B	Tolerable	5	1	30	- Tratamiento de gas.	Gas natural

No	Escenario		Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Ubicación	Sustancia
	Clave	Descripción							
		desgasificación (110-V-002) que provoca la pérdida de contención del gas de alimentación por mal funcionamiento de las válvulas (fallo de apertura). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.						- Recepción de la entrada y eliminación del mercurio	
12	E12	Sobrellenado del isotanque de etano (152-V-001) que provoca sobrepresión y pérdida de contención del sobrellenado del refrigerante criogénico etano. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	B	Tolerable	5	1	13	- Licuefacción. - Resguardo de refrigerante de etano	Etano
13	E13	Ventilación continua en el compresor MR: de distribución de gas combustible (130-K-001) a través de la línea de purga a la atmósfera y formación de una nube de vapor inflamable; peligro de incendio. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	B	Tolerable	5	1	51	Distribución del gas combustible del compresor MR	Gas natural
14	E14	Nivel alto continuo en el tambor de antorcha KO (154-H-002), lo que provoca el arrastre de líquido a la chimenea de la antorcha (quemador) y la posibilidad de que se produzcan llamas. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	B	Tolerable	5	1	19	Antorcha (Quemador húmedo)	Gas natural

No	Escenario		Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Ubicación	Sustancia
	Clave	Descripción							
15	E15	Potencial de apagado de llamas y pérdida de contención del sistema de antorcha seca (154-PK-001); formación de una nube de vapor inflamable. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	B	Tolerable	5	1	62	Sistema de antorcha (quemador) seca	Gas natural
16	E16	Pérdida de integridad en la manguera por enfriamiento rápido debido a una velocidad elevada de transferencia de la carga o por golpe externo a la llegada de la unidad de almacenamiento flotante.	A	Intolerable	5	3	2	- Unidad de Almacenamiento Flotante	Gas natural

Fuente: Elaboración propia.

V.4.2 Análisis cuantitativo de riesgo

V.4.2.1 Análisis de frecuencias

El análisis de frecuencias fue aplicado para clasificar el criterio de ponderación de la consecuencia (A, B, C, y D) en la elaboración del HAZOP; ya que, fue necesario considerar la frecuencia de ocurrencia del evento (con base es la clasificación citada en la Tabla V.75); y a través del cual se procedió a realizar la jerarquización correspondiente con la aplicación de la matriz de riesgo indicada en el punto V.4.1.3.4.

A continuación, en la Tablas V.79 y V.81, se presenta un resumen de los resultados de la jerarquización de los escenarios de riesgo identificados y la rejerarquización en las Tablas V.80 y V.82 (donde, en esta última, se incluyen las medidas de mitigación de riesgos).

Tabla V.79 Resumen de jerarquización (Sistema de licuefacción FLNG1).

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
1	32	22	15	
2	17	24	41	
3	15	16		
4	7	7		
5	25	6	6	
6	11	14	3	
7	19	10		
8	11			
9	25	12	6	
10	20		5	

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
11	44	5	11	
12	7	1	1	
13	14			
14	9			
15				
16	10			
17	56	71	2	
18	55	24	2	
19	8	4	2	
20		1		
21		1	10	
22	1	3	12	
23		2	11	
24				
25				
26				
27	16		4	
28				
29				
30	29	7	2	
31	11	3	15	
32	14	22	62	
33		2	15	
34	28	23	2	
35	1	1	2	
36	11	3	2	
37	2			
38		1		
39	9	3	2	
40	3			
41	1	7	3	
42	1	2		
43		2	2	
44		2	2	
45				
46				
47		3	1	
48		1		
49				
50	10			
51	11	1	10	
52	3	2	3	

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
53	2	13	1	
54	11	2		
55		6	8	
56		3		
57		5		
58				
59		3	13	
60		2	11	
61		2	6	
62	1	1	4	
63	4	1	3	
64				
65				
66			2	
67	3	3	2	
68			2	
69				
70				
71				
72				
73				
74				
75	4	17	9	
Unidad de Almacenamiento Flotante				
1	1	6	1	0
2	1	9	4	0

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.80 Rejerquización (Sistema de licuefacción FLNG1).

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
1	3	30	19	
2	4	13	45	22
3		15	15	
4		7	6	
5	3	17	13	3
6		9	13	3
7		14	13	
8		14	9	1
9	2	42	8	3
10		20	5	
11		22	23	3
12		3	5	
13		12	2	

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
14	1	7	1	
15				
16	1	8		
17	6	64	59	
18		52	27	1
19		12	1	1
20		1		
21		1	9	1
22		4	11	1
23		1	11	1
24				
25				
26				
27		16	14	
28				
29				
30		28	10	
31	4	6	10	9
32		6	57	35
33			2	15
34		35	22	
35			2	
36		2	10	
37			2	
38			2	
39		4	10	
40			3	
41		3		
42		1	2	
43			4	
44		1	3	
45				
46			14	12
47			3	
48			1	
49				
50		8	2	
51		2	12	10
52			5	3
53		1	16	
54		3	10	
55			12	5

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
56			6	
57			2	3
58				
59			13	3
60			12	
61			8	
62			3	3
63			6	2
64				
65				
66				2
67		3	5	
68			2	
69				
70				
71				
72				
73				
74				
75		14	16	
Unidad de Almacenamiento Flotante				
1	0	1	7	0
2	1	5	4	4

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.81 Resumen de jerarquización (Sistema de licuefacción FLNG2).

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
1	32	14	3	
2	25	40	40	
3	18	20	5	
4	9	7		
5	25	16	6	
6	11	14	3	
7	14	18		
8	6	12		
9	27	7	8	
10	18	2	1	
11	31	1	6	
12	8	1		
13	15			
14	8			
15				
16	7			

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
17	54	63	8	
18	53	31	4	
19	8	8	1	
20		1	1	
21	1	5	9	
22	2	7	9	
23	1	6	8	
24				
25				
26				
27	12	1	4	
28		7	13	31
29				
30	4	10	6	
31	27	7	2	
32	40	17	10	
33		1	15	
34	26	21	3	
35	10	4	2	
36	9	3	2	
37	2			
38				
39	9	3	2	
40	3			
41		4	3	
42	1	2		
43		2	2	
44		2	2	
45				
46	9	5	2	
47		3	1	
48		1		
49				
50				
51	2	1	12	
52	3	2	3	
53	2	13		
54	11	2		
55		6	9	
56		3		
57		5		
58				

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
59		3	13	
60		2	10	
61		2	6	
62	1	1	4	
63	4	1	3	
64		4	8	
65		1	1	2
66			2	
67	8	6	4	
68				5
69				
70				
71				
72			3	
73				
74				
75	2	15	9	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.82 Rejerarquización (Sistema de licuefacción FLNG2).

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
1	2	29	16	
2	5	21	61	19
3		18	23	
4		10	6	
5	1	19	20	3
6		9	17	2
7		15	17	
8		5	12	
9		22	15	5
10		16	5	
11		14	21	4
12		3	7	
13		13	2	
14	1	8		
15				
16		7		
17	1	71	54	35
18		54	35	
19		12	2	1
20		1	1	1
21		2	13	
22		4	14	

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
23		2	13	
24				
25				
26				
27		12	5	
28		2	10	38
29		4	15	1
30		26	10	
31	6	6	10	9
32		5	48	38
33				15
34		30	29	
35			2	
36		4	12	
37			2	
38			1	
39		4	10	
40			3	
41		3	5	
42		1	2	
43			4	
44		1	3	
45				
46			14	2
47		1	3	
48			1	
49				
50				
51		1	11	10
52			5	3
53			18	
54		3	10	
55			10	5
56			3	
57			8	
58				
59			13	2
60			12	
61			8	
62			3	3
63		1	5	2
64			12	

Nodo	Intolerable/Inaceptable A	Tolerable/Indeseable B	Tolerable C	Tolerable/Ampliamente aceptable D
65			2	2
66				2
67			5	9
68				4
69				
70				
71				
72			3	
73				
74				
75		12	14	

Fuente: Elaboración propia.

V.4.2.2 Análisis de consecuencias

V.4.2.2.1 Herramienta de Software de Análisis de Riesgos de Procesos o *Process Hazard Analysis Software Tools* (PHAST)

Una vez determinados los "Riesgos Intolerables", que fueron definidos como hipótesis de accidentes más significativos en los que se consideraron eventos con repercusiones extremadamente dañinas para el personal, los equipos y el ambiente, se evaluó el alcance de las consecuencias derivadas de los "Riesgos No Tolerables". Debido a que los algoritmos fisicoquímicos que simulan el comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias (radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica), las cuales son de gran complejidad, es necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software PHAST. En general las variables principales que son alimentadas al software, es la composición promedio del compuesto químico a modelar, las principales características meteorológicas que pueden fungir como propagantes de una sustancia (vientos, humedad relativa, temperatura etc.) así como los criterios de cálculo más acordes.

El software PHAST, elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en la industria química y del petróleo, presenta una serie de ventajas, con respecto a otros similares, entre las que sobresalen:

- Facilidades para la ejecución de varios modelos o varias situaciones accidentales a un mismo tiempo;
- Rigurosa validación de sus modelos sobre bases experimentales;
- Facilidades para la interpretación de los resultados mediante reportes gráficos y tabulados;
- Ayuda on-line, e
- Interface amigable.

Los modelos que incluye el software PHAST, pueden ser divididos en cuatro escenarios fundamentales:

V.4.2.2.1.1 Modelos de descarga

El escenario para modelar se define describiendo las condiciones de almacenamiento y el tipo y tamaño de la descarga, y el programa determina el estado de agregación del material después de que haya sido liberado y haya alcanzado la presión atmosférica. Para el cálculo se definen dos tipos de clasificación de las descargas: i) de acuerdo con la duración: instantánea y continua, y ii) de acuerdo con el lugar en que ocurre: en el interior de edificaciones y hacia el exterior.

V.4.2.2.1.2 Modelos de fuego inmediato y explosión

Si el material es inflamable puede incendiarse inmediatamente al ocurrir la descarga, provocando un fuego o una explosión. El programa calcula la intensidad de los efectos y las áreas de peligro, en dependencia del tipo de descarga y del estado de agregación del material inmediatamente después de ser liberado.

Para algunos tipos de descargas se modela más de un efecto. Por ejemplo, una descarga bifásica instantánea puede producir el incendio de un charco, una esfera de fuego y una explosión, por lo que el programa realiza los cálculos para los tres efectos.

V.4.2.2.1.3 Modelos de dispersión de la nube

Este modelo describe el caso de que la descarga no se incendia inmediatamente y forma una nube que se mueve alejándose del lugar de la emisión, diluyéndose en el aire hasta concentraciones menos peligrosas.

El riesgo que trae esta nube depende de su tamaño, localización y perfil de concentración, los cuales cambian con el tiempo y el programa debe calcular estos cambios para describir la nube y los riesgos que acarrea. Estos cálculos se desarrollan con el Modelo de Dispersión Unificado (UDM, por sus siglas en inglés) el cual da como resultado una tabla que contiene los datos esenciales de la nube para intervalos prefijados de tiempo a partir de que ocurre la descarga, los cuales son empleados en los modelos de efectos retardados.

V.4.2.2.1.4 Modelos de efectos retardados de fuego, explosión y toxicidad

Estos modelos tienen como datos de entrada los resultados de los modelos de descarga y dispersión. Para estos casos los cálculos se realizan considerando las dimensiones máximas del charco líquido o de la nube según corresponda, empleando los mismos modelos matemáticos que para los efectos instantáneos.

El código PHAST resulta muy útil para la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por el emplazamiento de la fuente de emisión. Además, cuenta con una extensa base de datos con las propiedades de las sustancias más comúnmente empleadas en la industria química, ofreciendo facilidades para la modelación de accidentes, donde se encuentren involucradas más de una sustancia química o una mezcla de éstas.

Asimismo, este software resulta muy ventajoso para la interpretación de los resultados, que pueden ser expresados en forma gráfica, a través de mapas, o tabular a través de reportes elaborados a partir de los parámetros de entrada y los resultados de los cálculos.

V.4.2.2.1.5 Aplicación del código PHAST y resultados

Como consecuencia de su empleo se constataron las potencialidades anteriormente descritas y permitió de una manera rápida y mucho mejor presentada analizar la incidencia de las situaciones accidentales objeto de estudio. En este sentido y de forma general, la posibilidad de poder modelar varias situaciones durante una misma ejecución, considerando los efectos de la descarga, la ignición y la dispersión según sea el caso, permitió obtener una visión más objetiva del comportamiento de la instalación.

V.4.2.2.2 Condiciones meteorológicas para el escenario del sitio

Las condiciones meteorológicas del sitio fueron tomadas de la Manifestación de Impacto Ambiental y del punto 5.3 de este informe y se presentan en las hojas de datos para suministrar al modelo.

V.4.2.2.3 Las clases atmosféricas de la estabilidad de Pasquill

La estabilidad atmosférica es una variable que se establece para caracterizar la capacidad que la atmósfera tiene para dispersar un contaminante; en realidad, lo que representa es el grado de turbulencia existente en un momento determinado.

La cantidad de turbulencia en la atmósfera ambiente tiene un efecto principal en la dispersión de las plumas (contaminantes vapores o gas) de la contaminación atmosférica, porque la turbulencia aumenta arrastre y al mezclarse con aire no contaminado en la pluma, de tal modo que actúa para reducir la concentración de agentes contaminadores en el pluma (es decir, realza la dispersión de la pluma). Es por lo tanto importante categorizar la cantidad de turbulencia atmosférica presente en cualquier hora dada.

El método de categorizar la cantidad del presente atmosférico de la turbulencia era el método desarrollado por Pasquill en 1961, el categorizó la turbulencia atmosférica en seis clases de estabilidad nombró A, B, C, D, E y F. La clase A que es la más inestable o la más turbulenta, y la clase F es la más estable o menos turbulenta. La Tabla V.83 enumera las seis clases y la Tabla V.84, proporcionan las condiciones meteorológicas que definen cada clase.

Tabla V.83 Clases.

Tipo de estabilidad	Definición
A	Muy inestable
B	Inestable
C	Levemente inestable
D	Neutral
E	Levemente estable
F	Estable

Fuente: Guía-ASRH.

Una condición estable se caracteriza por un flujo laminar de las capas del aire y se presenta ausencia de turbulencia, un gradiente vertical de temperatura, fluctuaciones mínimas de la dirección del viento y un bajo nivel de insolación (condiciones más adversas para la dispersión de contaminantes). La relación entre las clases de estabilidad y las condiciones meteorológicas (radiación solar y cobertura del cielo) se muestra a continuación.

Tabla V.84 Condiciones meteorológicas que definen la clase.

Velocidad del viento (m/seg)	Día e Insolación fuerte	Día e Insolación moderada	Día e Insolación débil	Noche y nubosidad Más de 50%	Noche y nubosidad Menos del 50 %
<2	A	A-B	B	E	F
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

Fuente: Guía-ASRH.

De acuerdo con la ASEA, en la presentación de Estudio de Riesgo para modelaciones deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, se deberá utilizarse Estabilidad Clase F. En el caso de este estudio se utilizó Estabilidad Clase B-C y una velocidad del viento de 4.16 m/s.

V.4.2.2.4 Composición de la sustancia involucrada

- La composición de la sustancia se obtiene de las hojas de seguridad elaboradas por el fabricante;
- Cuando la sustancia involucrada es una mezcla de multicomponentes como es el caso de los productos petrolíferos, debe determinarse analíticamente la concentración o el porcentaje de cada uno de sus componentes y emplearlos como estimación de consecuencias, y
- Un método alternativo en caso de desconocerse la composición de la mezcla consiste en emplear las propiedades del componente que predomina en ésta, considerándolo como una sustancia pura (Metano). Esta alternativa podrá emplearse en el primer análisis de consecuencias, posteriormente, en las actualizaciones debe realizarse un análisis detallado de la concentración de los componentes.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-07 se incluyen las hojas de los datos donde se presentan las condiciones de modelación de los escenarios simulados sin considerar medidas de protección.

Una vez obtenidos los resultados, sin considerar medidas de protección, se modelaron los escenarios probables para el gas natural, propano, etano y pentano cuyos radios de afectación presentaron valores considerables en las modelaciones sin medidas de control. En el Anexo Técnico ANX-TEC-07 se presentan las hojas de resultados del modelo Phast y en el Anexo Técnico ANX-TEC-08 los planos con los radios de afectación de las modelaciones, sin medidas de control.

El Estudio de Riesgo incluye un análisis detallado de consecuencias de radiación y sobrepresión para los siguientes casos:

- "Peor Caso"; que involucra al gas natural, propano y pentano; y considera a la mayor cantidad de sustancia en una tubería, es decir, la ruptura total de la tubería o del equipo;
- "Caso Más Probable"; considerados para el gas natural y mezcla de hidrocarburos, el cual considera una fuga del 20% del diámetro nominal equivalente de la tubería o de un equipo,
- "Caso Alterno"; involucra a escenarios donde se manejan sustancias como gas natural y etano; debido a que por las características del o los equipos de proceso, se consideran con un potencial grave de que sus daños o afectaciones salgan de los límites de batería de la plataforma o pueden originar un evento de pérdida de contención de derrame de gas natural licuado al mar o a la atmósfera.
- "Caso de Efecto Dominó" considerado para el gas natural, y es el evento con los mayores radios de afectación (Evento 5).

El Estudio de Riesgo incluye 16 simulaciones, de los cuales son 13 para un orificio de fuga del 20% (7 casos probables y 6 alternos) y 3 del 100% del diámetro equivalente de la tubería (catastrófica).

En todas las modelaciones se consideraron las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos diez años. Para las simulaciones por explosividad, se consideró en la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" el 10% de la energía total liberada.

En los planos de radios de afectación se representan las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en el mapa de trayectoria con planos a escala donde se identifican los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas.

V.4.2.2.5 Parámetros para la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" para el Análisis de Riesgo

Tomando como base estos parámetros, así como las consideraciones indicadas por la ASEA para la presentación de Estudio de Riesgo, a continuación, se indican los parámetros para la determinación de las Zonas de "Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" para el Análisis de Riesgo, de acuerdo con la Tabla V.85.

Tabla V.85 Parámetros para la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" para el Análisis de Riesgo.

Criterios	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
TOXICIDAD (Concentración)	IDLH (ppm)	TLV (8 HR, TWA o TLV (15 MIN, STEL) ppm
INFLAMABILIDAD (Radiación térmica)	5 KW/m^2	1.4 KW/m^2
EXPLOSIVIDAD (Sobrepresión)	1.0 lb/in^2 (psig) (0.070 kg/cm^2)	0.5 lb/in^2 (psig) (0.035 kg/cm^2)

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la Tabla V.86 se presentan los radios potenciales de afectación, a través de la aplicación del Software PHAST, para los eventos máximos probables de riesgo y eventos catastróficos, identificados en el capítulo 5.4.1.3 y en el Anexo Técnico ANX-TEC-07 se presentan los resultados de la evaluación de consecuencia de los eventos.

Tabla V.86 Resultados de la evaluación de consecuencias.

Evento	Radios de afectación (metros)			
	Inflamabilidad (incendio)		Explosividad	
	Zona Riesgo 5 KW/m^2	Zona Seguridad 1.4 KW/m^2	Zona Riesgo 1 PSI	Zona Seguridad 0.5 PSI
Escenario 1 Pérdida de contención, debido a falla en el sistema de nitrógeno (145-PK-001); provocando potencial formación de una atmósfera inflamable en el recipiente de succión del compresor de gas de evaporación (146-V-001). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	85.45	120.62	25.21	34.99
Escenario 2 Pérdida de contención debido al potencial flujo inverso de gas húmedo caliente desde del vaporizador de líquidos de entrada (130-V-1) hacia la línea de flujo mínimo de la bomba de fondo de la columna de lavado de eliminación de materiales pesados (130-C-001); o por provocar una alta temperatura en el intercambiador de calor (130-E-1). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión	14.71	19.27	16.16	20.13
Escenario 3 Sobrepresión en el tambor de destello final (130-V-009) por mal funcionamiento de las válvulas (no abre) o vibración inducida. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	102.71	170.52	49.08	80.62
Escenario 4 Pérdida de contención debido a fuga de gas combustible en el piloto del sistema de encendido del quemador (154-PK-001) o en la purga provocada por la mala funcionalidad e incapacidad para aliviar el exceso de presión (143-PV-1202). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	No se forma	No se forma	No se forma	No se forma
Escenario 5 Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO contenedor de propano (152-V-002-A capacidad 24.6 m^3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por presión (PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	133.78	254.23	119.02	195.14
Escenario 6 Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO contenedor de pentano (152-V-004-A capacidad 24.6 m^3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por	104.06	190.68	201.69	267.74

Evento	Radios de afectación (metros)			
	Inflamabilidad (incendio)		Explosividad	
	Zona Riesgo 5 KW/m^2	Zona Seguridad 1.4 KW/m^2	Zona Riesgo 1 PSI	Zona Seguridad 0.5 PSI
presión (PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.				
Escenario 7 Pérdida de contención debido a la incapacidad de purgar los sellos de presión de la bomba de fondo de la columna de lavado (130-P-003 A), provocada por daños en el equipo e interrupción de la actividad por reparación. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	84.42	128.80	33.49	55.01
Escenario 8 Pérdida de contención debido al alto nivel de líquido en el Absorbedor de Amina (120-C-001) que lleva que el líquido pase a la alimentación de gas de la Unidad de Remoción de Mercurio; potencial flujo bifásico que lleve a la ruptura de la línea. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	15.24	20.74	15.43	18.93
Escenario 9 Pérdida de contención, debido a falla en el sistema de nitrógeno (145-PK-001); provocando potencial formación de una atmósfera inflamable en el recipiente de succión del compresor de gas de evaporación (146-V-001). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	12.60	16.35	15.61	19.21
Escenario 10 Ruptura de la línea de entrada de gas de alimentación a la entrada del tambor KO de gas de alimentación (110-V-001) que conduce a la pérdida de contención del gas natural y del arrastre de líquidos debido a la alta presión en la tubería por trastornos operacionales o a que el operador deprima la planta abriendo las válvulas HIPPS. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión	158.51	230.74	27.53	38.80
Escenario 11 Sobrepresión en el tambor de desgasificación (110-V-002) que provoca la pérdida de contención del gas de alimentación por mal funcionamiento de las válvulas (fallo de apertura). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	39.98	54.78	21.56	28.99
Escenario 12 Sobrellenado del isotanque de etano (152-V-001) que provoca sobrepresión y pérdida de contención del sobrellenado del refrigerante criogénico etano. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	51.17	71.74	22.71	30.89
Escenario 13 Ventilación continua en el compresor MR: de distribución de gas combustible (130-K-001) a través de la línea de purga a la atmósfera y formación de una nube de vapor inflamable; peligro de incendio. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	8.59	12.11	14.01	16.58
Escenario 14 Nivel alto continuo en el tambor de antorcha KO (154-H-002), lo que provoca el arrastre de líquido a la chimenea de la antorcha (quemador) y la posibilidad de que se produzcan llamas. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	No se forma	6.23	No se forma	No se forma

Evento	Radios de afectación (metros)			
	Inflamabilidad (incendio)		Explosividad	
	Zona Riesgo 5 KW/m^2	Zona Seguridad 1.4 KW/m^2	Zona Riesgo 1 PSI	Zona Seguridad 0.5 PSI
Escenario 15 Potencial de apagado de llamas y pérdida de contención del sistema de antorcha seca (154-PK-001); formación de una nube de vapor inflamable. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	92.17	130.53	26.55	37.19
Escenario 16 Pérdida de integridad en la manguera por enfriamiento rápido debido a una velocidad elevada de transferencia de la carga o por golpe externo. Ruptura total.	84.71	116.38	43.99	59.41

Fuente: Elaboración propia.

Los escenarios 4 y 6 aplican solamente al sistema de licuefacción FLNG1 y los escenarios 1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, y 16 aplican a los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-09, se incluye el Informe Técnico del Estudio de Riesgo. Los resultados anteriores se modelaron con medidas de seguridad (rejerarquizadas), y los radios de afectación para el caso del gas natural son significativos; sin embargo, es importante mencionar que, el Proyecto contará con medidas de control y seguridad que en la operación normal disminuirán notablemente los radios de afectación para estos compuestos. Las medidas de seguridad que emplearán se indican en el apartado V.8.

V.5 Representación en planos de los radios potenciales de afectación

V.5.1 Simulación de los eventos y diagramas de pétalos

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.

Este apartado tiene por objeto principal determinar las zonas vulnerables que están asociadas a los accidentes identificados, mediante la simulación del comportamiento real de una sustancia química, en la cual intervienen una multitud de factores, tales como:

- Condiciones en que se produce la liberación de la sustancia;
- Características fisicoquímicas de la misma;
- Características del medio ambiente en el cual se produce la dispersión, e
- Interrelación entre la sustancia y el medio ambiente.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-07 se presentan los datos de especificación para cada Escenario de Riesgo de acuerdo con el Anexo 2 de la GUÍA-ARSH, donde se incluye:

a. Condiciones climáticas: temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, presión atmosférica;
b. Estabilidad atmosférica;
c. Dimensiones del equipo o tubería: diámetro, longitud, altura, capacidad;
d. Condiciones de operación: presión, temperatura, flujo, nivel;
e. Sustancia y sus propiedades a las condiciones de operación: composición molar o fracción masa, presión de vapor, densidad, estado físico, temperatura de ebullición;

f. Diámetros de fuga o ruptura considerados;
g. Tasa de descarga (en caso de que dicho dato sea alimentado manualmente, este dato está en función del tipo de escenario fuga/catastrófico, diámetro de fuga, condiciones de operación, condiciones atmosféricas, propiedades físicas y químicas de la sustancia a las condiciones de operación, el flujo de balance de materia, la cantidad de sustancia en los equipos y/o líneas involucrados);
h. Tiempos de duración de la fuga;
i. Inventario liberado la tasa de fuga, el tiempo de fuga, inventario de la sustancia en los equipos y/o líneas involucradas);
j. Dirección de la fuga, y altura de la fuga.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-08, se presentan los planos con los radios de afectación donde se indican las "Zonas de Alto Riesgo" y "Zonas de Amortiguamiento" obtenidas en el apartado 5.4.2.2. (Radiación térmica, sobrepresión), en planos a escala de 1:500, donde se señalan los puntos de interés en el entorno, incluyendo nombres de: zonas vulnerables de población, componentes ambientales, infraestructura vial e industrial (si es que aplica).

V.6 Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo

V.6.1 Análisis de vulnerabilidad

Para realizar el análisis de vulnerabilidad en el presente Estudio de Riesgo, se consideraron las "Zonas de Alto Riesgo" y "Zonas de Amortiguamiento" de sobrepresión y radiación, así como las posibles afectaciones a los receptores de riesgo siguientes:

- Población. Descripción de posibles afectaciones (lesiones, fatalidades) a población aledaña al Proyecto (zonas vulnerables de población);
- Medio ambiente. Componentes ambientales como agua, aire, suelo, flora, fauna, principalmente a aquellas especies en peligro de extinción catalogadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, entre otros, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, etc.) para el caso del Estudio de Riesgo que acompaña la Manifestación de Impacto Ambiental;
- Personal. Descripción de posibles afectaciones (lesiones, fatalidades) al personal que labora en el Proyecto, e
- Instalaciones/producción. Daños o afectaciones a equipos e Instalaciones que conforman el Proyecto o a infraestructura vial o industrial externa al Proyecto.

A continuación, en la Tabla V.87 se muestra para cada uno de los escenarios simulados (clasificados como: "Peor Caso", "Caso Más Probable" y "Casos Alternos"); el análisis de consecuencias.

Tabla V.87 Descripción de los posibles receptores de riesgo, de acuerdo con el análisis de consecuencias.

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E01 "Caso Más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); un disparo de nivel alto - alto LAHH-2012 provoca el cierre de SDV-2004, MV-055, indicador de temperatura TIT-1301, trasmisor de temperatura TIT-1301, trasmisor indicador de nivel LIT-1001, control de nivel LIC 1101, alarma e indicador de nivel LZIT, trasmisor indicador de presión PIT-1222. - Válvulas de seguridad; PSV-7003, - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Evaluar y documentar la necesidad de que las válvulas XV-1701A, XV-1703 y XV-1702B fallen en posición cerrada para evitar la incapacidad de purgar el inventario a través de 110-BDV-2003. - Evaluar la necesidad de un tanque de fluidos peligrosos o de un sistema de drenaje peligroso que esté diseñado para manejar el gas arrastrado en los fluidos drenados para prevenir la potencial formación de una atmósfera inflamable cuando los gases son arrastrados en los fluidos drenados. - Asegurar de que el 110-PSV-7007 está dimensionado para el escape de gas del tambor KO de gas de alimentación (110-LV-1101) que falla en posición abierta).
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E02 "Caso Más Probable""	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); Disparo de nivel bajo - bajo de las bombas de reflujo de eliminación de sustancias pesadas; parada de la unidad válvula de regulación de presión PDV-1205, trasmisor de presión PIT-1205 y 1206, trasmisor de nivel LI-1112, control de nivel LIC-1112, - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Evaluar las salvaguardias apropiadas para proteger contra el potencial de flujo inverso desde el vaporizador de líquidos de entrada que hace que el gas húmedo caliente se envíe a la columna de lavado de eliminación de pesados y el potencial de una alta temperatura dentro del intercambiador de calor de aluminio soldado (150 °F) y posibles fallas mecánicas. Cerrado a través de HSE-193; se han proporcionado válvulas de retención dobles en la línea 3"-NG-130- 0119 en N1FE-FLR-140-225-PID-0001. - Evaluar la necesidad de un disparo por alta temperatura en la línea de templado de salida de gas natural A1-hacia afuera después de la mezcla con los fondos de la columna de lavado vaporizados para evitar que se exceda la temperatura de diseño del intercambiador de calor de aluminio soldado. El gráfico evaluará la temperatura de diseño de las tuberías del proceso que desembocan en la columna y proporcionará las configuraciones del punto de disparo a Flúor. -
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E03 "Caso Peor"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de nivel LI7-1108, control de nivel LIC-1108, trasmisor indicador de presión PZI-2750, trasmisor de presión PZIT-2745 I PIT-1221, trasmisor de temperatura TIT-1355, válvula MV-368, válvula de flujo FV-1004. - Válvulas de seguridad; 120-PSV-7013 - Selección de materiales de construcción adecuados, por ejemplo, uso de materiales resistentes a la corrosión en lugar de sistemas activos de inhibición de la corrosión; - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Evaluar las consecuencias de la baja presión/alta velocidad en la manguera y determinar si se justifica una alarma de baja presión independiente de la 140-PV-1206.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E04 "Caso Más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); alarma bajo flujo 3012, trasmisor de nivel, trasmisor de energía TE-3012A, válvula de control 3012, sistema de ignición de chispa HEI-3013. - Selección de materiales de construcción adecuados, por ejemplo, uso de materiales resistentes a la corrosión en lugar de sistemas activos de inhibición de la corrosión; - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Proporcionar un disparo de muy alta presión (en el PIT- 1222) de la SDV-2723 como medio para proteger el recipiente de evaporación flash de la sobrepresión debida a una salida de vapor bloqueada. Las líneas de las PSV todavía se están dimensionando, pero la intención es que las PSV estén adecuadamente diseñadas para el flujo bloqueado y el fuego externo. - Evaluar la necesidad de dos válvulas de retención disímiles en la descarga de la bomba de succión de gases de ebullición en el empalme con el flujo mínimo de la bomba de evaporación flash. - Evaluar y documentar la necesidad de disponer de un inventario de gas natural licuado durante la puesta en marcha para protegerse de daños en los equipos.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E05 "Caso Peor"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de nivel PIT-1201, válvula de presión PV-1201, MV-041,042, 043, 047. - Válvulas de seguridad; PSV-7013 - Selección de materiales de construcción adecuados, por ejemplo, uso de materiales resistentes a la corrosión en lugar de sistemas activos de inhibición de la corrosión; - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Revisar que los isotanques de propano que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E06 "Peor Caso"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de nivel PIT-1202, válvula de presión PV-1202, MV-071, 072, 073, 098. - Válvulas de seguridad; PSV-7015. - Selección de materiales de construcción adecuados, por ejemplo, uso de materiales resistentes a la corrosión en lugar de sistemas activos de inhibición de la corrosión; - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Revisar que los isotanques de pentano que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E07 "Caso Más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); indicador de presión PDI -1263,1264, trasmisor de presión PV-1263, MV-081, 082, 079, 080, trasmisor indicador de flujo FIT-1026. - Válvulas de seguridad; PSV-7021, PSV-7022. - Selección de materiales de construcción adecuados, por ejemplo, uso de materiales resistentes a la corrosión en lugar de sistemas activos de inhibición de la corrosión; - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Instalar un medidor de flujo en el suministro de nitrógeno.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E08 "Caso Peor"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de presión PIT-1201 A/B, trasmisor indicador de nivel LIT-1123, trasmisor indicador de temperatura TIT-1305, MV-825, medidor de nivel LG-8108, temperatura, presión, válvula de cierre. - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Revisar el cálculo de la válvula de seguridad para el absorbedor de amina está en el tambor KO de gas del producto; para aliviar la presión del Absorbedor de Amina.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	NO APLICA		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E09 "Caso Más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de presión, trasmisor indicador de nivel, trasmisor indicador de temperatura, MV-810, medidor de nivel, temperatura, presión, válvula de cierre, válvula de control de presión 3009. - Válvula de seguridad PSV-3013. - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general	
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E10 "Caso Alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); un disparo de nivel alto - alto LAHH-2012 provoca el cierre de SDV-2004, MV-055, indicador de temperatura TIT-1301, trasmisor de temperatura TIT-1301, trasmisor indicador de nivel LIT-1001, CONTROL de nivel LIC 1101, alarma e indicador de nivel LZIT, trasmisor indicador de presión PIT-1222. - Válvulas de seguridad; PSV-7003, - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Evaluar y documentar la necesidad de una válvula de retención corriente arriba de la conexión de la línea de flujo de la Unidad 120 en el vaporizador de líquidos de entrada (2"-HL- 110-0045). - La presión corriente arriba variará en función de la ubicación de las instalaciones; el equipo tendrá que analizar los sistemas adicionales de control de la presión corriente arriba cuando las instalaciones empiecen a operar.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E11 "Caso Alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); PCV-8020, MV-055, indicador de presión PI-1214, trasmisor indicador de nivel LIT-1102, control de nivel LIC 1101, alarma e indicador de nivel, trasmisor indicador de presión PIT-1214. - Válvulas de seguridad; PSV-7007, - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Evaluar y documentar la necesidad de una alarma de baja temperatura aguas abajo del calentador de alimentación (120-E- 003) para evitar daños en el absorbente debido a que el gas de proceso a baja temperatura se envía al absorbedor de la URM (cuando puede producirse condensación).
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E12 "Caso Alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); alarma bajo flujo 3012, trasmisor de nivel, trasmisor de energía TE-3012A, válvula de control 3012, sistema de ignición de chispa HEI-3013. - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- . Revisar que los isotanques que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E13 "Caso Alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de presión, trasmisor indicador de flujo, trasmisor indicador de temperatura, indicador de presión y flujo en la succión y descarga. - Válvulas de seguridad; PSV-7040, - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- .
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento			
		Sobrepresión	Alto Riesgo			
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E14 "Caso Alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de nivel, 1103, MV-022, 023, trasmisor indicador de nivel, trasmisor indicador de temperatura, indicador de temperatura y presión 1205, controlador de temperatura, - Válvulas de seguridad; PSV-7010; - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Proporcionar la separación de las funciones de control para la parada de la instalación y la activación de la bomba del tambor KO del quemador húmedo como medio para evitar que el fallo de un único lazo de control (LZ-2002) conduzca a un posible escenario de arrastre de líquido desde el tambor KO del quemador húmedo, a la interrupción de combustión y al envío de líquidos fuera del quemador.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E15 "Caso Alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); alarma bajo flujo 3012, trasmisor de nivel, trasmisor de energía TE-3012A, válvula de control 3012, sistema de ignición de chispa HEI-3013. - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Revisar la instalación de un presostato/transmisor aguas abajo de las botellas de gas L.P. y aguas arriba del PCV-3003/3010 para indicar la baja presión en las botellas del sistema de GLP como medio para indicar la pérdida del sistema de reserva de GLP o el bajo inventario de botellas de GLP.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E16 "Caso Más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Instrumentación y control (flujo, presión); trasmisor indicador de presión, flujo, válvula de corte de flujo, válvula SDV-2018, 2019, - Aplicación de estándares probados para equipos y tuberías (por ejemplo, soldadura continua); - Minimizar las fuentes de fugas comunes conocidas (por ejemplo, accesorios, bridas, válvulas y bombas); - Provisión de inspección y mantenimiento de rutina (por ejemplo, apriete de pernos); - Detectores de fuego y gas en áreas de proceso; - Detector de gases inflamables en todas las áreas; - Detectores de gas en las entradas de HVAC; - Iluminación de emergencia; - Iluminación de escape; - Equipo de comunicación de emergencia, y - Sistema de megafonía / alarma general (PA / GA), como altavoces.	- Realizar pruebas periódicas de hermeticidad de las mangueras, y - Elaborar procedimiento de manejo y pruebas de las mangueras. - Elaborar procedimientos de operación en la plataforma para abordar las acciones de respuesta apropiadas. - Incluir en la filosofía de la tubería criogénica flexible Brugg que la protección del alivio térmico sea proporcionada por una válvula de alivio que no es operada por un sistema de purga. Si hay más requisitos para abordar la protección de la integridad de la tubería criogénica flexible, proyecte considerar medios adicionales de protección contra la sobrepresión. - Revisar que el Procedimientos de operaciones para incorpore que la plataforma cuando inicie el paro de emergencia, el operador de la Unidad de Almacenamiento Flotante deberá detener el compresor para evitar el sobrecalentamiento. - Revisar que el Procedimientos de operaciones que la plataforma de licuefacción pueda enfriar los tanques del Sistema de Almacenamiento Flotante, para lo cual tendría que proporcionar una presión efectiva (cualquier cosa por encima de 4 bar) para hacer funcionar las boquillas de pulverización del tanque del Sistema de Almacenamiento
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fauna marina, mar y atmósfera		
			Amortiguamiento	Fauna marina, mar y atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
						Flotante. - Elaborar Proyecto para verificar que la Matriz de Causas y Efectos ha abordado la lógica alarmas y paro de emergencias de manera que permita las operaciones simultáneas. La operación de carga de producto puede tener lugar sin ser afectada. - Revisar que el Procedimientos de operación para abordar la posible estrangulación de las válvulas con el fin de distribuir el flujo a los otros tanques, el Proyecto debe garantizar que todas las válvulas puedan permitir estrangulamiento. - El Sistema de Almacenamiento Flotante debe establecer un plan de gestión de la estiba de la carga y del lastre. El plan debe incluir un procedimiento de salida de la emergencia. - El análisis del gas de ebullición (BOG) debe ser revisado por la aprobación del plan de clase. - La línea de retorno de vapor desde el compresor de gas del Sistema de Almacenamiento Flotante a la plataforma de licuefacción, el diseño debe incluir una válvula de aislamiento y una etiqueta que esté normalmente cerrada para detener la recirculación de vapor desde la línea del colector de retorno de vapor de vuelta a los tanques de carga.

Fuente: Elaboración propia.

V.6.2 Interacciones de riesgo

Para determinar las interacciones de riesgo en el presente Estudio, se identificaron los escenarios que por su ubicación pudieran potencializar el riesgo a través de un "Efecto Dominó" u otros mecanismos, debido a que dentro de las Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos (radiación térmica: Rango de 12.5 kW/m^2 a 37.5 kW/m^2 y sobrepresión: Rango de 3 lb/in^2 a 10 lb/in^2) y Zonas de Alto Riesgo (radiación térmica: 5.0 kW/m^2 y sobrepresión: 1.0 lb/in^2), se ubiquen equipos, ductos u otras Instalaciones industriales que manejen hidrocarburos u otras sustancias peligrosas, dentro o fuera de los límites de propiedad o jurisdicción del Proyecto.

Asimismo, se señalan para cada escenario las salvaguardas (equipos, dispositivos, sistemas de seguridad y medidas preventivas) que se encuentran consideradas en el diseño del Proyecto; y que son requeridas para la reducción de la probabilidad de ocurrencia de los escenarios de riesgo con base en las interacciones indicadas; a efecto de evitar el deterioro del medio ambiente, además de aquellas orientadas a la restauración de la zona afectada en caso de accidente.

El escenario considerado como "Efecto Dominó" es el número E-05. A continuación, en la Tabla V.88 se indican detállelas interacciones de riesgo y descripción de los posibles receptores, para cada uno de los escenarios simulados.

Tabla V.88 Interacciones de riesgo y descripción de los posibles receptores.

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
E01	- Suministro de gas natural.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	85.45	- Tambor KO de gas de alimentación 110-V-001 - Paquete de medición 110-PK-002; - Calentador 120-E-002, - Filtro de aceite caliente 151-F-001 - Tanque de agua 120-V-008 - Recipiente de gas 120-V-003	- Tambor KO de gas de alimentación 110-V-001 (punto de inicio de evento) - Paquete de medición 110-PK-002 (4 m) - Calentador 120-E-002, (8 m) - Filtro de aceite caliente 151-F-001 (9 m) - Tanque de agua 120-V-008 (14 m) - Recipiente de gas 120-V-003 (14 m) - Recipiente de reflujo de amina 120-V-002 (4 m) - Recipiente recuperado de amina
				Sobrepresión	25.21		
			Alto Riesgo	Radiación	120.62		
				Sobrepresión	34.99		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
							120-V-004 (7.5 m)
E02	- Tratamiento de gas	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	14.71	- Absorbedor de amina 120-C-001; - Regenerador de amina 120-C-002; - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-A-001A B/C; - Enfriador de gas producto 120-A-004A/B; - Grúa de plataforma de licuefacción, y - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción. - Condensador de reflujo de amina 120-A-002; - Enfriador de solución de amina pobre 120-A-003; - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-K-002;	- Absorbedor de amina 120-C-001 (punto de inicio de evento); - Condensador de reflujo de amina 120-A-002 (26 m); - Enfriador de solución de amina pobre 120-A-003 (28 m); - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-K-002 (10.5 m); - Regenerador de amina 120-C-002 (3 m); - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-A-001A B/C (10 m); - Enfriador de gas producto 120-A-004A/B (30 m); - Grúa de plataforma de licuefacción (13.5 m); - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción (5 m); - Plataforma de licuefacción (15 m), y - Plataforma de servicios (40 m)
				Sobrepresión	16.16		
			Alto Riesgo	Radiación	19.27		
				Sobrepresión	20.13		
E03	Tratamiento de gas	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	102.71	- Trampa de evaporación inmediata (130-V-009);	- Recipiente de evaporación
				Sobrepresión	49.08		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
			Alto Riesgo	Radiación	170.52	- Acumulador MR 130-V-008; - Bomba de acabado de GNL 130-P-002A-C; - Compresor MR 1a sección enfriador 130-A-002A-C; - Compresor MR 2a sección 130-A-004A-F; - Condensador; - Enfriador inter-etapa del compresor BOG 146-A-001A/B; - Compresor de BOG después del enfriador 146-A-002A/B; - Tambor BOG KO 146-V-001, y - Acumulador 130-V-08.	inmediata 130-V-009 (punto de inicio de evento); - Acumulador MR 130-V-008 (1.5 m); - Bomba de acabado de GNL 130-P-002A-C (5 m); - Compresor MR 1a sección enfriador 130-A-002A-C (16 m); - Compresor MR 2a sección 130-A-004A-F (18 m); - Condensador; - Enfriador inter-etapa del compresor BOG 146-A-001A/B (20 m); - Compresor de BOG después del enfriador 146-A-002A/B (22 m); - Tambor BOG KO 146-V-001 (5 m); - Acumulador 130-V-08 (4.5 m), y - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción (30 m). - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción (20 m), y - Plataforma de licuefacción (30 m).
				Sobrepresión	80.62		
E04	- Tratamiento de gas	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	No se forma	- Paquete de quemador húmedo 154-PK-001	- Paquete de quemador húmedo
				Sobrepresión	No se forma		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
			Alto Riesgo	Radiación	No se forma	- Torre absorbedora de amina 120-C-001 - Torre regeneradora de amina 120-C-002	154-PK-001 (punto de inicio de evento); - Torre absorbedora de amina 120-C-001 (28 m); - Torre regeneradora de amina 120-C-002 (20 m);
				Sobrepresión	No se forma		
E05	- Licuefacción. - Resguardo de refrigerante de propano-	Propano	Alto Riesgo en equipos	Radiación	133.78	- Isotanque de refrigerante criogénico propano 152-V-002A/B; - Vaporizador ambiente de propano 152-E-001A/B; - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B; - Secador de refrigerante I-pentano 152-V-007; - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B. - Recipiente amina 120-V-011 - Bomba de amina 120-P-003	- Isotanque de refrigerante criogénico propano 152-V-002A/B (punto de inicio del evento); - Vaporizador ambiente de propano 152-E-002A/B (1 m); - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B (2 m); - Secador de refrigerante I-pentano 152-V-007 (4 m); - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B (4 m). - Recipiente amina 120-V-011 (5 m) - Bomba de amina 120-P-003 (5 m) - Cuarto de transformadores (5 m)
				Sobrepresión	119.02		
			Alto Riesgo	Radiación	254.23		
				Sobrepresión	195.14		
E06	- Licuefacción. - Resguardo de refrigerante de	Pentano	Alto Riesgo en equipos	Radiación	104.06	- Isotanque de refrigerante criogénico pentano 152-V-004A/B; - Vaporizador ambiente de	- Isotanque de refrigerante criogénico pentano 152-V-004A/B (punto
				Sobrepresión	201.69		
			Alto Riesgo	Radiación	190.68		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
	pentano			Sobrepresión	267.74	propano 152-E-001A/B; - Secador de refrigerante I-pentano 152-V-007; - Recipiente amina 120-V-011 - Bomba de amina 120-P-003	de inicio del evento); - Vaporizador ambiente de propano 152-E-002A/B (1 m); - Secador de refrigerante I-pentano 152-V-007 (4 m); - Depósito iso de refrigerante I-propano 152-V-002A/B (4 m). - Recipiente amina 120-V-011 (5 m) - Bomba de amina 120-P-003 (5 m) - Cuarto de transformadores (5 m)
E07	Licuefacción.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	84.42	- Bombas de fondo de columna de lavado 130-P-003A/B; - Intercambiador de hidrocarburos pesados; - Caja fría de extracción de pesados 130-CB-001; - Bombas de reflujo para eliminación de pesados 130-P-001A/B; - Filtro de aceite caliente 151-F-001; - Bombas de aceite caliente 151-P-001A/B, y - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-K-002.	- Bombas de fondo de columna de lavado 130-P-003A/B (punto de inicio del evento); - Caja fría de extracción de pesados 130-CB-001 (7m); - Bombas de reflujo para eliminación de pesados 130-P-001A/B (2 m); - Intercambiador de hidrocarburos pesados (3 m); - Filtro de aceite caliente 151-F-001 (2 m); - Bombas de aceite caliente 151- P-001A/B (2 m), y - Compresor de
				Sobrepresión	33.49		
			Alto Riesgo	Radiación	128.80		
				Sobrepresión	55.01		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
							refuerzo de gas de alimentación 130-K-002 (7 m).
E08	Licuefacción Sistema de absorción de amina	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	15.24	- Absorbedor de amina 120-C-001; - Regenerador de amina 120-C-002; - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-A-001A/B/C; - Enfriador de gas producto 120-A-004A/B, y - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción.	- Absorbedor de amina 120-C-001 (punto de inicio de evento); - Regenerador de amina 120-C-002 (3 m); - Compresor de refuerzo de gas de alimentación130-A-001A/B/C (10 m); - Enfriador de gas producto 120-A-004A/B (26 m), y - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción (5 m).
				Sobrepresión	15.43		
			Alto Riesgo	Radiación	20.74		
				Sobrepresión	18.93		
E09	Licuefacción	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	12.60	- Paquete de generación de nitrógeno 145-PK-001 - Compresores de aire de instrumentos 144-K-001 A/B - Grúa - Puente - Hidrante/extintores	- Paquete de generación de nitrógeno 145-PK-001 - Compresores de aire de instrumentos 144-K-001 A/B (21 m) - Grúa (12 m) - Puente (11 m) - Hidrantes/extintores (7 m)
				Sobrepresión	15.61		
			Alto Riesgo	Radiación	16.35		
				Sobrepresión	19.21		
E10	Suministro de gas natural.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	158.51	- Tambor KO de gas de alimentación 110-V-001 - Paquete de medición 110-PK-002; - Calentador 120-E-002, - Filtro de aceite caliente 151-F-001 - Tanque de agua 120-V-008	- Tambor KO de gas de alimentación 110-V-001 (punto de inicio de evento); - Paquete de medición 110-PK-002 (; - Calentador 120-E-002,
				Sobrepresión	27.53		
			Alto Riesgo	Radiación	230.74		
				Sobrepresión	38.80		

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
						- Recipiente de gas 120-V-003	- Filtro de aceite caliente 151-F-001 (9 m) - Tanque de agua 120-V-008 (14 m) - Recipiente de gas 120-V-003 (14 m)
E11	Licuefacción-	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	39.98	- Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-K-002; - Bombas de aceite caliente 151-P-001A/B; - Enfriador de aceite caliente 151-A-001A/B; - Compresor reforzador de gas de alimentación 130-A-001A/B/C; - Vaporizador de fondo de columna de lavado 130-E-003; - Calentador de descongelamiento de gas 143-E-001; - Filtro de aceite caliente 151-F-001; - Bombas de reflujo para eliminación de pesados130-P-001A/B; - Absorbedor de amina 120-C-001; - Tambor de expansión de aceite caliente 151-V-001, y - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción.	- Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-K-002 (punto de inicio del evento); - Bombas de aceite caliente 151-P-001A/B (1.5 m); - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-A-001A/ B/C (12 m); - Vaporizador de fondo de columna de lavado 130-E-003 (11 m); - Calentador de descongelamiento de gas 143-E-001 (13 m); - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción (6 m), y - Plataforma de servicios (30 m).
				Sobrepresión	21.56		
			Alto Riesgo	Radiación	54.78		
				Sobrepresión	28.99		
E12	- Licuefacción. - Resguardo de refrigerante de etano	Etano	Alto Riesgo en equipos	Radiación	51.17	- Isotanque de refrigerante criogénico etano 152-V-001A/B; - Vaporizador ambiente de	- Isotanque de refrigerante criogénico etano 152-V-001A/B (punto de
				Sobrepresión	22.71		
			Alto Riesgo	Radiación	71.74		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
	a			Sobrepresión	30.89	etano 152-E-001A/B; - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B; - Secador de refrigerante I-pentano 152-V-007; - Depósito iso de refrigerante I-propano152-V-002A/B; - Depósito iso de refrigerante I-butano152-V-003A/B, y - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B.	inicio del evento); - Vaporizador ambiente de etano 152-E-001A/B (1 m); - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B (2 m); - Secador de refrigerante I-pentano 152-V-007 (4 m); - Depósito iso de refrigerante I-propano152-V-002A/B (1 m); - Depósito iso de refrigerante I-butano152-V-003A/B (4 m), y - Depósito iso de refrigerante I-pentano152-V-004A/B (4 m).
E13	- Distribución del gas combustible del compresor MR	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	8.59	- Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-K-001; - Bombas de aceite caliente 151-P-001A/B; - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-A-001A/B/C; - Vaporizador de fondo de columna de lavado 130-E-003; - Calentador de descongelamiento de gas 143-E-001; - Filtro de aceite caliente 151-F-001;	- Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-K-001 (punto de inicio del evento); - Bombas de aceite caliente 151-P-001A/B (1.5 m); - Compresor de refuerzo de gas de alimentación 130-A-001A/B/C (12 m); - Vaporizador de fondo de columna de lavado 130-E-003 (13 m);
				Sobrepresión	14.01		
			Alto Riesgo	Radiación	12.11		
				Sobrepresión	16.58		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
						- Bombas de reflujo para eliminación de pesados 130-P-001A/B; - Absorbente de amina 120-C-001; - Tambor de expansión de aceite caliente 151-V-001, y - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción.	- Calentador de descongelamiento de gas 143-E-001 (12 m); - Puente entre plataforma de tratamiento y licuefacción (6 m), y - Plataforma de servicios (30 m).
E14	Antorcha (Quemador húmedo)	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	No se forma	- Calentador del separador del paquete del quemador húmedo -154-H-002 (nivel 89.2 m) - Recipiente del quemador húmedo 154-V-002 (nivel 96.55)	- Calentador del separador del paquete del quemador húmedo -154-H-002 (punto de inicio del evento); - Recipiente del quemador húmedo 154-V-002 (7.35 m)
				Sobrepresión	No se forma		
			Alto Riesgo	Radiación	6.23		
				Sobrepresión	No se forma		
E15	Sistema de antorcha (quemador) seca	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	92.17	- Paquete de quemador húmedo 154-PK-001 - Torre absorbedor de amina 120-C-001 - Torre regeneradora de amina 120-C-002	- Paquete de quemador húmedo 154-PK-001 (punto de inicio de evento); - Torre absorbedor de amina 120-C-001 (28 m); - Torre regeneradora de amina 120-C-002 (20 m);
				Sobrepresión	26.55		
			Alto Riesgo	Radiación	130.53		
				Sobrepresión	37.19		
E16	Sistema de almacenamiento flotante	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	84.71	- Área de trasferencia de LNG - Unidad de Almacenamiento Flotante (balcón) - Bombas de carga - Conexiones a las unidades de almacenamiento - Control de envío de LNG - Conexiones de las mangueras	- Área de trasferencia de LNG (punto de inicio de evento); - Unidad de Almacenamiento Flotante (balcón) - Bombas de carga (4 m) - Conexiones a las unidades de
				Sobrepresión	43.99		
			Alto Riesgo	Radiación	116.38		
				Sobrepresión	59.41		

Clave escenario o riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga
							almacenamiento - Conexiones de las mangueras (154 m)

Fuente: Elaboración propia.

V.7 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo

Para el reposicionamiento de todos los escenarios de riesgos identificados en la sección V.4.1.3 y que fueron jerarquizados en la sección V.4.1.4, se tomaron en cuenta los siguientes criterios que confirmaron o rectificaron los valores de frecuencia (probabilidad) y consecuencias (severidad):

- Para los Escenarios de Riesgo analizados en el apartado V.4.2.1., se tomó en cuenta la información generada en dicha sección, de tal manera que se analizaron los resultados para confirmar o rectificar los valores de frecuencia;
- Para todos los Escenarios de Riesgo, también se tomó en cuenta para la ponderación de frecuencia y consecuencia todos los controles y medidas de reducción de Riesgos (Salvaguardas, protecciones o barreras) de tipo preventivo, de control y de mitigación; incluyendo los sistemas activos de contraincendios con que cuenta el Proyecto o que tiene consideradas en el diseño del mismo; así como para llevar los Riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente factible. Derivado de lo anterior, se establecieron las condiciones para determinar el Riesgo Residual del Proyecto; es decir, aquel que considera la implementación de dichos controles y medidas de reducción de Riesgos para mitigar el Riesgo Inherente del Proyecto (Rejerquización) los cuales pueden ser visualizados en la Tabla V.80 Rejerquización de riesgos para el sistema de licuefacción FLNG1 y Tabla V.82 Rejerquización de riesgos para el sistema de licuefacción FLNG2, del apartado V.4.2 Análisis cuantitativo de riesgo.

V.8 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo

V.8.1 Sistemas de seguridad

A continuación, se hace una breve descripción de los sistemas de seguridad que instalarán en el Proyecto.

V.8.1.1 Cuarto de control

Los cuartos de control serán locales a prueba de explosión, diseñados con sistema de supresión de incendio, sistema de presión positiva, control de temperatura, tipo de agente extintor (CO_2) y el cuarto de control estará tripulado habitualmente.

V.8.1.2 Complejo de plataformas

La Sala de Control Central (CCR) será un entorno protegido y seguro para los componentes del sistema de control. Ubicado dentro del bloque de alojamiento, separado y protegido de otros procesos, de modo que sea operable durante el control de una emergencia. Será un lugar donde el personal de operaciones puede realizar actividades sin perturbaciones externas como ruido, clima y distracciones visuales. Estará equipado con un sistema de monitoreo y control computarizado para medidas integrales y control de los parámetros físicos que determinan la seguridad operacional.

La SCC es el "centro neurálgico" de las plataformas, con la función principal de dirigir las operaciones de procesos de la instalación y dar soporte al personal las 24 horas. Dentro de la SCC se encontrará la consola del operador de procesos de la instalación, que se compone de dos conjuntos de Estaciones de Trabajo del Operador (OWS, por sus siglas en inglés) para el monitoreo y control de la instalación.

Las estaciones de trabajo del operador serán el punto de interfaz humana para controlar el Sistema de Control Distribuido (DCS, por sus siglas en inglés) y el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) para la entrada a las funciones de control en todas las plataformas de producción. El sistema de control distribuido monitoreará y controlará las funciones normales del día a día en las unidades de proceso. El sistema instrumentado de seguridad proporcionará un método redundante e independiente para monitorear las variables del proceso y, si es necesario, iniciar y realizar paros seguros de sistemas, unidades o toda la instalación de producción.

Cada estación de trabajo del operador en la SCC estará equipada con cuatro pantallas LCD de alta resolución de 21" y dos pantallas grandes, un teclado QWERTY, un teclado y un mouse. Los OWS se integrarán en muebles de sala de control especialmente diseñados con superficies de trabajo y pantallas totalmente ajustables para acomodar ergonómicamente a varios tamaños de operadores en posiciones de pie y sentadas y para minimizar su fatiga. Se proporcionarán superficies de trabajo en blanco a cada lado de cada OWS para proporcionar espacio para el papeleo e interfaces de operador suplementarias como botones, lámparas indicadoras, pantallas BLAN PC, teléfonos, equipos de radio, entre otros.

El SIS incorporará botones de apagado montados en paneles de fácil acceso., lo que permite que el equipo de operaciones inicie varias áreas y niveles de paro, llamadas a estaciones de reunión, abandono de plataformas y alarmas y funciones similares.

El Sistema Principal de Fuego y Gas (MFGS, por sus siglas en inglés) también se encontrará en el CCR. El MFGP recopilará todo el estado de los dispositivos de fuego y gas y muestra cualquier evento de fuego y gas a los operadores. La sala de control, la sala de estanterías y todas las demás habitaciones del edificio de alojamiento estarán equipadas con detectores de incendios, luces estroboscópicas, pulsadores de alarma y supresión de incendios conectados al panel de alarma contra incendios del edificio.

El bloque de alojamiento, que alberga la SCC, estará ubicado a la distancia más lejana de las áreas de proceso más peligrosas en las plataformas. El bloque de alojamiento servirá como el principal refugio temporal durante las emergencias y hay dos botes salvavidas adyacentes a este. Las paredes exteriores del bloque serán resistentes al fuego. En el caso de un abandono de la plataforma debido a una tormenta inminente o una emergencia a bordo, el bloque de alojamiento y específicamente la SCC serían las últimas áreas de las que los operadores saldrían después de iniciar el control adecuado y las paradas a través del sistema de control distribuido y sistema instrumentado de seguridad.

La SCC estará equipada al menos con el siguiente equipo:

- Estaciones de trabajo para que el personal de la planta interactúe con los sistemas electrónicos: Sistema de Control de Procesos (SCP), SIS y Sistema Contra Incendios y Gas, y MFGS, y
- Panel de alarma remota del sistema contra incendios y gas.

El siguiente equipo se mantendrá en una sala adyacente a la SCC, que se conoce como sala de entrada/salida (Sala de E/S):

- Equipo para sistemas electrónicos, incluidos racks de E/S, racks de comunicación y equipo de soporte requerido por el personal técnico o de mantenimiento;
- Sistemas de comunicación como conmutadores de red, paneles de conexión de fibra óptica y equipos telefónicos;
- Equipos de megafonía y comunicación por radio, y
- Baterías para fuentes de alimentación e interruptores de control asociados.

V.8.1.3 Unidad de Almacenamiento Flotante (FSU)

Las instalaciones de control del sistema de transferencia de la FSU a buque incluirán una CCR en cada buque.

V.8.1.4 Sala de Control de la Carga (CCR)

La CCR será atendida en todo momento por una Persona Calificada a Cargo (PIC, por sus siglas en inglés) con capacidad para supervisar y controlar todo el sistema de transferencia de buque a buque. La CCR albergará el Sistema de Control Distribuido (DCS, por sus siglas en inglés), que es un sistema de control informático integrado que se utiliza para supervisar y controlar el sistema de transferencia.

Todas las paradas podrán activarse a distancia desde la sala y los posibles incendios y escapes de gas podrán ser detectados a distancia por los sistemas contra incendios y de gas conectados a la sala de control.

La CCR se comunicará de forma centralizada con el barco a través del teléfono caliente; con la zona de carga y transferencia a través del operador de campo utilizando una radio VHF; con el supervisor de seguridad del punto de control de acceso a través del intercomunicador; y con las partes externas a través del teléfono fijo.

V.8.1.5 Sistema de medición de buques

En el barco, el aforo y la medición de la carga de GNL a bordo, se realizará mediante el Sistema de Transferencia y Medición de Custodia (CTMS, por sus siglas en inglés). Los sistemas de medición, temperatura y control de la presión del tanque por radar estarán diseñados para proporcionar una precisión continua, sin necesidad de mantenimiento y fiable.

El medidor de tipo radar o microondas funcionará según el mismo principio que el radar de un barco. Un transmisor/receptor será montado en la parte superior del tanque de carga y emitirá microondas verticalmente hacia la superficie del líquido. La señal será reflejada en la superficie, será recibida por la antena del transmisor y enviada al panel de control. A continuación, la señal se procesará para determinar la distancia de la superficie del líquido con respecto al transmisor y, por tanto, el llenado.

En la mayoría de los buques, el aforo será automatizado mediante el sistema de medición de transferencia de custodia del buque de GNL. Estos sistemas serán capaces de elaborar informes sobre el volumen de GNL a bordo en cualquier momento de la descarga. Antes y después de cada transferencia de GNL, el buque deberá ejecutar una transferencia de apertura y cierre de custodia, respectivamente. La apertura y el cierre de la transferencia de custodia serán verificados por un perito independiente. El CTMS estará respaldado por un sistema de aforo flotante.

V.8.1.6 Sistemas de aislamiento

El centro de trabajo contará con un aislamiento adecuado de los equipos y/o sistema esencial para:

- Proporcionar un entorno seguro para el mantenimiento, la inspección y el trabajo en equipos o grupos de equipos;
- Prevención de daños en el equipo debido a condiciones alteradas en el proceso, y
- Mitigar o minimizar el impacto al personal, el medio ambiente y las instalaciones durante un evento de emergencia como un incendio o una liberación de gas.

Cuanto mayor sea el peligro potencial, más eficaz, seguro y controlado será el método de aislamiento. Cuando existan varias opciones para la reducción del riesgo, se utilizará la opción de menor riesgo que sea razonablemente factible. Se prefieren las soluciones de ingeniería sobre los controles de procedimiento y/o el uso de Equipo de Protección Personal (EPP).

Los requisitos de aislamiento dependerán del alcance del trabajo, los puntos de conexión, la naturaleza peligrosa de los fluidos y la presión y temperatura de funcionamiento del sistema. Sobre la base de estos, habrá tres tipos principales de aislamiento:

V.8.1.6.1 Aislamiento positivo

Deberá emplearse un aislamiento positivo cuando no se permitan fugas por motivos de salud, seguridad o medioambientales. Es un método para garantizar la segregación física al 100% de una fuente de peligro o contaminación del personal y/o inventario de productos. Esto es especialmente necesario cuando se va a realizar la entrada a un espacio confinado, como una embarcación o un pozo abierto, o donde pueden estar presentes fluidos de alto riesgo en los sistemas de conexión.

El aislamiento positivo se logrará de una de estas tres formas: i) extracción de un carrete con supresión de extremos abiertos, ii) bridas ciegas en ocho o la inserción de una placa entre bridas como reemplazo de un espaciador por una brida ciega y, iii) que se pueden instalar bridas ciegas temporales para tuberías pequeñas/flexibles donde la tubería se puede saltar para insertar una placa temporal.

La selección del tipo dependerá del tamaño de la línea, el servicio y la clasificación. Además del requisito de aislamiento positivo para trabajos que impliquen entrada a espacios confinados, también se recomienda en los siguientes casos:

- Aislamientos de larga duración (más de una semana);
- Dónde se va a suspender el equipo;
- Donde se vaya a realizar trabajo en caliente, y
- Para fluidos de proceso a temperatura de autoignición o por encima de ella.

Generalmente, se prefieren los carretes extraíbles a las bridas ciegas en situaciones en las que:

- Existan tuberías de gran diámetro;
- Se deben retirar los elementos de equipo grandes, y
- La instalación final del equipo donde la alineación correcta de las tuberías es difícil.

Para un aislamiento positivo en el momento del mantenimiento, las bridas ciegas serán esenciales. Los accesos y los orificios de acceso (para equipos más pequeños) se podrán utilizar como aberturas de inspección. La boquilla de salida montada en la parte superior podrá actuar como una abertura de inspección para recipientes verticales si se proporciona un carrete extraíble.

V.8.1.6.2 Aislamiento de alta integridad

El aislamiento de alta integridad es un método para proporcionar el mayor nivel posible de segregación. Esto puede ser en forma de doble bloqueo y purgado o una combinación de doble bloqueo y purgado y aislamiento positivo (por ejemplo, brida ciega o carrete extraíble).

V.8.1.6.3 Aislamiento general (con válvula)

En general, el aislamiento con válvula se usa con mayor frecuencia para mantener la contención mientras se realiza el aislamiento positivo, y cuando el aislamiento con válvula solo es una opción aceptable. Esto generalmente incluirá elementos de servicio de baja presión que deben retirarse para mantenimiento, como válvulas de control o instrumentos en línea.

Cualquier válvula utilizada para aislamiento deberá proporcionar un sello confiable. Las válvulas de retención, las válvulas de globo/aguja, las válvulas de control y otras válvulas que no proporcionan un cierre hermético no deben usarse para el aislamiento.

Generalmente, los siguientes tipos de válvulas se consideran las válvulas de aislamiento más efectivas: i) disposiciones de válvula de bola modular o ii) de bola y válvula de compuerta. Se pueden usar válvulas de mariposa (triple compensación) si se especifica para un servicio. Las válvulas de globo se pueden utilizar como aislamiento contra presiones bajas para la instalación y eliminación del aislamiento positivo (por ejemplo, ventilaciones para abocinar).

Para servicios de alta temperatura, las válvulas de compuerta se usan para hasta 4" y las válvulas de mariposa se usan de 6" o más. Las válvulas de bola no se pueden utilizar debido a los límites de temperatura.

V.8.1.6.4 Aislamiento con válvula de purga y bloque simple

El aislamiento de la válvula para los sistemas clasificados como 150# debe ser una válvula de un solo bloque con una purga en el lado del equipo que se desconectará.

V.8.1.6.5 Aislamiento con válvula de purga y doble bloqueo

El aislamiento con válvula de doble bloqueo y purga se puede usar en áreas a las que se debe acceder con una frecuencia razonable para el mantenimiento, pero que no requieren una entrada a espacios confinados.

La distancia entre las dos válvulas de bloqueo se mantendrá al mínimo para minimizar el volumen de fluido a desplazar.

V.8.1.7 Recipientes

Los recipientes deberán tener un aislamiento positivo en todas las boquillas de entrada y salida que estén conectadas a un sistema aguas abajo, ya que puede ser necesario el ingreso de personas para el mantenimiento o la inspección. Los recipientes como filtros en línea, coladores y mezcladores estáticos, donde la entrada no es físicamente posible, no contarán con puntos ciegos para un aislamiento positivo.

Cuando un recipiente tiene una descarga en la parte superior del recipiente y el tamaño de la línea dicta que el espaciador debe ubicarse en la horizontal, se debe proporcionar una boquilla en forma de gancho en el recipiente con un espaciador en la horizontal, o se debe colocar un carrete extraíble y usarse para aislamiento positivo para evitar un juego adicional de bridas.

Todas las conexiones de proceso deberán incluir una pala en la boquilla del recipiente independientemente del aislamiento del borde del patín.

V.8.1.8 Bombas y compresores

Las bombas criogénicas de GNL son bombas verticales tipo lata. Se proporciona aislamiento con válvula ya que los cuerpos son esencialmente recipientes a presión. El aislamiento de succión está guiado por la clasificación del recipiente de succión del que se requiere aislamiento en lugar de la línea de succión. Para fines de mantenimiento, las carcasas están provistas de cabezales con bridas para la instalación/extracción de los impulsores. Se proporcionará un aislamiento positivo adecuado para la extracción, limpieza o mantenimiento de los filtros de succión de las bombas.

Para el mantenimiento de un compresor o componentes relacionados, generalmente se apagará todo el sistema del compresor. Se debe proporcionar aislamiento (válvulas de bloqueo y ciego) en la entrada y salida del paquete del compresor. Los compresores estarán equipados con una cortina de anteojos o un espaciador según la especificación de la tubería en las boquillas de succión y descarga de todas las etapas del compresor para la extracción del compresor. Cuando se requiera una pieza de carrete extraíble para la extracción del compresor, ésta reemplazará la persiana o el espaciador de las gafas.

Las bombas y compresores cumplirán como mínimo con lo siguiente:

- Ser de materiales adecuados para las condiciones de diseño de presión y temperatura;
- Contar con válvulas para permitir que dichos equipos sean aislados para darles mantenimiento;
- Contar con una válvula de no retorno para cada una de las líneas de descarga, cuando estén conectados en paralelo;
- Las bombas y compresores contarán con un dispositivo de alivio de presión en la descarga, lo anterior para limitar la presión y esta no sea superior a la presión máxima de diseño de la carcasa del compresor o bomba y de las tuberías y equipos en la descarga, a menos que éstos estén diseñados para tolerar la presión máxima de descarga de las bombas y compresores;

- Además del dispositivo local de paro, las bombas o compresores contarán con control remoto de fácil acceso en el cuarto de control o a una distancia mínima de 8 metros del equipo, que permita parar la bomba o el compresor en una emergencia;
- Las bombas y compresores remotos que se utilizan para transferir GNL contarán con controles para detener su operación desde la zona de trasvase, así como desde el sitio donde están localizados;
- Incluirán luces de señalización en la zona de trasvase para indicar cuándo están en paro o en funcionamiento una bomba o compresor remoto de trasvase;
- Para las bombas tendrán un venteo, una válvula de alivio o ambos que eviten la sobrepresión de la carcasa de la bomba durante la tasa máxima de enfriamiento posible, y
- Para los compresores que manejan gases inflamables estarán provistos de conductos de ventilación de todos los puntos donde los gases puedan escapar normalmente. Los respiraderos deben conducirse fuera de los edificios hasta un punto de eliminación segura.

V.8.1.9 Válvulas de control

Las válvulas de control deberán tener ventilaciones o desagües para una operación y mantenimiento seguros. Las válvulas de control cerradas en caso de falla requerirán ventilaciones o desagües tanto aguas arriba como aguas abajo.

Los tanques de GNL estarán equipados con válvulas de relevo de presión y vacío de acuerdo con el código NFPA 59 A vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya, dichos dispositivos deben comunicarse directamente con la atmósfera. Se incluirá válvulas de relevo de vacío si el tanque puede estar expuesto a una condición de vacío superior para la que se diseña el contenedor.

Cada válvula de relevo de presión o de vacío de los tanques de GNL estará aislado del tanque para mantenimiento o para cualquier otro fin por medio de una válvula manual de cierre de tipo paso completo y cumplirá como mínimo con las características siguientes:

- Las válvulas de cierre serán del tipo que se puedan poner en una posición completamente abierta;
- Se incluirán válvulas de relevo de presión y de vacío en el tanque de GNL de tal manera que cada una se aísle individualmente, a fin de realizar pruebas o dar mantenimiento a la vez que se conservan las condiciones de equilibrio requeridas;
- En caso de requerirse sólo una válvula de seguridad, se debe incluir un puerto de apertura con una válvula de tres vías que conecte la válvula de relevo y su reserva al tanque o dos válvulas de relevo conectadas por separado al tanque, cada una con una válvula;
- No se cerrarán más de una válvula de relevo a la vez, y
- Se diseñarán venteos o respiraderos de descarga de la válvula de relevo a fin de evitar la acumulación de agua, hielo, nieve, o cualquier otro material y la descarga debe ser vertical hacia arriba.

V.8.1.10 Instalaciones eléctricas a prueba de explosión

El objetivo de la clasificación de áreas peligrosas es reducir el potencial de ignición de líquidos y vapores inflamables. Esto se logrará separando las fuentes potenciales de liberación de gas inflamable de los equipos eléctricos que no son a prueba de explosión y otras fuentes de ignición. Las áreas que no se espera que experimenten una liberación inflamable durante el funcionamiento normal deben clasificarse como no peligrosas. Las razones para clasificar una instalación en áreas peligrosas son las siguientes:

- Hay que asegurar que las fuentes de ignición estén segregadas de las fuentes de gases o vapores inflamables;
- Ayudar a proporcionar entradas y salidas de aire para equipos de combustión en ubicaciones apropiadas;
- Ayudar a proporcionar entradas de aire a los edificios en lugares apropiados;
- Ayudar a proporcionar todas las salidas de ventilación en lugares apropiados;

- Ayudar a proporcionar sala de control, alojamiento, edificios técnicos y transformadores asociados en ubicaciones apropiadas;
- Definir la temperatura superficial máxima permitida para áreas particulares, y
- Definir la clasificación de equipos eléctricos y de instrumentación, excepto cables eléctricos.

V.8.1.11 Programa de inspección

El programa de inspección y pruebas deberá incluir las siguientes actividades para la prevención de riesgos en las instalaciones:

- Revisión de registros eléctricos, escaleras, luminarias, explosividad de áreas;
- Revisión de válvulas y filtros;
- Revisión y calibración de válvulas de medición, instrumentación y seguridad-relevo;
- Inspección y verificación de los extintores de polvo químico seco y CO_2 existentes en las diferentes áreas;
- Pruebas de integridad mecánica de equipos y tuberías;
- Revisión y medición del sistema de tierras físicas;
- Simulacros operacionales, prácticas y simulacros contra incendio;
- Programa de capacitación en aspectos de Seguridad e Higiene y Protección Ambiental;
- Inspección de válvulas, accesorios, indicadores de campo, (flujo, temperatura, presión);
- Medición de explosividad en registros;
- Programa permanente de orden y limpieza en la estación de compresión, y
- Tramitar la autorización de los recipientes sujetos a presión conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011 Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad, se solicitarán la autorización de los recipientes sujetos a presión.

V.8.1.12 Equipo de Protección Personal de emergencia

El personal de las brigadas contará para la atención de emergencias con al menos el siguiente equipo de seguridad: i) casco de seguridad, ii) calzado de seguridad, iii) trajes contra incendio, iv) guantes, v) cascos de bombero, vi) monogafas, vii) arnés, viii) botas contra incendio, ix) equipo de respiración autónomo, x) equipo de respiración inducido, y xi) equipos completos de bomberos.

V.8.1.13 Sistemas y equipo de comunicación y alarma

La Organización contará con un sistema de comunicación los cuales constarán de radios portátiles, internet, un radio base y telefonía interna. Además, deberá contar con mecanismos de comunicación y alarma que permitan el enlace en caso de emergencias, con las diferentes áreas en el interior de la instalación, empresas filiales y organismos externos. Contará también, con números telefónicos de emergencia que, al recibirse el aviso de una emergencia por parte de un particular, dependencia, trabajador, entre otros, será canalizada vía SCC, el cual lo hará del conocimiento de los miembros del Comité de Emergencias o personal que efectúe en esos momentos las funciones correspondientes.

V.8.1.14 Sistema de tierras físicas y sistema pararrayos

Las instalaciones contarán con un sistema de tierras integrado por un conjunto de conductores, electrodos, accesorios y otros elementos que, interconectados eficazmente entre sí, tienen por objeto conectar a tierra a elementos que pueden generar o acumular electricidad estática.

V.8.1.15 Rutas de evacuación y punto de reunión

Los puntos de reunión se establecerán considerando que las rutas de evacuación no deben encontrarse en la dirección de los vientos dominantes. Las instalaciones contarán con letreros de señalización de rutas de evacuación distribuidas estratégicamente en las instalaciones superficiales y existirá un punto de reunión.

V.8.1.16 Programa de seguridad e inspección

El área de Seguridad Industrial de la Organización realizará inspecciones periódicas (diarias, semanales, quincenales, mensuales y anuales) de los equipos y sistemas de seguridad y prevención con la finalidad de detectar oportunamente desviaciones para su atención. El Programa de Actividades de Seguridad deberá contemplar al menos las siguientes inspecciones:

V.8.1.16.1 Grupo 1: Actividades dirigidas al hombre (inspecciones preventivas de riesgo).

- Condiciones de riesgo. El objetivo es detectar y corregir efectivamente las condiciones de riesgo en todas las áreas o sectores del centro de trabajo, para lograr que los trabajos derivados de las inspecciones sean efectuados oportunamente (incluir registros eléctricos, registros aceitosos, soportes elevados, luminarias, explosividad de áreas);
- Establecer los períodos de la revisión y prueba del equipo de protección personal fijo instalado en las plantas de proceso, con la finalidad de mantenerlo en óptimas condiciones de servicio (incluir revisión y conservación de equipo de protección personal fijo. Inspeccionar regaderas de emergencias y botiquines de primeros auxilios, equipos de aire respirable;
- Capacitación. Dar difusión a la información de seguridad como son normas, procedimientos y reglamentaciones, así como las formas correctas del uso del equipo de protección personal, con el objeto de evitar que se produzcan accidentes por el desconocimiento de dicha información (incluir uso correcto de equipo básico de seguridad (casco, lentes, entre otros) para empleados y contratistas, análisis de seguridad del trabajo para empleados y contratistas);
- Simulacros operacionales. El objetivo es entrenar al personal operativo para que su respuesta sea oportuna y segura en situaciones de emergencia;
- Pláticas y prácticas contra incendio. El objetivo es entrenar al personal en los conocimientos teórico-prácticos básicos de la utilización oportuna y eficiente de los sistemas contra incendio, así como las formas correctas del uso de equipo de protección personal, con la finalidad de prevenir la iniciación de un fuego o controlar y apagar un incendio;
- Simulacros contra incendio. El objetivo es entrenar al personal del centro de trabajo mediante su participación directa en simulaciones de emergencias, detectar y evaluar las fallas que pueden presentarse durante los simulacros contra incendio, Asegurar que los equipos, materiales y sistemas que sean esenciales para el combate de un incendio, se encuentren en las mejores condiciones de conservación y operación que aseguren su uso inmediato, mantenga familiarizado con la ubicación de puntos de reunión, de instalaciones y equipos del centro de trabajo, ponga en práctica en forma simulada las acciones que debe llevar a cabo en un hecho real, de tal manera que las conozca completamente;
- Simulacros para el manejo de gas natural. El objetivo es entrenar al personal del centro de trabajo mediante su participación directa en simulaciones de emergencias, detectar y evaluar las fallas que pueden presentarse durante los simulacros en el manejo de gas natural, así como atender alguna fuga ocasionada en la tubería, accesorios o los mismos cilindros. Hay que asegurar que los equipos, materiales y sistemas que sean esenciales para atender una fuga se encuentren en las mejores condiciones de conservación y operación que aseguren su uso inmediato, mantenga familiarizado con la ubicación de puntos de reunión, de instalaciones y equipos del centro de trabajo, ponga en práctica en forma simulada las acciones que debe llevar a cabo en un hecho real, de tal manera que las conozca completamente;

- Programar y realizar campañas de seguridad. Que sirvan para mejorar las condiciones de seguridad en cada centro de trabajo (incluir uso de ropa de trabajo y equipo de protección personal, aplicación de reglamentos y procedimientos de seguridad, abatimiento de los índices de accidentabilidad, y
- Evaluación de ruido industrial. El objetivo es realizar los estudios de evaluación de las características de la exposición laboral de los trabajadores al ruido acústico.

V.8.1.16.2 Grupo 2: Actividades dirigidas a las instalaciones

- Verificar la condición física de los compresores, tuberías y válvulas para detectar cuándo es necesaria la sustitución parcial o total de los mismos; con el fin de prevenir riesgos y de programar con oportunidad los cambios necesarios, para así acortar los períodos de reparación y prolongar las corridas operacionales.

V.8.1.16.3 Grupo 3: Actividades dirigidas a los dispositivos o sistemas que deben operar en casos de emergencia

- El objetivo consiste en que los sistemas de protecciones estén completos y operables, y que alarmen, disparen e interactúen con los procesos, operando en sus valores de calibración correctos, para proteger equipos e instalaciones, en caso de descontroles en los procesos operativos.
  - Revisión y calibración de válvulas de seguridad-relevo. Lograr que estos dispositivos operen eficientemente cuando ocurran incrementos de presión en los sistemas de tuberías y equipos por descontroles operacionales o emergencias, y
  - Revisión y calibración de válvulas de corte y de control. Lograr que estos dispositivos operen eficientemente cuando ocurra fuga de gas natural.

V.8.1.16.4 Grupo 4: Actividades dirigidas a los equipos e instalaciones contra incendio

- Revisión y conservación de equipo e instalaciones contra incendio estén en condiciones de uso y que su localización sea la apropiada.
- Inspección y verificación de los extintores de polvo químico seco y CO_2 existentes en las instalaciones.

V.8.1.17 Monitoreo de la operación de cada sistema

Los procedimientos para el monitoreo de la operación de cada sistema y la integridad mecánica de las estructuras en las cuales existe peligro para las personas considerarán al menos lo siguiente:

- Las actividades de monitoreo permanente de las variables de operación mediante un sistema de control, y
- Actividades de inspección a los procesos y equipos por personal competente.

V.8.2 Medidas preventivas

Como parte de las medidas preventivas que estarán consideradas durante la vida útil del Proyecto, se consideran las siguientes:

V.8.2.1 Manual de Operación

El Manual de Operación estará disponible en un lugar de acceso inmediato, donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera, describirá los componentes de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Manual. Se actualizará cuando se presenten cambios en los equipos o procesos de la e incorporará un programa de capacitación al personal operativo con objeto de desarrollar conocimientos y experiencia en la aplicación de procedimientos e instrucciones de forma tal que las instalaciones se

operen de manera segura y apegada a la regulación vigente. El contenido del Manual de Operación será de al menos los documentos siguientes:

- La documentación actualizada para la operación del sistema (DTI, condiciones operativas, planos constructivos, diagramas unifilares, planos de clasificación de áreas eléctricas, manuales del fabricante, entre otros);
- Los procedimientos de operación para los sistemas y componentes;
- El Plan de Respuesta a Emergencias, y
- El Programa de Capacitación del Personal.

El Manual de Operación tendrá procedimientos para el inicio de operaciones, procedimientos de operación normal, paro y vuelta a servicio normal de las instalaciones, así como aquéllos específicos para operaciones de transferencia de gas natural comprimido y procedimientos especiales. Los procedimientos para la operación normal incluirán al menos los aspectos siguientes:

- Descripción de los componentes y sistemas del procedimiento, filosofía de operación y control, limitaciones, propósito y condiciones de operación normal;
- Ajuste de los sistemas de control para asegurarse que la operación se realice dentro de los límites de diseño, incluyendo un listado de alarmas de alta y baja donde corresponda;
- Monitoreo y control de temperatura, presión y flujo de entrega de gas natural comprimido para mantenerlos dentro de los límites de operación previstos;
- Identificación de condiciones de operación anormales y procedimientos para corregirlas y volver a la operación normal;
- Descripción para parar y volver a poner en servicio los componentes de la estación;
- Calificación del personal;
- Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada sistema o instalación;
- Especificaciones de los ajustes de los dispositivos de relevo de presión o vacío, o la presión de operación máxima o mínima de cada componente;
- Descripción de los sistemas de seguridad de la estación, y
- Descripción de los parámetros que se deben verificar previo al suministro de gas natural comprimido al vehículo.

Por otra parte, se contará con un plan de atención de condiciones anormales que describa los procedimientos que se deben aplicar para corregir, en el menor tiempo posible, las condiciones anormales de operación para evitar una fuga de gas natural comprimido en alguna parte del centro de trabajo, que pudiese causar daños a las personas e instalaciones propias o de terceros en la vecindad.

V.8.2.1.1 Activadores manuales de Paro de Emergencia

Se instalarán activadores de accionamiento manual local y remoto para paro de emergencia que paren los equipos, cierren las válvulas de los recipientes de almacenamiento, corten la energía eléctrica a los equipos y componentes donde pueda haber gas natural, excepto al sistema de detección de mezclas explosivas, sistema de iluminación y sistema contra incendio.

El restablecimiento de la operación normal del sistema deberá ser realizado por personal calificado. Se deberá avisar a través de una alarma sonora y visual en el momento en que se está efectuando dicho restablecimiento.

V.8.2.1.2 Plan de atención de fugas de gas natural

En dicho plan se definirán acciones para detener la emisión y dispersar la nube de gas natural en el menor tiempo posible para minimizar la exposición del personal, las instalaciones y la comunidad. Para controlar las fugas de gas natural se considerará, entre otras, las acciones siguientes:

- Activar el paro de emergencia en caso de ser necesario;
- Cierre de las válvulas requeridas para aislar la fuga, y
- Activar el sistema contra incendio si se presentara fuego.

V.8.2.1.3 Puesta en servicio

Para poner en operación las instalaciones, se deberán subsanar las observaciones y hallazgos de la revisión de seguridad de pre-arranque.

Para la transferencia de gas natural comprimido se contará con los procedimientos necesarios para prevenir posibles riesgos, en caso de ocurrencia, para proteger al personal y las instalaciones. Entre los posibles riesgos se deberán considerar los siguientes:

- Presión excesiva en los recipientes que se están descargando;
- Fugas en las mangueras de trasferencia de gas natural comprimido. Se contará con dispositivos de cierre y válvulas de aislamiento adecuados para controlar oportunamente las condiciones anormales en los sistemas de transferencia, y
- Contar con dispositivos de cierre y válvulas de corte adecuados para controlar oportunamente las condiciones anormales en los sistemas de transferencia.

V.8.2.2 Manual de Seguridad

Las instalaciones contarán con un Manual de Seguridad que contenga al menos la siguiente información:

- Las especificaciones de seguridad de los materiales y equipos;
- Las medidas de prevención de incidentes y accidentes;
- El Plan de Respuesta a Emergencias;
- El Programa Anual de Capacitación y Entrenamiento a todo el personal de las instalaciones, adicionalmente, simulacros de siniestros que pudieran presentarse, y
- El plan de Capacitación y Entrenamiento donde se establece el nivel de competencia individual para todo el personal de las instalaciones y sus registros.

V.8.2.3 Capacitación y realización de simulacros

El responsable de la operación de la instalación establecerá un Programa de Capacitación al personal, mismo que deberá atender como mínimo lo siguiente:

- El desarrollo de conocimientos sobre la operación y mantenimiento correctos;
- La atención de situaciones de riesgo y emergencia que pudieran presentarse, y
- La implementación de simulacros que tengan como objetivo probar los conocimientos obtenidos en la capacitación y desarrollar las habilidades necesarias para tomar decisiones y atender adecuadamente situaciones de emergencia.

V.8.2.4 Sistema de Paro por Emergencia (ESD, por sus siglas en inglés)

El ESD se diseñará de acuerdo con el código ANSI/ISA 84.1 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya. El diseño de la instalación debe contar con un ESD, que permita dirigir las actividades a un

estado seguro, este sistema debe diseñarse considerando los criterios establecidos en la filosofía de operación del proceso de la Instalación, además del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos que realice el Regulado en la etapa de diseño de la instalación; el Análisis de Capas de Protección (LOPA, por sus siglas en inglés) debe incluir la identificación de funciones de seguridad, entre ellas el paro de emergencia y definir el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, por sus siglas en inglés) de las posibles funciones resultantes; ambos estudios deben ser realizados por personal especializado en la materia.

El sistema o sistemas del ESD tendrán un diseño a prueba de fallas y ser instalado, ubicado o protegido para minimizar la posibilidad de que quede inoperante en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal, este sistema debe cumplir con las características siguientes:

- Podrá ser activado manualmente, y pare los componentes críticos del proceso en orden adecuado de manera automática;
- En caso de emergencia debe aislar o cerrar la fuente de suministro de GNL, líquidos y gases inflamables en las instalaciones;
- Deberá parar la operación de cualquier equipo cuya operación pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia;
- Si el paro de un equipo por emergencia produce un riesgo o daño mecánico a ese equipo, se deberá evitar que dicho equipo o sus auxiliares sean detenidos por el ESD, siempre que se prevea o sea controlada la fuga de fluidos inflamables o combustibles, y
- El ESD que no sean del tipo a prueba de falla deberá tener todos sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 metros del equipo que controlan.

V.8.2.5 Sistema general de comunicaciones interior y exterior

La instalación contará con un sistema de comunicación primario para establecer comunicación por voz entre todo el personal de operación y sus estaciones de trabajo, un sistema de comunicación de emergencia para establecer comunicación por voz entre todas las personas y los lugares necesarios para parar el equipo en operación e iniciar, de manera sistemática y ordenada, la operación del equipo de seguridad en caso de una emergencia.

El sistema de comunicación de emergencia estará independiente y estar físicamente separado del sistema de comunicación primario y del sistema de comunicación de seguridad, y una fuente de potencia eléctrica de emergencia para cada sistema de comunicación, con excepción del equipo energizado por sonido.

En la etapa de diseño se incluirá con un sistema de comunicación entre el Buque Tanque y la instalación, así como definir un protocolo de comunicación que indique las condiciones de operación, cierre, conexión, desconexión y otras que deben ser incluidas en el procedimiento de emergencias. Además, tendrá otro sistema de comunicación separado para caso de emergencia. Este sistema de comunicación deberá ser monitoreado continuamente tanto a bordo del Buque Tanque como en la instalación.

V.8.2.6 Sistema eléctrico

El diseño de los servicios eléctricos, así como el equipo y cableado eléctrico cumplirán con los requisitos de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012. En las instalaciones se tendrán conexiones a tierra y uniones eléctricas, así como pararrayos en los tanques, estructuras metálicas, equipos y tuberías de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012.

Los sistemas de control eléctrico, medios de comunicación, iluminación y sistemas de combate contra incendios de las instalaciones tendrán, como mínimo, dos fuentes de potencia eléctrica de modo que la falla de una no afecte la capacidad de operación de la otra fuente. Cuando se utilizan generadores auxiliares con motor de combustión interna como segunda fuente de potencia eléctrica, éstos deben cumplir como mínimo con las condiciones siguientes: i) estar ubicados en un lugar separado o protegido de las otras áreas de la instalación y tener capacidad de operar durante una emergencia, y ii) el

suministro de combustible a los sistemas de generación eléctrica debe estar protegido contra peligros probables durante una condición de emergencia.

V.8.2.7 Sistema de Fuego y Gas

El SFyG debe monitorear continuamente las áreas específicas que presenten riesgo de incendio derivado de derrames de GNL, fugas y concentraciones de gases inflamables e incendios eléctricos o no relacionados con el proceso, incluyendo los edificios cerrados y los canales de drenaje cerrados; deberá incluir un sistema de detección y alarma que cuente como mínimo con detectores de humo, gas y fuego para monitorear, alertar, suprimir eventos y siniestros causados por fuga de GNL, gas natural u otros gases inflamables y la presencia de humo o de llamas en caso de que se haya iniciado un incendio, este sistema será diseñado de acuerdo con el código NFPA 72 vigente, equivalente o aquel que lo sustituya.

Los detectores de baja temperatura deberán estar vinculados al sistema de detección de gas y fuego en las áreas específicas de acuerdo con el numeral anterior.

Todos los componentes del SFyG estarán diseñados de conformidad con lo establecido en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y deberán activar las alarma audible y visual en el área donde se encuentren y en el cuarto de control con vigilancia permanente, el sistema debe activar automáticamente el paro por emergencia cuando se haya confirmado un evento no deseado, y activar el sistema contra incendio correspondiente de acuerdo con la filosofía de operación de la instalación.

Los sistemas se activarán automáticamente cuando se detecte gas combustible con 40% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) o fuego en algún área crítica de la instalación. Los sistemas de detección de gas inflamable se activarán con una alarma visible y audible que no exceda el 25% del LII del gas que se esté monitoreando.

Los elementos del sistema se especificarán en la ingeniería del Proyecto y se tomará en cuenta las necesidades detectadas en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, debiendo contar como mínimo con los siguientes elementos:

- Detector de humo;
- Detector llama (incendio);
- Detector para baja temperatura;
- Detector de gas combustible;
- Detector de gas tóxico;
- Alarmas audibles y visibles;
- Generador de tonos y/o mensajes;
- Altoparlantes (bocinas);
- Estaciones manuales de alarma;
- Procesadores;
- Fuentes de alimentación;
- Tarjetas de entrada/salida;
- Enlaces de comunicación, y
- Software.

V.8.2.8 Dictamen de diseño

Las instalaciones contarán con un Dictamen de Diseño avalado por una Unidad de Verificación/Unidad de Inspección, en el que conste que la ingeniería básica extendida de las instalaciones nuevas, ampliadas o con modificaciones al proceso, se realizaron conforme con lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial,

Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las **Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural**, así como con la Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021 Instalaciones de **Almacenamiento** y Regasificación de Gas Natural Licuado. La norma establece las especificaciones y requisitos técnicos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, que deben ser aplicados en Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra y costa afuera.

El centro de trabajo conservará y tendrá disponible en sus instalaciones, el Dictamen de Diseño durante el ciclo de vida o etapas de desarrollo del Proyecto para cuando dicha información sea requerida por la Agencia y pueda ser presentado, en su oportunidad, a las autoridades correspondientes para acreditar que el diseño de las Instalaciones y equipos son acordes con la normativa aplicable.

V.8.2.9 Control de corrosión

Las tuberías sumergidas estarán protegidas y se mantendrán de acuerdo con los principios de NACE SP 0169 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya.

Los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio se protegerán para minimizar la corrosión y las picaduras provocadas por agentes corrosivos atmosféricos e industriales durante el almacenamiento, construcción, fabricación, puesta a prueba y servicio.

No se usará cintas ni cualquier otro tipo de material de empaque que sea corrosivo para la tubería o para los componentes de la tubería. Las tuberías utilizarán inhibidores o barreras a prueba de agua en donde los materiales de aislamiento puedan causar corrosión al aluminio o a los aceros inoxidables.

No se deberá construir, reparar, reemplazar o modificar en forma significativa un componente de la instalación, hasta que sean revisados los dibujos de diseño y especificaciones de materiales desde el punto de vista de control de corrosión y se haya determinado que los materiales seleccionados no tienen efectos perjudiciales sobre la seguridad y confiabilidad del componente o de los componentes asociados al primero.

El centro de trabajo revisará la reparación, reemplazo o modificación relevante de un componente, únicamente cuando la acción tomada involucre o sea debida a alguno de los siguientes casos: i) cambio de los materiales especificados originalmente; ii) falla causada por corrosión o iii) inspección que reveló un deterioro significante del componente debido a corrosión.

V.8.2.10 Sistema de control

El sistema de control tendrá funciones de medición y control de las variables operativas de la Instalación para la operación segura, preservando los siguientes objetivos:

- Monitorear y controlar (local y/o remotamente) las condiciones de operación y seguridad en el manejo de GNL y/o gas natural, notificando por medio de alarmas operativas y de seguridad;
- Realizar el paro ordenado de la operación de la Instalación conforme a los protocolos establecidos;
- Realizar el control de operaciones con seguridad;
- Proveer de los registros sobre las actividades de recepción, almacenamiento y entrega que se realizan en la instalación de almacenamiento de GNL remota, modular y/o satélite, y
- Proveer el reporte de balance de GNL y/o gas natural, manejados con objeto de preservar la contención y confinamiento del producto.

El control distribuido incorpora medios para que el sistema detecte y notifique la ocurrencia de una operación anormal o una situación de emergencia en forma oportuna al personal.

V.8.2.11 Estrategia de protección contra explosiones

La gestión del peligro de explosión deberá tener en cuenta la probabilidad de explosiones y las sobrepresiones previstas y garantizar que se consideren las combinaciones adecuadas de las siguientes medidas:

- Minimizar la posibilidad de que ocurra;
- Mantener la integridad de las estructuras primarias y los principales inventarios de hidrocarburos hasta que se lleven a cabo las acciones de emergencia necesarias;
- Evitar la escalada; y
- Asegurar el funcionamiento del sistema crítico de seguridad relevante después de la explosión.

La instalación llevará a cabo un análisis de riesgo de explosión para determinar las consecuencias de una serie de escenarios de explosión representativos que se identificarán mediante el análisis de peligros.

V.8.2.11.1 Diseño resistente a explosiones

El objetivo principal de la protección contra explosiones debe ser reducir el riesgo para el personal. Debido a que el evento de explosión es un evento accidental repentino, el área principal que se debe proteger del peligro de explosión normalmente es un edificio y estructuras con personal para evitar una mayor escalada.

La instalación llevará un análisis de riesgo de explosión para que el Proyecto evalúe los riesgos de explosión y determine las medidas de protección adecuadas para reducir estos riesgos a niveles tolerables.

V.8.2.11.2 Medidas de control activo

Los elementos para controlar los eventos de explosión y el incendio posterior pueden incluir:

- Ventilación natural o forzada: Se trata de una medida de control eficaz porque su función es reducir la gravedad de un incidente;
- Detección automática: La detección automática rápida de emisiones reduce el tamaño de la nube inflamable potencial con el tiempo. Para ser eficaz, la detección debe realizarse mediante dispositivos confiables ubicados en áreas de potencial riesgo de explosión. La cobertura debe proporcionar confiabilidad en la detección de acuerdo con las reglas y pautas de LR y los estándares aceptados por la industria;
- Aislamiento y purga automáticos rápidos: Ante la señal de la detección automática de gas, los inventarios deben aislarse en un minuto y la purga debe iniciarse dentro de la misma escala de tiempo. Para muchos eventos, esto no evita la explosión, pero si la ignición se retrasa, el aislamiento y la purga reducen progresivamente el tamaño de la nube con el tiempo y, por lo tanto, reducen la cantidad de tiempo que la instalación está expuesta a una gran nube inflamable. Esto también limita el alcance de las emisiones e incendios posteriores, y
- Prevención de ignición: La prevención de ignición es clave para una gestión eficaz del peligro de explosión. Si no ocurre la ignición, el evento se limita a la liberación que cede con el tiempo. Esto depende de la integridad del equipo eléctrico en el área que debe estar clasificada para la zona 1 (división 1) o la zona 2 (división 2) en áreas donde pueden desarrollarse nubes inflamables y se requiere aislamiento automático de equipos eléctricos no esenciales.

V.8.2.11.3 Medidas de control pasivo

Los elementos para reducir la intensidad de la explosión si se enciende una nube de vapor que serían evaluados para el Proyecto incluyen:

- Baja congestión. La congestión causa turbulencias dentro de la explosión en desarrollo y ayuda a la mezcla rápida de combustible no quemado y Oxígeno para acelerar la velocidad de combustión y la sobrepresión. El espaciamiento de los equipos y la baja congestión dentro de las áreas de riesgo crean una menor sobrepresión y cargas de arrastre;
- Disposición del equipo. la disposición cuidadosa de la posición y la orientación del equipo y las tuberías podría reducir la generación de turbulencias, y
- Vías de ventilación abiertas. Los espacios abiertos y las grandes áreas a través de las cuales los productos de explosión pueden ventilar ayudan a reducir la sobrepresión y las cargas de arrastre. Se usarán cubiertas sólidas y muros de explosión que eviten la ventilación en aquellas áreas donde sea necesaria la segregación de peligros y personas. Se proporcionará tanto espacio como sea posible para la ventilación, particularmente donde se podría iniciar una explosión, teniendo en cuenta el espacio, el peso y el tamaño de la plataforma. El espacio abierto incluye rejillas de la plataforma, lados abiertos a módulos cerrados y sin obstrucciones (por ejemplo, equipos, torres de escaleras) ubicadas en una trayectoria de ventilación de explosión. Se advertirá al personal de operaciones de las consecuencias si los caminos de ventilación se ven afectados por obstáculos. La orientación de los equipos a optimizar para mejorar la ventilación de explosiones. Las áreas de ventilación deben ser lo más grandes posible.

V.8.2.12 Protección contra derrames criogénicos

La definición generalmente aceptada de líquidos criogénicos se refiere a líquidos con puntos de ebullición inferiores a -150ºC y son gases a presión y temperatura normales. Diferentes criogénicos se convierten en líquidos bajo diferentes condiciones de temperatura y presión, pero todos tienen dos propiedades comunes: son extremadamente fríos y pequeñas cantidades de líquido pueden expandirse a grandes volúmenes de gas.

Los líquidos criogénicos y sus vapores pueden congelar rápidamente el tejido humano y pueden hacer que muchos materiales comunes, como el acero al carbón, el caucho y los plásticos, se vuelvan quebradizos y se rompan bajo tensión. La temperatura de transición típica de dúctil a quebradizo de la temperatura de diseño del acero al carbón es de -40°C, y si se expone a esta temperatura, puede causar pérdida de contención, incendio y ruptura de componentes estructurales en caso de derrame.

Con el fin de proteger los activos y la seguridad del personal, la temperatura de exposición criogénica más baja para un derrame debe ser superior a -40ºC. La filosofía de protección contra derrames criogénicos se centrará en:

- Minimizar el potencial de liberación criogénica;
- Proporcionar medios de detección y aislamiento de la liberación criogénica para limitar la duración de la liberación;
- Recolectar los derrames criogénicos y proporcionar un sistema de drenaje para la eliminación de líquidos criogénicos en el mar; y
- Brindar protección contra el contacto criogénico mediante recubrimiento y selección adecuada del material, entre otros.

Los principales objetivos de la protección contra derrames criogénicos son los siguientes:

- Mantener la integridad de las estructuras críticas, ciertos recipientes críticos y las cubiertas contra derrames/rociados criogénicos creíbles para reducir el riesgo de escalada; y
- Para proteger los activos contra pérdidas catastróficas.

Las siguientes secciones describen la detección, recolección y eliminación, y protección contra derrames criogénicos.

V.8.2.12.1 Detección de emisiones criogénicas

Los derrames criogénicos deberán detectarse y la fuente de liberación debe aislarse lo antes posible para limitar el inventario liberado. Se proporcionarán detectores de gases inflamables y/o detectores de baja temperatura para la detección de derrames criogénicos. Se proporcionarán detectores de baja temperatura en las canaletas, y rutas de derrames, éstas últimas identificadas y alrededor del equipo que maneja fluidos criogénicos.

El vapor de GNL y otros servicios refrigerados permanecerá muy frío y, por lo tanto, es más pesado que el aire. Si se acumula una gran cantidad de vapor cerca de una superficie sólida, desplaza el aire ambiental.

La exposición de las personas a un entorno de oxígeno tan pobre podría provocar asfixia e incluso la muerte. Se proporcionarán detectores de agotamiento de Oxígeno en áreas donde exista el riesgo de acumulación de gas que conduzca a una concentración reducida de Oxígeno.

V.8.2.12.2 Recolección y eliminación de derrames criogénicos

Una característica de diseño común en las plantas de GNL en tierra y en las terminales de recepción de GNL es el uso de depósitos abiertos con un sistema de espuma de alta expansión para recolectar el GNL derramado, que luego puede controlar la vaporización a la atmósfera y limitar los efectos de un incendio. Sin embargo, no es una práctica común que las instalaciones en alta mar permitan que los hidrocarburos clasificados como líquidos criogénicos se acumulen en un depósito de derrame abierto, porque la congestión anticipada y las restricciones de diseño normalmente no proporcionarán suficiente distancia de seguridad para la recolección y resguardo de líquidos criogénicos derramados. Por lo tanto, se selecciona el agua directa al mar de los derrames para los módulos que manejan líquidos criogénicos.

Derrames criogénicos de equipos, válvulas y tuberías, entre otros, en las cubiertas identificadas por la evaluación de derrames criogénicos descienden desde los niveles superiores enrejados hasta la cubierta.

Las plataformas deberán estar enchapadas para minimizar los riesgos de daños en las áreas debajo de estas plataformas debido a derrames criogénicos.

Los derrames se recolectarán en la cubierta y se proporcionarán canaletas para recolectar y guiar los derrames criogénicos que se descargan por la borda. Los canales se dimensionarán para acomodar el flujo de líquido criogénico esperado creíble según la evaluación de derrames criogénicos.

V.8.2.12.3 Protección contra el contacto con derrames criogénicos

El centro de trabajo contará con protección contra el contacto de derrames criogénicos mediante revestimiento, selección de material, entre otros; siempre y cuando existan dos o todas las siguientes condiciones (justificadas por el resultado de la evaluación de derrames criogénicos y buen juicio técnico):

- La temperatura del acero se enfría por debajo de la temperatura que puede conducir al riesgo de fractura por fragilidad;
- El acero está sometido a tensión de tracción o flexión (incluida la parte de soldadura y el área donde hay una tensión residual después de la soldadura), y
- La falla del acero debido a una fractura frágil causa un evento catastrófico adicional, por ejemplo, pérdida de contención en GNL.

Los líquidos criogénicos liberados de los niveles superiores de los módulos de cubierta podrían pasar sobre superficies de acero desprotegidas sin acumularse, es decir, a través de plataformas enrejadas, y fluir hacia la cubierta chapada hacia el mar.

Los aceros estructurales en los módulos de la plataforma que podrían estar expuestos a derrames criogénicos según lo identificado por la evaluación de derrames criogénicos y que cumplan las condiciones anteriores deben estar protegidos por recipientes de recolección de derrames o por recubrimiento donde la contención no es factible.

Para los derrames criogénicos de los componentes de las tuberías en las cubiertas, se debe proporcionar protección mediante revestimiento donde el líquido criogénico liberado pueda fluir sobre la cubierta, incluida la parte de soldadura, y el área puede existir tensión residual por soldadura.

V.8.2.13 Sistema contra incendios

En el apartado "V.1.6 Sistema contra incendios" descrito anteriormente se puede identificar las características principales de la protección contra incendios en áreas sujetas a incendios de líquidos inflamables, gases inflamables y GNL que serán instaurados en cada uno de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2.

V.8.2.14 Normas, estándares y especificaciones nacionales e internacionales

Es importante mencionar que se reitera que para el diseño del Proyecto se consideró lo establecido en en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las **Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural**, así como con la Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021 Instalaciones de **Almacenamiento** y Regasificación de Gas Natural Licuado. La norma establece las especificaciones y requisitos técnicos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, que deben ser aplicados en Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra y costa afuera.

En el apartado V.1.1.2; se describen los criterios, normas, códigos, estándares, y especificaciones nacionales e internacionales; es las que está basado el diseño, construcción, y operación, del Proyecto.

V.8.2.15 Sistema de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente

Previo a la entrada en operación del Proyecto, se elaborará y someterá para su registro el SASISOPA ante la ASEA; en cumplimiento con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las Actividades del Sector Hidrocarburos, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el día 13 de Mayo de 2016, y su última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 4 de Mayo de 2020.

La elaboración del SASISOPA, se realizará con base al Anexo I de los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente Aplicables a las Actividades del Sector Hidrocarburos.

V.8.2.16 Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) y organización para la atención de emergencias mayores

El PRE considerará todos los procedimientos establecidos para la atención de emergencias al interior y al exterior del Proyecto, determinados en el Análisis de Riesgos como eventos probables de ocurrencia.

Con base en el Análisis de Riesgos, el Proyecto contará con los procedimientos de emergencia al menos para los siguientes escenarios:

- Pérdidas de contención en tanque de almacenamiento;
- Fuga de producto en tubería;
- Detección de altos niveles de explosividad;
- Incendio en diferentes áreas de la instalación de recepción, almacenamiento y entrega, y
- Personal lesionado, en diferentes áreas de la instalación terrestre de almacenamiento.

El PRE se realizará con base en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la elaboración de protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del sector hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 22 de marzo de 2019; de acuerdo con lo indicado en el Artículo 8, el cual establece que el PRE deberá contener como mínimo las siguientes secciones:

- Información General;
- Plan de Atención de Emergencias Interno (PAEI);
- Plan de Atención de Emergencias Externo (PAEE);
- Programas de capacitación, entrenamiento, simulacros y mantenimiento de equipos de Emergencia;
- Plan de acción de atención a recomendaciones derivadas del ARSH;
- Listas de verificación de acciones para la atención de la Emergencia; y
- Simulacros.

La información estará actualizada y firmada por los Regulados o su representante legal, en el cual se indicará:

- Nombre de quien elaboró;
- Nombre de quien revisó;
- Nombre de quien aprobó;
- Número de la versión del documento actualizado; y
- La fecha de la última actualización del PRE.

Además, aquella documentación que sea susceptible de modificación constante será firmada por los responsables directos de su aplicación, con su correspondiente versión y/o actualización.

V.8.3 Recomendaciones técnico-operativas

La presente sección indica las recomendaciones técnico-operativas (que incluyan equipos, dispositivos, sistemas de seguridad y medidas preventivas) identificadas como oportunidades de mejora para reducir el nivel de riesgo, derivadas de la aplicación de las metodologías para el análisis y evaluación de riesgos (identificación de peligros del HAZOP y de escenarios de riesgo, jerarquización de escenarios de riesgo, análisis de frecuencias y consecuencias), incluyen las identificadas en el apartado V.6. de análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo, y en su caso, las del apartado V.7. Reposicionamiento de escenarios de riesgo.

En la Tabla V.89 se describen las recomendaciones de acuerdo con el orden de los escenarios de riesgo identificados, mientras que en la Tabla V.90 se muestra el programa para la implementación de dichas recomendaciones.

Tabla V.89 Recomendaciones de la identificación de peligro y escenario de riesgos.

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
01	1.- Evaluar y documentar la necesidad de que las válvulas XV-1701A, XV-1703 y XV-1702B fallen en posición cerrada para evitar la incapacidad de purgar el inventario a través de 110-BDV-2003 (Sistema de licuefacción **FLNG1**). 2.- Evaluar la necesidad de un tanque de fluidos peligrosos o de un sistema de drenaje peligroso que esté diseñado para manejar el gas arrastrado en los fluidos drenados para prevenir la potencial formación de una atmósfera inflamable cuando los gases son arrastrados en los fluidos drenados (Sistema de licuefacción **FLNG1**). 3.- Asegurar de que el 110-PSV-7007 está dimensionado para el escape de gas del tambor KO de gas de alimentación (110-LV-1101) que falla en posición abierta) (Sistema de licuefacción **FLNG1**).	1	Mejores prácticas y estándares.	E01	Sobrellenado del tambor KO de gas de alimentación (110-V-001) que provoca una sobrepresión, apertura de la válvula de seguridad y venteo del gas natural y de los líquidos de arrastre recibidos en la plataforma.). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Ingeniería; Instrumentación y Control	A
02	3.- Evaluar las salvaguardias apropiadas para proteger contra el potencial de flujo inverso desde el vaporizador de líquidos de entrada que hace que el gas húmedo caliente se envíe a la columna de lavado de eliminación de pesados y el potencial de una alta temperatura dentro del intercambiador de calor de aluminio soldado (150 °F) y posibles fallas mecánicas. Cerrado a través de HSE-193; se han proporcionado válvulas de retención dobles en la línea 3"-NG-130- 0119 en N1FE-FLR-140-225-PID-0001 (Sistema de licuefacción **FLNG1**). 4.- Evaluar la necesidad de un	2	Mejores prácticas y estándares.	E02	Pérdida de contención debido al potencial flujo inverso de gas húmedo caliente desde del vaporizador de líquidos de entrada (130-V-1) hacia la línea de flujo mínimo de la bomba de fondo de la columna de lavado de eliminación de materiales pesados (130-C-001); o por provocar una alta temperatura en el intercambiador de calor (130-E-1). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede	Ingeniería; Instrumentación y Control	A

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	disparo por alta temperatura en la línea de templado de salida de gas natural A1-hacia afuera después de la mezcla con los fondos de la columna de lavado vaporizados para evitar que se exceda la temperatura de diseño del intercambiador de calor de aluminio soldado. El gráfico evaluará la temperatura de diseño de las tuberías del proceso que desembocan en la columna y proporcionará las configuraciones del punto de disparo a Fluor (Sistema de licuefacción **FLNG1**).				producir un incendio y/o explosión.		
03	5.- Evaluar las consecuencias de la baja presión/alta velocidad en la manguera y determinar si se justifica una alarma de baja presión independiente de la 140- PV-1206(Sistema de licuefacción **FLNG1**).	5	Mejores prácticas y estándares.	E03	Sobrepresión en el tambor de destello final (130-V-009) por mal funcionamiento de las válvulas (no abre) o vibración inducida. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Instrumentación y Control.	A
04	6.- Proporcionar un disparo de muy alta presión (en el PIT- 1222) de la SDV-2723 como medio para proteger el recipiente de evaporación flash de la sobrepresión debida a una salida de vapor bloqueada. Las líneas de las PSV todavía se están dimensionando, pero la intención es que las PSV estén adecuadamente diseñadas para el flujo bloqueado y el fuego externo (Sistema de licuefacción **FLNG1**). 7.- Evaluar la necesidad de dos válvulas de retención disímiles en la descarga de la bomba de succión	9	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E04	Pérdida de contención debido a fuga de gas combustible en el piloto del sistema de encendido del quemador (154-PK-001) o en la purga provocada por la mala funcionalidad e incapacidad para aliviar el exceso de presión (143-PV-1202). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Ingeniería; Instrumentación y Control	A

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	de gases de ebullición en el empalme con el flujo mínimo de la bomba de evaporación flash (Sistema de licuefacción **FLNG1**). 8.- Evaluar y documentar la necesidad de disponer de un inventario de gas natural licuado durante la puesta en marcha para protegerse de daños en los equipos (Sistema de licuefacción **FLNG1**). 9. Evaluar y documentar la necesidad de disposiciones en el diseño de las tuberías para el enfriamiento, similares a las de las bombas de evaporación rápida para las Bombas de Tambor de Succión de BOG (Sistema de licuefacción **FLNG2**).						
05	10.- Revisar que los isotanques de propano que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos (Sistemas de licuefacción **FLNG1** y **FLNG2**).	14	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E05	Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO contenedor de propano (152-V-002-A capacidad 24.6 m3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por presión (PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	- Ingeniería	A
06	11.- Revisar que los isotanques de pentano que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos (Sistemas de licuefacción **FLNG1** y **FLNG2**).	15	Mejores prácticas y estándares.	E06	Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO contenedor de pentano (152-V-004-A capacidad 24.6 m3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por presión	- Ingeniería	A

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
					(PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.		
07	12.- Instalar un medidor de flujo en el suministro de nitrógeno. Evaluar y documentar la necesidad de una alarma de alto nivel de oxígeno en el generador de nitrógeno (145-AI-3001) (Sistemas de licuefacción **FLNG1** y **FLNG2**).	17	Mejores prácticas y estándares.	E07 E09	Pérdida de contención debido a la incapacidad de purgar los sellos de presión de la bomba de fondo de la columna de lavado (130-P-003 A), provocada por daños en el equipo e interrupción de la actividad por reparación. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión. Pérdida de contención, debido a falla en el sistema de nitrógeno (145-PK-001); provocando potencial formación de una atmósfera inflamable en el recipiente de succión del compresor de gas de evaporación (146-V-001). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Ingeniería; Instrumentación y Control	A
08	13.- Revisar el cálculo de la válvula de seguridad para el absorbedor de amina está en el tambor KO de gas del producto; para aliviar la presión del Absorbedor de Amina (Sistema de licuefacción **FLNG1**).	31	Mejores prácticas y estándares.	E08	Pérdida de contención debido al alto nivel de líquido en el Absorbedor de Amina (120-C-001) que lleva que el líquido pase a la alimentación de gas de la Unidad de	Instrumentación y Control	A

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
					Remoción de Mercurio; potencial flujo bifásico que lleve a la ruptura de la línea. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.		
09	14.- Evaluar y documentar la necesidad de una válvula de retención corriente arriba de la conexión de la línea de flujo de la Unidad 120 en el vaporizador de líquidos de entrada (2"-HL- 110-0045). La presión corriente arriba variará en función de la ubicación de las instalaciones; el equipo tendrá que analizar los sistemas adicionales de control de la presión corriente arriba cuando las instalaciones empiecen a operar (Sistema de licuefacción **FLNG1**).	1	Mejores prácticas y estándares.	E10	Ruptura de la línea de entrada de gas de alimentación a la entrada del tambor KO de gas de alimentación (110-V-001) que conduce a la pérdida de contención del gas natural y del arrastre de líquidos debido a la alta presión en la tubería por trastornos operacionales o a que el operador deprima la planta abriendo las válvulas HIPPS. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión	Ingeniería; Instrumentación y Control	B
10	15.- Evaluar y documentar la necesidad de una alarma de baja temperatura aguas abajo del calentador de alimentación (120-E-003) para evitar daños en el absorbente debido a que el gas de proceso a baja temperatura se envía al absorbedor de la URM (cuando puede producirse condensación) (Sistema de licuefacción **FLNG1**).	30	Mejores prácticas y estándares.	E11	Sobrepresión en el tambor de desgasificación (110-V-002) que provoca la pérdida de contención del gas de alimentación por mal funcionamiento de las válvulas (fallo de apertura). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Ingeniería; Instrumentación y Control	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
11	16.- Revisar que los isotanques de etano que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos (Sistemas de licuefacción **FLNG1** y **FLNG2**).	13	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E12	Sobrellenado del isotanque de etano (152-V-001) que provoca sobrepresión y pérdida de contención del sobrellenado del refrigerante criogénico etano. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Ingeniería	B
12	17.- Proporcionar la separación de las funciones de control para la parada de la instalación y la activación de la bomba del tambor KO del quemador húmedo como medio para evitar que el fallo de un único lazo de control (LZ-2002) conduzca a un posible escenario de arrastre de líquido desde el tambor KO del quemador húmedo, a la interrupción de combustión y al envío de líquidos fuera del quemador (Sistema de licuefacción **FLNG1**).	19	Control de Actividades y Procesos.	E14	Nivel alto continuo en el tambor de antorcha KO (154-H-002), lo que provoca el arrastre de líquido a la chimenea de la antorcha (quemador) y la posibilidad de que se produzcan llamas. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Ingeniería	B
13	18.- Revisar la instalación de un presostato/transmisor aguas abajo de las botellas de gas L.P. y aguas arriba del PCV- 3003/3010 para indicar la baja presión en las botellas del sistema de GLP como medio para indicar la pérdida del sistema de reserva de GLP o el bajo inventario de botellas de GLP (Sistemas de licuefacción **FLNG1** y **FLNG2**).	62	Control de Actividades y Procesos	E15	Potencial de apagado de llamas y pérdida de contención del sistema de antorcha seca (154-PK-001); formación de una nube de vapor inflamable. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	Ingeniería; Instrumentación y Control	B
14	19.- Realizar pruebas periódicas de hermeticidad de las mangueras (SAF, Sistema de licuefacción **FLNG1**)	2	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	E16	Pérdida de integridad en la manguera por enfriamiento rápido debido a una velocidad	Ingeniería; Operación, e Instrumentación y Control.	A

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	20.- Elaborar procedimiento de manejo y pruebas de las mangueras. 21.- Elaborar procedimientos de operación en la plataforma para abordar las acciones de respuesta apropiadas. Incluir en la filosofía de la tubería criogénica flexible Brugg que la protección del alivio térmico sea proporcionada por una válvula de alivio que no es operada por un sistema de purga. Si hay más requisitos para abordar la protección de la integridad de la tubería criogénica flexible, proyecte considerar medios adicionales de protección contra la sobrepresión. 22.- Revisar que el Procedimientos de operaciones para incorpore que la plataforma cuando inicie el paro de emergencia, el operador de la Unidad de Almacenamiento Flotante deberá detener el compresor para evitar el sobrecalentamiento. 23.- Revisar que el Procedimientos de operaciones que la plataforma de licuefacción pueda enfriar los tanques del Sistema de Almacenamiento Flotante, para lo cual tendría que proporcionar una presión efectiva (cualquier cosa por encima de 4 barg) para hacer funcionar las boquillas de pulverización del tanque del Sistema de Almacenamiento Flotante. 24.- Elaborar Proyecto para verificar que la Matriz de Causas y Efectos ha abordado la lógica alarmas y paro de emergencias de manera que permita las operaciones				elevada de transferencia de la carga o por golpe externo en la unidad de almacenamiento.		

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	simultaneas. La operación de carga de producto puede tener lugar sin ser afectada. 25.- Revisar que el Procedimientos de operación para abordar la posible estrangulación de las válvulas con el fin de distribuir el flujo a los otros tanques, el Proyecto debe garantizar que todas las válvulas puedan permitir estrangulamiento. 26.- El Sistema de Almacenamiento Flotante debe establecer un plan de gestión de la estiba de la carga y del lastre. El plan debe incluir un procedimiento de salida de la emergencia. 27.- El análisis del gas de ebullición (BOG) debe ser revisado por la aprobación del plan de clase. 28.- La línea de retorno de vapor desde el compresor de gas del Sistema de Almacenamiento Flotante a la plataforma de licuefacción, el diseño debe incluir una válvula de aislamiento y una etiqueta que esté normalmente cerrada para detener la recirculación de vapor desde la línea del colector de retorno de vapor de vuelta a los tanques de carga.						
15	29.- Evaluar y documentar la necesidad de añadir disparo por bajo flujo en (130-FIT-1004) para iniciar la espera del sistema de licuefacción por pérdida de flujo (Sistema de licuefacción **FLNG2**).	3	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B
16	30.- Evaluar y documentar la necesidad de cerrar con sello las válvulas manuales (140-MV-	5	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	386/387) para evitar que los operadores dejen las dos válvulas manuales abiertas después de un enfriamiento **(**Sistema de licuefacción **FLNG2**).		y Procesos				
17	31.- Evaluar y documentar la necesidad de una alarma de alta temperatura en el (143-TIC-1301) (aguas abajo del tambor de mezcla de gas combustible, 143-V-001) para evitar que la alta temperatura del gas combustible supere la temperatura de diseño aguas abajo (Sistema de licuefacción **FLNG2**). 32.- Evaluar y documentar la necesidad de un enclavamiento/alarma de presión en la descarga del Compresor BOG de 1ª etapa (Sistema de licuefacción **FLNG2**). 33.- Cambiar la configuración para asegurar que la fuente de gas combustible de reposición (a través de la (143-SDV-2008) no se dispare por alta temperatura del 143- TAHH-2022A/B/C para asegurar que no se corte por completo el gas combustible (Sistema de licuefacción **FLNG2**).	10	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B
18	34.- Evaluar y documentar la necesidad de un doble bloqueo y purga aguas arriba y abajo del calentador de arranque de gas combustible (143-H-001) para evitar el retraso en la parada para cuestiones de mantenimiento (Sistema de licuefacción **FLNG2**).	11	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B
19	35.- Evaluar y documentar los requisitos de las SDV a ambos lados de los puentes en comparación con otros medios de	12	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	aislamiento entre plataformas. Tenga en cuenta que esta recomendación se aplica a todas las conexiones entre plataformas (Sistema de licuefacción **FLNG2**). 36.- Evaluar y documentar la necesidad de un disparo por muy alta presión en el 130-PZIT-2750 para cerrar la 130-SDV-2021 y la 130-SDV-2023 para evitar la sobrepresión del tambor de evaporación rápida en flujo continuo del gas de descongelación (Sistema de licuefacción **FLNG2**). 37.- Evaluar y documentar la necesidad de un disparo por muy alta presión en 130-PZIT-2773/76/78 para cerrar la 130-SDV-2021 y la 130-SDV-2023 para evitar la sobrepresión de las bombas de evaporación rápida en flujo continuo del gas de descongelación (Sistema de licuefacción **FLNG2**).						
20	38.- Evaluar y documentar la necesidad de una desconexión por bajo caudal (con posible retraso) de las turbinas de gas en caso de pérdida de aceite caliente en la unidad de recuperación de calor residual (Sistema de licuefacción **FLNG2**).	18	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B
21	39.- Desarrollar procedimientos para el drenaje/purga posterior a la antorcha húmeda de las tuberías de la bomba KO para evitar la acumulación de contaminantes y evitar la corrosión de las tuberías (Sistema de licuefacción **FLNG2**).	19	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control, Operación	B
22	40.- Considerar los medios de respaldo de autoarranque de la bomba de agua no tratada para	28	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	evitar la pérdida de flujo hacia el patín de desalinización y la posibilidad de retrasos en el arranque tras la pérdida de flujo hacia el patín de desalinización (Sistema de licuefacción **FLNG2**). 41.- Evaluar y documentar la necesidad de alarmas de flujo o presión corriente abajo de las bombas de agua no tratada para detectar una condición de no flujo (Sistema de licuefacción **FLNG2**). 42.- Evaluar y documentar la necesidad de separar los productos químicos incompatibles dentro de una misma área cerrada (Sistema de licuefacción **FLNG2**).		y Procesos				
B23	43.- Evaluar la necesidad de añadir un medio para detectar el inventario del sistema en los cilindros de CO_2 y, si es necesario, incluir un enclavamiento a los medios de detección de manera que el paquete de la turbina no pueda funcionar sin un inventario suficiente del sistema (Sistema de licuefacción **FLNG2**).	44	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Instrumentación y Control	B
24	44.- Incluir en el procedimiento de arranque autónomo disposiciones para la circulación de aceite caliente antes de arrancar el generador principal (Sistema de licuefacción **FLNG2**). 45.- Incluir en el Procedimiento de Paro que el aceite caliente debe seguir circulando por el Sistema de Recuperación de Calor Residual como medio de prevenir tanto la degradación térmica del aceite caliente como la posibilidad de sobrepresión de las tuberías de aceite caliente que provoque una	48	Mejores prácticas y estándares. Control de Actividades y Procesos	NO APLICA	NO APLICA	Ingeniería; Operación	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	pérdida de contención (Sistema de licuefacción **FLNG2**).						

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.90 Programa para la implementación de las recomendaciones.

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
Sobrellenado del tambor KO de gas de alimentación (110-V-001) que provoca una sobrepresión, apertura de la válvula de seguridad y venteo del gas natural y de los líquidos de arrastre recibidos en la plataforma.). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E01	A	1.- Evaluar y documentar la necesidad de que las válvulas XV-1701A, XV-1703 y XV-1702B fallen en posición cerrada para evitar la incapacidad de purgar el inventario a través de 110-BDV-2003. 2.- Evaluar la necesidad de un tanque de fluidos peligrosos o de un sistema de drenaje peligroso que esté diseñado para manejar el gas arrastrado en los fluidos drenados para prevenir la potencial formación de una atmósfera inflamable cuando los gases son arrastrados en los fluidos drenados. 3.- Asegurar de que el 110-PSV- 7007 está dimensionado para el escape de gas del tambor KO de gas de alimentación (110-LV-1101) que falla en posición abierta).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
Pérdida de contención debido al potencial flujo inverso de gas húmedo caliente desde del vaporizador de líquidos de entrada (130-V-1) hacia la línea de flujo mínimo de la bomba de fondo de la columna de lavado de eliminación de materiales pesados (130-C-001); o por provocar una alta temperatura en el intercambiador de calor (130-E-1). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E02	A	3.- Evaluar las salvaguardias apropiadas para proteger contra el potencial de flujo inverso desde el vaporizador de líquidos de entrada que hace que el gas húmedo caliente se envíe a la columna de lavado de eliminación de pesados y el potencial de una alta temperatura dentro del intercambiador de calor de aluminio soldado (150 °F) y posibles fallas mecánicas. Cerrado a través de HSE-193; se han proporcionado válvulas de retención dobles en la línea 3"-NG-130- 0119 en N1FE-FLR-140-225-PID-0001. 4.- Evaluar la necesidad de un disparo por alta temperatura en la línea de templado de salida de gas natural A1-hacia afuera después de la mezcla con los fondos de la columna de lavado vaporizados para evitar que se exceda la temperatura de diseño del intercambiador de calor de aluminio soldado. El gráfico evaluará la temperatura de diseño de las tuberías del proceso que desembocan en la columna y proporcionará las configuraciones del punto de disparo a Fluor.	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
Sobrepresión en el tambor de destello final (130-V-009) por mal funcionamiento de las	E03	A	5.- Evaluar las consecuencias de la baja presión/alta velocidad en la manguera y determinar si se justifica una alarma de baja	Instrumentación y Control.	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
válvulas (no abre) o vibración inducida. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.			presión independiente de la 140- PV-1206.		
Pérdida de contención debido a fuga de gas combustible en el piloto del sistema de encendido del quemador (154-PK-001) o en la purga provocada por la mala funcionalidad e incapacidad para aliviar el exceso de presión (143-PV-1202). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E04	A	6.- Proporcionar un disparo de muy alta presión (en el PIT- 1222) de la SDV-2723 como medio para proteger el recipiente de evaporación flash de la sobrepresión debida a una salida de vapor bloqueada. Las líneas de las PSV todavía se están dimensionando, pero la intención es que las PSV estén adecuadamente diseñadas para el flujo bloqueado y el fuego externo. 7.- Evaluar la necesidad de dos válvulas de retención disímiles en la descarga de la bomba de succión de gases de ebullición en el empalme con el flujo mínimo de la bomba de evaporación flash. 8.- Evaluar y documentar la necesidad de disponer de un inventario de gas natural licuado durante la puesta en marcha para protegerse de daños en los equipos. 9. Evaluar y documentar la necesidad de disposiciones en el diseño de las tuberías para el enfriamiento, similares a las de las bombas de evaporación rápida para las Bombas de Tambor de Succión de BOG (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO contenedor de propano (152-V-002-A capacidad 24.6 m3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por presión (PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E05	A	10.- Revisar que los isotanques de propano que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos.	Ingeniería	Segundo Semestre 2023
Pérdida de contención debido a sobrepresión del ISO	E06	A	11.- Revisar que los isotanques de pentano que se utilizarán a la instalación no sean de un	Ingeniería	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
contenedor de pentano (152-V-004-A capacidad 24.6 m3), porque el diseño es inferior al punto de ajuste de la válvula de seguridad por presión (PSV). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.			diseño inferior a los requeridos.		
Pérdida de contención debido a la incapacidad de purgar los sellos de presión de la bomba de fondo de la columna de lavado (130-P-003 A), provocada por daños en el equipo e interrupción de la actividad por reparación. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión. Pérdida de contención, debido a falla en el sistema de nitrógeno (145-PK-001); provocando potencial formación de una atmósfera inflamable en el recipiente de succión del compresor de gas de evaporación (146-V-001). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E07 E09	A	12.- Instalar un medidor de flujo en el suministro de nitrógeno. Evaluar y documentar la necesidad de una alarma de alto nivel de oxígeno en el generador de nitrógeno (145-AI-3001).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
Pérdida de contención debido al alto nivel de líquido en el Absorbedor de Amina (120-C-001) que lleva que el líquido pase a la alimentación de gas de la Unidad de Remoción de Mercurio; potencial flujo bifásico que lleve a la ruptura	E08	A	13.- Revisar el cálculo de la válvula de seguridad para el absorbedor de amina está en el tambor KO de gas del producto; para aliviar la presión del Absorbedor de Amina.	Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
de la línea. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.					
Ruptura de la línea de entrada de gas de alimentación a la entrada del tambor KO de gas de alimentación (110-V-001) que conduce a la pérdida de contención del gas natural y del arrastre de líquidos debido a la alta presión en la tubería por trastornos operacionales o a que el operador deprima la planta abriendo las válvulas HIPPS. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión	E09	A	14.- Evaluar y documentar la necesidad de una válvula de retención corriente arriba de la conexión de la línea de flujo de la Unidad 120 en el vaporizador de líquidos de entrada (2"-HL-110-0045). La presión corriente arriba variará en función de la ubicación de las instalaciones; el equipo tendrá que analizar los sistemas adicionales de control de la presión corriente arriba cuando las instalaciones empiecen a operar.	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
Sobrepresión en el tambor de desgasificación (110-V-002) que provoca la pérdida de contención del gas de alimentación por mal funcionamiento de las válvulas (fallo de apertura). En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E10	B	15.- Evaluar y documentar la necesidad de una alarma de baja temperatura aguas abajo del calentador de alimentación (120-E- 003) para evitar daños en el absorbente debido a que el gas de proceso a baja temperatura se envía al absorbedor de la URM (cuando puede producirse condensación).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
Sobrellenado del isotanque de etano (152-V-001) que provoca sobrepresión y pérdida de contención del sobrellenado del refrigerante criogénico etano. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E11	B	16.- Revisar que los isotanques de etano que se utilizarán a la instalación no sean de un diseño inferior a los requeridos.	Ingeniería	Segundo Semestre 2023
Nivel alto continuo en el tambor de antorcha KO (154-H-002), lo que provoca el	E12	B	17.- Proporcionar la separación de las funciones de control para la parada de la instalación y la activación de la bomba del tambor KO del	Ingeniería	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
arrastre de líquido a la chimenea de la antorcha (quemador) y la posibilidad de que se produzcan llamas. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.			quemador húmedo como medio para evitar que el fallo de un único lazo de control (LZ-2002) conduzca a un posible escenario de arrastre de líquido desde el tambor KO del quemador húmedo, a la interrupción de combustión y al envío de líquidos fuera del quemador.		
Potencial de apagado de llamas y pérdida de contención del sistema de antorcha seca (154-PK-001); formación de una nube de vapor inflamable. En caso de presentarse una fuente de ignición se puede producir un incendio y/o explosión.	E13	B	18.- Revisar la instalación de un presostato/transmisor aguas abajo de las botellas de gas L.P. y aguas arriba del PCV-3003/3010 para indicar la baja presión en las botellas del sistema de GLP como medio para indicar la pérdida del sistema de reserva de GLP o el bajo inventario de botellas de GLP.	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
Pérdida de integridad en la manguera por enfriamiento rápido debido a una velocidad elevada de transferencia de la carga o por golpe externo. Ruptura total.	E14	A	19.- Realizar pruebas periódicas de hermeticidad de las mangueras, 20.- Elaborar procedimiento de manejo y pruebas de las mangueras. 21.- Elaborar procedimientos de operación en la plataforma para abordar las acciones de respuesta apropiadas. Incluir en la filosofía de la tubería criogénica flexible Brugg que la protección del alivio térmico sea proporcionada por una válvula de alivio que no es operada por un sistema de purga. Si hay más requisitos para abordar la protección de la integridad de la tubería criogénica flexible, proyecte considerar medios adicionales de protección contra la sobrepresión. 22.- Revisar que el Procedimientos de operaciones para incorpore que la plataforma cuando inicie el paro de emergencia, el operador de la Unidad de Almacenamiento Flotante deberá detener el compresor para evitar el sobrecalentamiento. 23.- Revisar que el Procedimientos de operaciones que la plataforma de licuefacción pueda enfriar los tanques del Sistema de	Ingeniería; Operación e Instrumentación y Control.	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
			Almacenamiento Flotante, para lo cual tendría que proporcionar una presión efectiva (cualquier cosa por encima de 4 barg) para hacer funcionar las boquillas de pulverización del tanque del Sistema de Almacenamiento Flotante. 24.- Elaborar Proyecto para verificar que la Matriz de Causas y Efectos ha abordado la lógica alarmas y paro de emergencias de manera que permita las operaciones simultaneas. La operación de carga de producto puede tener lugar sin ser afectada. 25.- Revisar que el Procedimientos de operación para abordar la posible estrangulación de las válvulas con el fin de distribuir el flujo a los otros tanques, el Proyecto debe garantizar que todas las válvulas puedan permitir estrangulamiento. 26.- El Sistema de Almacenamiento Flotante debe establecer un plan de gestión de la estiba de la carga y del lastre. El plan debe incluir un procedimiento de salida de la emergencia. 27.- El análisis del gas de ebullición (BOG) debe ser revisado por la aprobación del plan de clase. 28.- La línea de retorno de vapor desde el compresor de gas del Sistema de Almacenamiento Flotante a la plataforma de licuefacción, el diseño debe incluir una válvula de aislamiento y una etiqueta que esté normalmente cerrada para detener la recirculación de vapor desde la línea del colector de retorno de vapor de vuelta a los tanques de carga.		
No aplica	No aplica	B	29.- Evaluar y documentar la necesidad de añadir disparo por bajo flujo en 130-FIT-1004 para iniciar la espera del sistema de licuefacción por pérdida de flujo (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
No aplica	No aplica	B	30.- Evaluar y documentar la necesidad de cerrar con sello las válvulas manuales (140-MV-386/387) para evitar que los operadores dejen las dos válvulas manuales abiertas después de un enfriamiento (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
No aplica	No aplica	B	31.- Evaluar y documentar la necesidad de una alarma de alta temperatura en el 143-TIC-1301 (aguas abajo del tambor de mezcla de gas combustible, 143-V-001) para evitar que la alta temperatura del gas combustible supere la temperatura de diseño aguas abajo (Sistema de licuefacción FLNG2). 32.- Evaluar y documentar la necesidad de un enclavamiento/alarma de presión en la descarga del Compresor BOG de 1ª etapa (Sistema de licuefacción FLNG2). 33.- Cambiar la configuración para asegurar que la fuente de gas combustible de reposición (a través de la 143-SDV-2008) no se dispare por alta temperatura del 143- TAHH-2022A/B/C para asegurar que no se corte por completo el gas combustible (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
No aplica	No aplica	B	34.- Evaluar y documentar la necesidad de un doble bloqueo y purga aguas arriba y abajo del calentador de arranque de gas combustible (143-H-001) para evitar el retraso en la parada para cuestiones de mantenimiento (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
No aplica	No aplica	B	35.- Evaluar y documentar los requisitos de las SDV a ambos lados de los puentes en comparación con otros medios de aislamiento entre plataformas. Tenga en cuenta que esta recomendación se aplica a todas las conexiones entre plataformas (Sistema de licuefacción FLNG2). 36.- Evaluar y documentar la necesidad de un disparo por muy alta presión en el 130-PZIT-2750 para cerrar la 130-SDV-2021 y la 130-SDV-2023 para evitar la sobrepresión del tambor de evaporación rápida en flujo continuo del gas de descongelación (Sistema de licuefacción FLNG2). 37.- Evaluar y documentar la necesidad de un disparo por muy alta presión en 130-PZIT-2773/76/78 para cerrar la 130-SDV-2021 y la 130-SDV-2023 para evitar la sobrepresión de las	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
			bombas de evaporación rápida en flujo continuo del gas de descongelación (Sistema de licuefacción FLNG2).		
No aplica	No aplica	B	38.- Evaluar y documentar la necesidad de una desconexión por bajo caudal (con posible retraso) de las turbinas de gas en caso de pérdida de aceite caliente en la unidad de recuperación de calor residual (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
No aplica	No aplica	B	39.- Desarrollar procedimientos para el drenaje/purga posterior a la antorcha húmeda de las tuberías de la bomba KO para evitar la acumulación de contaminantes y evitar la corrosión de las tuberías (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control, Operación	Segundo Semestre 2023
No aplica	No aplica	B	40.- Considerar los medios de respaldo de autoarranque de la bomba de agua no tratada para evitar la pérdida de flujo hacia el patín de desalinización y la posibilidad de retrasos en el arranque tras la pérdida de flujo hacia el patín de desalinización (Sistema de licuefacción FLNG2). 41.- Evaluar y documentar la necesidad de alarmas de flujo o presión corriente abajo de las bombas de agua no tratada para detectar una condición de no flujo (Sistema de licuefacción FLNG2). 42.- Evaluar y documentar la necesidad de separar los productos químicos incompatibles dentro de una misma área cerrada (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
No aplica	No aplica	B	43.- Evaluar la necesidad de añadir un medio para detectar el inventario del sistema en los cilindros de CO_2 y, si es necesario, incluir un enclavamiento a los medios de detección de manera que el paquete de la turbina no pueda funcionar sin un inventario suficiente del sistema (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Instrumentación y Control	Segundo Semestre 2023
No aplica	No aplica	B	44.- Incluir en el procedimiento de arranque autónomo disposiciones para la circulación de aceite caliente antes de arrancar el generador principal (Sistema de licuefacción FLNG2).	Ingeniería; Operación	Segundo Semestre 2023

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
			45.- Incluir en el Procedimiento de Paro que el aceite caliente debe seguir circulando por el Sistema de Recuperación de Calor Residual como medio de prevenir tanto la degradación térmica del aceite caliente como la posibilidad de sobrepresión de las tuberías de aceite caliente que provoque una pérdida de contención (Sistema de licuefacción FLNG2).		

Fuente: Elaboración propia.

V.9 Conclusiones

México FLNG, S. de R.L. de C.V. (México FLNG), está considerando crear acceso a una energía asequible, fiable y más limpia a los mercados de todo el mundo, por tal motivo, pretende diseñar, instalar, operar y mantener actividades reguladas de licuefacción de gas natural y almacenamiento de gas natural licuado (GNL) que proporcionen un medio seguro, confiable, eficiente y económico para el abastecimiento de gas natural licuado a todo el Golfo de México, Puerto Rico, Jamaica, Nicaragua y Brasil, en estricto apego a la legislación vigente. En este tenor se somete a evaluación en materia de impacto y riesgo ambiental el proyecto denominado "New Fortress Energy Altamira FLNG" (Proyecto).

El Proyecto pertenece al Sector Energía y se inserta en la Fracción III del Artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos: III. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Gas Natural.

Considerando lo anterior, el Proyecto requiere poner este Estudio a consideración de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), de acuerdo con el Artículo 7 de la Ley de la citada Agencia que estipula que los actos administrativos a los que se refiere la Fracción XVIII del Artículo 5, serán entre otros el indicado en la Fracción I. Autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental del Sector Hidrocarburos.

El Proyecto se ubica en Mar Territorial del Golfo de México aproximadamente a 15 km aguas adentro de la costa del municipio de Aldama y a 25 km del Puerto de Altamira localizado al sur del municipio de Altamira (de donde el Proyecto toma su nombre) en el estado de Tamaulipas.

El Proyecto consiste en la instalación de dos sistemas de licuefacción denominados: FLNG1 y FLNG2, con una capacidad operativa de 1.4 millones de toneladas métricas al año (MTPA) cada uno, para una capacidad nominal total de 2.8 MTPA. Se prevé que cada sistema de licuefacción consuma 71 billones de unidades térmicas británicas (Tbtu) de gas natural al año y produzca 63 Tbtu de GNL al año[10] La diferencia entre el consumo y la producción se debe principalmente al consumo de gas de alimentación de la generación de energía y la pérdida de gas de proceso durante el proceso de pretratamiento

La evaluación de las actividades consideradas como riesgosas se realizó con base en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), Capítulo V, del Título IV, Artículo 147; asimismo, se tomaron también como fundamento los listados 1 y 2 de la Secretaría de Gobernación, que determinan las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992, respectivamente.

El Proyecto está considerado como una instalación de alto riesgo debido a que se rebasará la cantidad de reporte de 500 kg, para: gas natural, etano, butano, propano y pentano (sustancias incluidas en el "Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, Artículo 4, Fracción I).

Para la identificación de riesgos, se empleó la técnica conocida como HazOp (Hazard and Operability Study) tanto para el sistema de licuefacción FLNG1 como para el sistema de licuefacción FLNG2. Esta es una metodología cualitativa para la identificación de riesgos concebida en la industria química y que ha sido utilizada, debido a la simplicidad, fácil aplicación y grandes aportaciones en los resultados.

Posteriormente se realizó la jerarquización de riesgos; donde en la categorización de las regiones de riesgos identificados se detectaron nueve escenarios en la Región de Riesgo "A".

Lo anterior, fue elaborado con el apoyo de la matriz de clasificación de riesgos, a través del cual se realizó el análisis de frecuencias y la jerarquización de riesgos; considerando el tipo de afectación en la

[10] Las cifras se calculan sobre la base de un valor calorífico superior y suponen un factor de capacidad del 95%.

que se vean involucrados; como son: los daños o afectaciones que puedan generar los riesgos identificados para el personal, los daños o afectaciones a la población (que en este caso no aplica), el impacto ambiental que provoquen los riesgos identificados y por último las afectaciones o daños a la instalación, producción, bienes de terceros/nacionales y medios.

Los criterios utilizados para definir las zonas de seguridad en la evaluación de consecuencias fue la especificada en la tabla siguiente:

Tabla V.91 Criterios para definición de zonas de seguridad.

	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
TOXICIDAD (Concentración)	IDLH (ppm)	TLV (8 HR, TWA o TLV (15 MIN, STEL) ppm
INFLAMABILIDAD (Radiación térmica)	5 KW/m^2	1.4 KW/m^2
EXPLOSIVIDAD (Sobrepresión)	1.0 lb/in^2 (psig) (0.070 kg/cm^2)	0.5 lb/in^2 (psig) (0.035 kg/cm^2)

El Estudio de Riesgo incluyó un análisis detallado de consecuencias de radiación y sobrepresión para los siguientes casos: "Peor Caso", "Caso Más Probable", "Caso Alterno" y "Caso de Efecto Dominó"; los cuales fueron clasificados de la siguiente forma:

- Peor Caso; que involucró al gas natural, propano y pentano; y considera a la mayor cantidad de sustancia en una tubería, es decir, la ruptura total de la tubería o del equipo;
- Caso Más Probable; considerados para el gas natural y mezcla de hidrocarburos, el cual considera una fuga del 20% del diámetro nominal equivalente de la tubería o de un equipo,
- Caso Alterno; involucra a escenarios donde se manejan sustancias como gas natural y etano; debido a que por las características del o los equipos de proceso, se consideran con un potencial grave de que sus daños o afectaciones salgan de los límites de batería de la plataforma o pueden originar un evento de pérdida de contención de derrame de gas natural licuado al mar o a la atmósfera.
- Caso de Efecto Dominó, considerado para el gas natural, y es el evento con los mayores radios de afectación (Evento 5).

El Estudio de Riesgo incluye 16 simulaciones, de las cuales 13 son para un orificio de fuga del 20% (7 casos probables y 6 alternos) y 3 del 100% del diámetro equivalente de la tubería (catastrófica).

Una vez determinados los "Riesgos Intolerables", que fueron definidos como hipótesis de accidentes más significativos en los que se consideraron eventos con repercusiones extremadamente dañinas para el personal, los equipos y el ambiente, se evaluó el alcance de las consecuencias derivadas de los "Riesgos No Tolerables". Debido a que los algorítmicos fisicoquímicos que simulan el comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias (radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica), las cuales son de gran complejidad, fue necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software PHAST.

El criterio usado para la selección de los escenarios para los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2, se basó en el siguiente sustento:

- Una vez determinado el análisis de peligros y escenarios de riesgos a través de la metodología HAZOP, se seleccionaron las desviaciones clasificadas como "Riesgos intolerables y/o inaceptables" después de la rejerarquización, considerando las medidas de mitigación. Que dentro de estos pueden ser los casos más probables y/o bien casos alternos, que son requeridos en el apartado 5.4.2.2. de la Guía-ARSH.
- Se agruparon las desviaciones por nodo que consideran la misma consecuencia.
- Además, se seleccionaron aquellos escenarios que, por las características del o los equipos de proceso, se consideran con un potencial grave de que sus daños o afectaciones salgan de los límites

de batería de la plataforma o pueden originar un evento de pérdida de contención de derrame de gas natural licuado al mar o a la atmósfera; los cuales fueron clasificados como casos alternos.

Los resultados obtenidos del análisis de consecuencias se resumen a continuación:

- De la identificación de riesgos y el análisis de consecuencia se generaron 16 escenarios, aplicables a los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2.
- Los escenarios 4 y 6 aplican solamente a la instalación del sistema de licuefacción FLNG1 y los escenarios 1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, y 16 aplican a las instalaciones de los dos sistemas de licuefacción (FLNG1 y FLNG2).
- De las interacciones de la zona de riesgo de los eventos simulados de FLNG1 y FLNG2 ninguna instalación se afectará (Caso 1 al 4 y 6 al 16); es importante resaltar que la zona de riesgo no rebasará los límites de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2.
- De los eventos simulados, solamente los resultados del Caso 5, arrojan que se rebasará los límites de las instalaciones de los sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2; de los cuáles se verán afectados equipos y personal que labora en estas instalaciones.
- La evaluación de consecuencias indica que el mayor evento de afectación (caso catastrófico) es el número 5 (Efecto Dominó), seguido de una fuga de gas natural con posibilidades de inflamación o explosión con radios de afectación en la zona de riesgo. La distancia aproximada de la plataforma de licuefacción FLNG1 y FLNG2 es de 88 metros. El radio de la zona de riesgo es de 137 metros por inflamabilidad, por lo que podría afectarse ambas instalaciones (ver Anexo Técnico ANX-TEC-08, Plano Caso 5).
- Como el Proyecto se desarrollará en el Mar Territorial del Golfo de México, a aproximadamente 15 km aguas adentro de la costa del municipio de Aldama y a 25 km del Puerto de Altamira localizado al sur del municipio de Altamira; no habrá interacción de las consecuencias en los radios de afectación con población, ni tampoco con instalaciones externas.

Es importante mencionar, que los eventos simulados dentro del Proyecto, con las medidas de seguridad que se implementarán, harán que los posibles eventos no deseados (casos probables y alternos) y el efecto dominó que se pudiese llegar a presentar, no sobrepasen los límites de la instalación; con lo cual, se evitará una afectación al ambiente, y al personal que laborará en el Proyecto.

Por otra parte, con base en información de la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Regional, el Proyecto no se desarrollará en áreas catalogadas como Áreas Naturales Protegidas.

México FLNG implementará en el Proyecto; sistemas, procesos, equipos, técnicas y procedimientos que se requieran con el fin de manejar su producto, con los más altos estándares; lo que implicará implementar rigurosas medidas de calidad, operación, mantenimiento, seguridad, control, atención de emergencias; además de: programas de mantenimiento, operación, inspección, simulacros y capacitación. Con todo lo anterior, se asegurará que las instalaciones operen eficientemente y se minimice el impacto al ambiente; de igual forma, se mantendrá el riesgo de afectaciones al ambiente en un estado controlado y se minimizarán los posibles efectos debido a eventos no deseados.

De igual forma, el Proyecto se ha diseñado bajo los más altos estándares nacionales e internacionales de seguridad, medio ambiente, confort y movilidad, para que garanticen al personal administrativo, operativo, contratistas y visitantes, la confianza de estar en una instalación segura y funcional; durante toda la vida útil del Proyecto. El desarrollo de la ingeniería básica, instalación y operación del Proyecto está sustentado en códigos y normas nacionales e internacionales. El diseño empleado minimizará el riesgo y se cumplirá con los programas de mantenimiento correctivo, preventivo; así como la realización de pruebas de integridad mecánica en los equipos y tuberías de proceso.

Por lo anterior, se concluye que el Proyecto será una instalación con un riesgo ambiental aceptable, para realizar sus actividades satisfactoriamente.

V.10 Resumen ejecutivo

En el Anexo Técnico ANX-TEC-10, se presenta el Resumen Ejecutivo del Estudio de Riesgo.

ANEXO TÉCNICO DEL ESTUDIO DE RIESGO

Nº Anexo Técnico	Clave Anexo Técnico	Contenido
1	ANX-TEC-01	Planos de arreglo general del Proyecto: ⌖ Sistema de Licuefacción FLNG1. ⌖ Sistema de Licuefacción FLNG2. ⌖ FSU.
2	ANX-TEC-02	Fundamentos del diseño del sistema de contraincendio y gas. Documento N2FE-FLR-100-270-DBD-0002, Rev. 0, de fecha 10 de mayo de 2022. Planos del sistema contra incendios del Sistema de Licuefacción FLNG1. Planos del sistema contra incendios del Sistema de Licuefacción FLNG2.
3	ANX-TEC-03	Hojas de datos de seguridad (HDDS): ⌖ HDDS de diésel. ⌖ HDDS de etano. ⌖ HDDS de gas natural. ⌖ HDDS de pentano. ⌖ HDDS de propano.
4	ANX-TEC-04	Balance de calor y de materiales. ⌖ Documento No. N2FE-FLR-100-225-HMB-2002, Rev. 1, de fecha 8 de agosto de 2022 (Sistemas de licuefacción FLNG1 y FLNG2). Diagramas de bloques de proceso: ⌖ Diagrama de bloques N1FE-FLR-100-225-DIA-0002. (Corriente de gas alternativo). ⌖ Diagrama de bloques N2FE-FLR-100-225-DIA-0001. (Corriente de gas USGC). Diagramas de flujo de proceso (DFP´s): ⌖ Diagramas de flujo de proceso para el Sistema de licuefacción FLNG1. Diagramas de flujo de proceso para el Sistema de licuefacción FLNG2.Diagramas de flujo de servicios: ⌖ Diagramas de flujo de proceso de servicios del Sistema de licuefacción FLNG1. Diagramas de flujo de proceso de servicios del Sistema de licuefacción FLNG2.
5	ANX-TEC-05	Mapas: ⌖ Clima MIA-R. ⌖ Áreas de Interés Ambiental MIA-R
6	ANX-TEC-06	Diagramas de tubería e instrumentación (DTI´s): ⌖ Sistema de licuefacción FLNG1. ⌖ Sistema de licuefacción FLNG2. ⌖ Unidad de Almacenamiento Flotante. Análisis de riesgos de proceso (ARP, por metodología HAZOP). ⌖ HAZOP (Sistema de licuefacción FLNG1). ⌖ HAZOP (Sistema de licuefacción FLNG2). ⌖ HAZOP (Unidad de Almacenamiento Flotante).
7	ANX-TEC-07	Hoja de datos para modelación PHAST. Memoria de cálculo y resultados de simulaciones con PHAST.

Nº Anexo Técnico	Clave Anexo Técnico	Contenido
8	ANX-TEC-08	Planos de radios de afectación: ⌖ Plano de radios de afectación E01. ⌖ Plano de radios de afectación E02. ⌖ Plano de radios de afectación E03. ⌖ Plano de radios de afectación E04. ⌖ Plano de radios de afectación E05. ⌖ Plano de radios de afectación E06. ⌖ Plano de radios de afectación E07. ⌖ Plano de radios de afectación E08. ⌖ Plano de radios de afectación E09. ⌖ Plano de radios de afectación E10. ⌖ Plano de radios de afectación E11. ⌖ Plano de radios de afectación E12. ⌖ Plano de radios de afectación E13. ⌖ Plano de radios de afectación E14. ⌖ Plano de radios de afectación E15. ⌖ Plano de radios de afectación E16.
9	ANX-TEC-09	Informe Técnico del Estudio de Riesgo.
10	ANX-TEC-10	Resumen Ejecutivo.