

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Química y Textil



TESIS

**FORMULACIÓN Y DESARROLLO DE SISTEMAS DE
SUPERVISIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL
APLICANDO LA GESTIÓN DE RIESGOS**

Para optar el Título Profesional de INGENIERO QUÍMICO.

Elaborado por

NOELIA LIZZETT JORGE ALVARADO

 [0000-0001-8672-1234](https://orcid.org/0000-0001-8672-1234)

Asesor

Mag. Aldo Max Delgado Acevedo

 [0000-002-6643-5846](https://orcid.org/0000-002-6643-5846)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	Jorge Alvarado [1]
Referencia/Reference Estilo/Style: IEEE	[1] N. Jorge Alvarado "Formulación y desarrollo de sistemas de supervisión de procesamiento de gas natural aplicando la gestión de riesgos" [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.

Citar/How to cite	(Jorge, 2024)
Referencia/Reference Estilo/Style: APA (7ma ed.)	Jorge, N. (2024). Formulación y desarrollo de sistemas de supervisión de procesamiento de gas natural aplicando la gestión de riesgos. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.

Dedicatoria

A Dios, por sus bendiciones e infinito amor.

*A mis padres y hermanos con mucho cariño, de cada uno de ustedes aprendo día
a día.*

Agradecimientos

Primero, quiero agradecer a Dios por sus bendiciones hacia mí y mi familia, y por permitirme alcanzar cada uno de mis objetivos. Agradezco profundamente a mis padres Maribel y Hugo, por su amor, apoyo incondicional y sabios consejos en cada etapa de mi vida. A mis hermanos, les doy las gracias por ser mi inspiración en el ámbito académico. También extendo mi gratitud a toda mi familia y amigos por acompañarme y ofrecerme su apoyo incondicional.

Agradezco a mi alma mater, la Universidad Nacional de Ingeniería, por proporcionarme la formación y las bases académicas fundamentales. Agradezco a mis profesores catedráticos, a mi asesor y a compañeros por las valiosas enseñanzas y las experiencias compartidas. Asimismo, quiero agradecer a mi colegio Carl Friedrich Gauss, donde nació mi pasión y deseo de convertirme en ingeniera de la UNI. Y finalmente, a mis gatos Presidente y Ministra Míau, por ser mis compañeritos y parte de mi vida.

Resumen

Este estudio aborda el diseño y desarrollo de sistemas de supervisión para plantas de procesamiento de gas natural, utilizando un enfoque completo de gestión y evaluación de riesgos. En una situación donde las operaciones en estas instalaciones enfrentan desafíos críticos relacionados con la seguridad, la eficiencia y el impacto ambiental, esta investigación sugiere una estrategia en línea con los estándares internacionales como OSHA 29 CFR 1910.119 y el modelo RBPS del CCPS. La metodología utilizada incluye el análisis de riesgos a través de instrumentos como HAZOP (Hazard and Operability Study), formulando simulaciones técnicas y creando tablas comparativas para evaluar impactos operativos y económicos.

El estudio plantea como hipótesis que la implementación de sistemas de supervisión basados en la gestión de riesgos mejora significativamente la seguridad operativa y optimiza los procesos, reduciendo costos asociados a fallas e incidentes. Los resultados evidencian que un modelo integral no solo minimiza los riesgos técnicos y operativos, sino que también fomenta la sostenibilidad de las plantas mediante la incorporación de tecnologías avanzadas y la capacitación del personal en prácticas seguras.

Se concluye que la implementación de estos sistemas, adaptados a las condiciones específicas de las plantas, promueve la seguridad, la eficiencia y la sostenibilidad, siendo una estrategia clave para el desarrollo y operación de la industria del gas natural en contextos locales e internacionales.

Palabras clave: gas natural, gestión de riesgos, supervisión, seguridad de procesos.

Abstract

This research addresses the design and development of supervision systems for natural gas processing plants, applying a comprehensive risk management model. In a context where operations in these facilities face critical challenges related to safety, efficiency, and environmental impact, this study proposes an approach based on international standards such as OSHA 29 CFR 1910.119 and the RBPS model by CCPS. The methodology includes risk analysis using tools like HAZOP (Hazard and Operability Study), the development of technical simulations, and the creation of comparative matrices to evaluate operational and economic impacts.

The hypothesis posits that implementing supervision systems based on risk management significantly improves operational safety and optimizes processes, reducing costs associated with failures and incidents. The findings show that an integrated model not only minimizes technical and operational risks but also fosters plant sustainability through the incorporation of advanced technologies and staff training in safe practices.

It is concluded that implementing these systems, tailored to the specific conditions of the plants, promotes safety, efficiency, and sustainability, making it a key strategy for the development and operation of the natural gas industry in both local and international contexts.

Keywords: natural gas, risk management, supervision, process safety.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción	xv
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	1
1.3 Formulación del Problema	2
1.3.1 Problemas específicos.....	2
1.4 Objetivos del estudio	3
1.4.1 Objetivo general.....	3
1.4.2 Objetivos específicos	3
1.5 Hipótesis	3
1.5.1 Hipótesis general	3
1.5.2 Hipótesis específica	4
1.6 Antecedentes investigativos	4
1.6.1 Explosión de Oppau el 21 de setiembre de 1921 en Alemania	7
1.6.2 Desastre de Seveso el 10 de julio de 1976 en Italia:.....	7
1.6.3 Desastre de Bhopal el 03 de diciembre de 1984 en India:	7
1.6.4 Desastre de Chernóbil el 25 y 26 de abril de 1986 en Ucrania:	8
1.6.5 Desastre de Toulouse el 21 de setiembre de 2001 en Francia:	8

1.6.6	Explosión de Jilin el 13 de noviembre de 2005 en China:	9
1.6.7	Accidente Nuclear de Fukushima el 11 de marzo de 2011 en Japón:..	9
Capítulo II. Marcos teórico y conceptual.....		13
2.1	Marco teórico	13
2.1.1	Generalidades del Gas Natural	13
2.1.2	Gas Natural Licuefactado	14
2.1.3	Generalidades del Tratamiento del Gas Natural.....	15
2.2	Marco conceptual	17
2.2.1	Seguridad de Procesos	17
2.2.2	Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos.....	18
2.2.3	Estándar 29 CFR 1910.119 OSHA:.....	19
2.2.4	Elemento ISO 45001 Estándar 29 CFR 1910.119 OSHA:	20
2.2.5	Estándar CCPS: Gestión de Seguridad de Procesos.....	27
2.2.6	Elementos del Estándar RBPS (CCPS)	28
2.3	Marco Normativo Peruano relacionado a Hidrocarburos, Seguridad de Procesos, Estudios de Riesgos de Seguridad y Planes de Respuesta a Emergencias. 38	
2.4	Cuadro comparativo para la implementación de la Seguridad de Procesos, Estudios de Riesgos de Seguridad y Planes de Respuesta a Emergencias en el Perú. 44	
capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación		46

3.1	Descripción de la Distribución.....	46
3.1.1	Módulo de recepción	46
3.1.2	Módulo de Pre-tratamiento	47
3.1.3	Módulo de licuefacción	47
3.1.4	Módulo del compresor de nitrógeno	48
3.1.5	Módulo de nitrógeno compresor - expansor	48
3.1.6	Módulo de energía	49
3.1.7	Módulo de enfriamiento	49
3.1.8	Compresores de aire para control de válvulas de instrumentación	49
3.1.9	Sistema de Almacenamiento de GNL.....	49
3.1.10	Sistema de control de carga de GNL.....	50
3.1.11	Patio de maniobras de carga de GNL	50
3.1.12	Sistema de válvulas y tuberías	50
3.1.13	Sistema de instrumentación	51
3.1.14	Sistema de seguridad	51
3.1.15	Sistema de protección con la instalación de pozos a tierra para la puesta a tierra de todos los equipos de la estación y de pararrayos	52
3.3	Parámetros Técnicos:.....	54
3.4	Parámetros de Madurez:	54
3.5	Rango de Interés del Proyecto:	54

3.6	Simulación básica de los riesgos de los procesos:.....	55
3.7	Evaluación Económica:	57
3.8	Matriz Comparativa:.....	59
3.9	Área de Influencia de la Planta de Licuefacción de Gas Natural:.....	60
3.9.1	Área de Influencia Directa (AID)	60
3.9.2	Área de Influencia Indirecta (AI)	60
3.10	Metodología de Evaluación de Riesgos en una Planta de Licuefacción de Gas Natural: 61	
3.10.1	HAZOP (Hazard and Operability Study):.....	61
3.10.2	LOPA (Layer of Protection Analysis):	61
3.10.3	Método "What if?":	61
3.11	Criterios de Aceptabilidad del Riesgo:.....	62
3.12	Actividades e Instalaciones de Hidrocarburos:	64
3.13	Bases de diseño y normas utilizadas:.....	66
3.14	Descripción detallada de los procesos, operaciones e instalaciones involucradas:	69
3.15	Hojas de Datos de Seguridad de los materiales:.....	71
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados		73
4.1	Análisis y Evaluación de Riesgos	73
4.1.1	Peligros Generales del Gas Licuefactado:.....	73
4.2	Identificación de Riesgos, resultados de Análisis What If?.....	85
4.3	Desarrollo de los Métodos de Simulación:.....	87
4.4	Análisis de los parámetros seleccionados:	87

4.4.1	Parámetros técnicos:	88
4.4.2	Parámetros económicos:	89
4.5	Unidad de Análisis:	90
4.5.1	Fuente de Información:	91
4.5.2	Tipo y Nivel de Investigación:	91
4.5.3	Método de diseño de la Investigación:	92
4.5.4	Población y Muestra:	92
4.5.5	Técnicas e Instrumentos de Recolección de datos:	93
4.5.6	Análisis y Procesamiento de datos:	93
	Conclusiones	94
	Recomendaciones	95
	Referencias bibliográficas	96
	Anexos	100

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Ejemplos de principales accidentes catastróficos de origen industrial a nivel mundial.....	10
Tabla 2: Comparación de Modelos de Gestión de Seguridad de Procesos.....	45
Tabla 3: Variación de la muestra por localidad.....	47
Tabla 4: Cálculo de la justificación de extintores.....	53
Tabla 5: Capacidad de Almacenamiento de GNL (en metros cúbicos).....	54
Tabla 6: Riesgo en la Isla de carga de GNL.....	54
Tabla 7: Tipo de Servicios adicionales y requisitos	54
Tabla 8: Composición del gas natural a evaluar.....	58
Tabla 9: Inversión asociada a las opciones 1 y 2, para una planta de 6MMTMA de GNL	59
Tabla 10: Costos de Operación y Mantenimiento de una Planta de Licuefacción de GNL..	60
Tabla 11: Resumen de las Hojas de Seguridad.....	73
Tabla 12: Resultados de las simulaciones de las opciones.....	89
Tabla 13 : Comparación entre las turbinas a gas natural.....	90
Tabla 14: Comparativa de los Parámetros de Madurez.....	91
Tabla 15: Resultados de la Matriz de Selección.....	92
Tabla 16: Descripción de las etapas de Investigación.....	93
Tabla 17: Listado de escenarios peligrosos identificados.....	105
Tabla 18: Cuadro de análisis What If? Incluyendo valoración y salvaguarda según lo indicado en el Apéndice B de la RD 129-2021 MINEM/DGH	107

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Número de Incidentes de Seguridad de Procesos de los años 2013 al 2022...	12
Figura 2: Número de Resumen de Emergencias de Seguridad en Unidades mayores de Gas Natural de los años 2015 al 2023.....	12
Figura 3: Composición porcentual de Gas Natural transportado por TGP de los años 2019 al 2023.....	13
Figura 4: Mapa de América Latina de GNL.....	16
Figura 5: Pilares de la Gestión de Seguridad de Procesos CCPS.....	28
Figura 6: Línea de Tiempo de la normativa en Seguridad, Estudio de Riesgos de Seguridad y Gestión de Seguridad de Procesos en el sector hidrocarburos.....	44
Figura 7: Criterios de frecuencia y aceptabilidad del Riesgo Individual o Fatalidad.....	64
Figura 8: Criterios de frecuencia y aceptabilidad del Riesgo Individual o daño irreversible.....	64
Figura 9: Zonas De Aceptabilidad, No Aceptabilidad y ALARP vs Número de fatalidades Logo Universidad Nacional de Ingeniería.....	65
Figura 10: Zonas De Aceptabilidad, No Aceptabilidad y ALARP vs Daños irreversibles..	65
Figura 11: Secuencia de Operaciones para el procesamiento de GNL.....	67
Figura 12: Diagrama de Flujo de Operaciones para el procesamiento de GNL.....	67
Figura 13: Normas aplicables a un recipiente a presión según ASME.....	68
Figura 14: Estación de carga de GNL con cisternas.....	72
Figura 15: Zonas de Explosividad de la mezcla de Aire-Metano.....	77
Figura 16: Red de Suministro de Gas Natural con polietileno de alta densidad.....	77
Figura 17: Croquis de la ubicación de la Planta de Licuefacción.....	101
Figura 18: Patio de Distribución de sistemas de la Planta de Licuefacción.....	101
Figura 19: Torre de Licuefacción de gas natural.....	102

Figura 20: Vista de las bombas de carga de GNL.....	102
Figura 21: Fuga de GNL sin ignición	103
Figura 22: Zonas de seguridad establecidas alrededor de las áreas de almacenamiento y manejo de GNL.....	103
Figura 23: Incendios de Chorro (Jet Fire).....	104

Introducción

En el contexto de la gestión de riesgos y la seguridad de procesos en el sector de gas natural licuefactado (GNL) en el Perú, el descubrimiento e inicio de la explotación del gas natural de Camisea a partir del año 2004 por medio de un consorcio extranjero, generó condiciones para que el Estado implementara medidas orientadas a un aprovechamiento masivo de dicho hidrocarburo a nivel nacional, con la finalidad de sustituir el uso de otros combustibles fósiles de uso tradicional, respecto de los cuales el gas natural como combustible alternativo presenta marcadas ventajas económicas, ambientales y de riesgo parcial. En tal sentido, mediante diversas normas legales emitidas desde 1999, el gobierno promovió un esquema de promoción para el desarrollo de la infraestructura requerida y el acceso a la industria al consumo masivo del gas natural, estableciendo estos proyectos como un objetivo de la Política Energética Nacional al año 2040.

El estado promueve el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural por ductos y plantas de licuefacción, ya que este es el único medio que permite el acceso de la mayor cantidad de consumidores. No obstante, las limitaciones para construir dicha infraestructura en zonas alejadas o dispersas respecto a los puntos de consumo masivo llevaron al Estado a proponer como alternativa para el acceso al gas natural, la comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL) transportado mediante camiones cisterna, con la finalidad de suplir las mencionadas limitaciones del suministro por ductos.

Si bien estas tecnologías ofrecen soluciones para los comercializadores y consumidores de suministro industrial, estos enfrentan altos costos de acceso, principalmente por las necesidades de conversión requeridas para el uso intensivo del gas natural en condiciones estándar. Por otro lado, debido al estado de desarrollo de la

industria del gas natural en el país, las concesiones de distribución de gas natural por ductos que operan en el interior, como es el caso de la Concesión Norte – que comprende los departamentos de Ancash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque y Sur, que brinda suministro a Arequipa, Moquegua y Tacna, carecen de sistemas adecuados de transporte por ductos, lo que resulta en altos costos operativos y mayores riesgos en comparación con las Concesiones de Lima e Ica, que son más desarrolladas. El factor riesgo muestra la comparación de los componentes de los precios finales de las referidas concesiones en el segmento industrial.

Esta investigación aborda el diseño y desarrollo de sistemas de supervisión para plantas de procesamiento de gas natural licuefactado, aplicando un modelo integral de gestión de riesgos. En un contexto donde las operaciones de estas instalaciones enfrentan desafíos críticos relacionados con la seguridad y la eficiencia, este estudio propone un enfoque basado en estándares internacionales como OSHA 29 CFR 1910.119 y el modelo RBPS del CCPS. La metodología incluye el análisis de riesgos mediante herramientas como HAZOP (Hazard and Operability Study), el desarrollo de simulaciones técnicas y la construcción de matrices comparativas para evaluar impactos operativos y económicos.

Esta investigación concluye que la implementación de sistemas de supervisión integrales, adaptados a las condiciones específicas de las plantas, promueve la seguridad, la eficiencia y la sostenibilidad, constituyéndose como una estrategia clave para el desarrollo y operación de la industria del gas natural en contextos locales e internacionales.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

En este trabajo de investigación, el capítulo I del caso está dedicado a explorar y evaluar la literatura científica y académica existente sobre el problema identificado, con especial énfasis en la industria del gas natural en Perú, para obtener suficiente comprensión conceptual y así tener un mayor entendimiento de la investigación realizada. En el mercado del gas se está produciendo una transición desde un mercado rígido física y contractualmente a un mercado integrado donde el Gas Natural Licuado es entregado en cualquier destino en cortos plazos de tiempo.

Es conveniente indicar que tanto el GN como el GNL se caracterizan por presentar algunas desventajas competitivas respecto a otras fuentes de energía alternativas, en muchos casos, al petróleo. En cuanto a la elevada concentración de reservas de gas, en muy pocos países como el caso de Rusia, Qatar e Irán, poseen más de la mitad de las reservas de gas certificadas en el mundo. Además, la dependencia de países de tránsito entre productores y consumidores tales como Marruecos en el caso del gasoducto del Magreb, o Bielorrusia y Ucrania en el caso de los gasoductos que unen Rusia con el Centro de Europa.

1.2 Descripción del problema de investigación

La industria de la licuefacción de gas natural (GNL) tiene un papel crucial en la matriz energética global, destacándose por su capacidad de suplir la creciente demanda energética de manera eficiente y sostenible. Sin embargo, los procesos y actividades desarrolladas en las plantas de licuefacción de gas natural enfrentan una serie de riesgos inherentes que comprometen su operación segura y eficiente. Estos riesgos incluyen potenciales fallos técnicos, fugas de gas, incendios, explosiones y problemas de seguridad

operativa, los cuales, de no gestionarse adecuadamente, pueden tener impactos significativos en términos de costos económicos, daños ambientales y seguridad para el personal y comunidades aledañas. (Mokhatab et al., 2019; International Gas Union, 2022)

A pesar de los avances en tecnología y normativas nacionales e internacionales, se observa una brecha en la implementación efectiva de sistemas de supervisión y aplicando la gestión de riesgos integrados en muchas plantas. En particular, la falta de metodologías adaptadas a las condiciones específicas de cada instalación limita la capacidad de identificar, evaluar y mitigar los riesgos de manera proactiva. Esta situación destaca la necesidad de desarrollar enfoques sistemáticos que combinen análisis cualitativos y cuantitativos para abordar los desafíos específicos de las plantas de licuefacción de gas natural, maximizando la seguridad de dichas instalaciones y sus operaciones. (Rausand y Haugen, 2020)

El presente estudio busca abordar esta problemática mediante la formulación y desarrollo de sistemas de supervisión de plantas de procesamiento de gas natural aplicando un modelo integral de gestión de riesgos que permita optimizar las operaciones, garantizar la seguridad y fomentar la sostenibilidad de estas instalaciones críticas.

1.3 Formulación del Problema

¿Cómo influye la formulación y desarrollo de sistemas de supervisión de plantas de procesamiento de gas natural?

1.3.1 Problemas específicos

¿Cómo influye la aplicación de la formulación y desarrollo de sistemas de supervisión de plantas de procesamiento de gas natural?

¿Cómo influye la aplicación de sistemas de supervisión de plantas de procesamiento de gas natural aplicando la gestión de riesgos?

1.4 Objetivos del estudio

1.4.1 Objetivo general

Explicar, cómo influye la formulación y desarrollo de un sistema de supervisión en plantas de procesamiento de gas natural aplicando la gestión de riesgos.

1.4.2 Objetivos específicos

- Explicar, como influye la formulación y desarrollo de un sistema de supervisión en plantas de procesamiento de gas natural (licuefacción) aplicando la gestión de riesgos.
- Explicar, como influye la aplicación de un sistema de supervisión en plantas de procesamiento de gas natural (licuefacción) aplicando la gestión de riesgos.

1.5 Hipótesis

1.5.1 Hipótesis general

La formulación y desarrollo de sistemas de supervisión en plantas de procesamiento de gas natural influye positivamente aplicando la gestión de riesgos.

1.5.2 Hipótesis específica

- La aplicación de sistemas de supervisión en plantas de procesamiento de gas natural influye positivamente en la gestión de riesgos técnicos y de seguridad.
- La formulación y desarrollo de sistemas de supervisión en plantas de procesamiento de gas natural influye positivamente en disminuir los riesgos técnicos y de seguridad.

1.6 Antecedentes investigativos

Las investigaciones análogas al presente trabajo se centran en identificar y analizar los factores que influyen en la efectividad de los sistemas de supervisión en plantas de licuefacción de gas natural bajo un enfoque de gestión de riesgos. La finalidad de cada una de estas investigaciones es similar, y se enfocan en el estudio particular de las variables críticas que cada autor destacó en su análisis, así como en las metodologías empleadas, las cuales varían según las preferencias y objetivos específicos de cada trabajo.

Briñez y Gonzales (2010), en su tesis denominada “Realización preliminar del diseño de una planta de Gas Natural Licuado (GNL), menciona que su trabajo desarrolla el diseño preliminar de una planta de gas natural licuado tomando como referencia la composición de un gas de alimentación libre de sulfuro de hidrógeno y de una alta composición de metano y etano y cantidades despreciables de líquidos de gas natural. De acuerdo con esa composición realizaron un estudio específico del montaje de equipos e infraestructura de una planta de gas licuado, desarrollado mediante el proceso de propano pre-enfriado y mezcla de refrigerante de la empresa APCI C3MR utilizando dos tipos de ciclos de refrigeración para pre-enfriar y licuar el gas de alimentación. El gas de alimentación es pre-enfriado con el uso del ciclo de propano como refrigerante a distintos niveles de presiones y temperaturas. El ciclo de mezcla refrigerante a alta presión en enfriada con el mismo ciclo de propano, antes de ser enviadas ambas corrientes al

intercambiador de calor criogénico principal donde son enfriadas aún más y es totalmente condensado en un paquete estructurado de cold box o cajas frías en esta unidad criogénica. Una vez licuado, en el intercambiador criogénico principal, la presión del GNL es reducida por medio de una válvula de control para subenfriar el gas y poder enviarlo a los tanques de almacenamiento. El GNL que entra a los tanques de almacenamiento tiene una presión aproximada a la atmosférica y una temperatura de -260 F, luego es distribuido mediante una infraestructura portuaria diseñada para dicha planta cumpliendo con normas de control y seguridad aplicadas para el manejo y despacho de gas natural licuado.

Silva (2013), propuso en su tesis sobre “Estudio de Riesgos de la Unidad de Destilación Primaria de una Planta de Fraccionamiento de Líquidos de gas Natural”, concluye: De acuerdo a su investigación y cálculos desarrollados, que en la operación de la Unidad de destilación primaria de la Planta, presenta una clasificación de riesgo de tipo moderado, cuya ponderación es de 4 de un máximo de 16, esto implica que el trabajo operativo debe hacerse con supervisión permanente y no habría la necesidad de implementar cambios.

Asimismo, menciona que el tiempo de respuesta del propio establecimiento ante distintos niveles de emergencia (nivel 1, 2 y 3) son inmediatos. Con un tiempo crítico máximo de 10 minutos. En ese sentido, los miembros del equipo de respuesta a emergencias de la Planta de fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (LGN) – Pisco, reciben la capacitación en Operaciones contra incendios, Primeros auxilios y respuesta a derrames, realizando simulacros.

Urbay (2019), desarrolló la tesis “Evaluación de una Planta de Licuefacción de Gas Natural en el Perú para Exportación donde concluye que la implementación de una planta de licuefacción de gas natural en la costa central del Perú es viable económicamente, al obtenerse una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual al 19.64%, para un Valor actual Neto Económico (VAN) de 295 MMUSD siendo el periodo de recuperación de la inversión (PAY

BACK) 7 años. Asimismo, es viable ambientalmente debido a que solo generaría anualmente 0.0735 millones de toneladas de CO₂, el cual se obtiene durante la eliminación de contaminantes en el procesamiento de licuefacción de 225 MMPCD de gas natural. La cantidad de CO₂ emitido a la atmosfera representaría menos del 0.14% de CO₂ emitido por el país.

Galvis y Silva (2023) dentro de su trabajo de Grado en Colombia “Lineamientos de un Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos para una Planta de Gas”, a través de la revisión del estado del arte, identificaron las principales metodologías aplicables a la seguridad de procesos, entre las que destacan la metodología de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) y la establecida por el Consejo de Seguridad de Procesos basada en riesgos (RBPS). Caracterizando aspectos clave de estas metodologías, tales como los lineamientos que forman parte de su estructura, ya que estos son esenciales para prevenir y reducir accidentes de riesgo mayor en instalaciones industriales, asegurando así la seguridad de procesos.

En diversos procesos industriales han buscado la obtención de beneficios como el desarrollo económico de las regiones, la creación de empleo y la mejora de la calidad de vida de los habitantes. Sin embargo, estos procesos pueden ser peligrosos debido al manipuleo de sustancias tóxicas, inflamables o peligrosas, lo que puede llevar a accidentes catastróficos que dañen la infraestructura de las plantas, ocasionando pérdidas de insumos, dinero y vidas humanas. Para poder prevenir estos accidentes, es fundamental contar con técnicas y lineamientos adecuados para controlar, mitigar y prevenir riesgos. A continuación, se describen algunos accidentes importantes y de gran magnitud que llevaron a la creación de un sistema de gestión de seguridad de procesos basado en riesgos:

1.6.1 Explosión de Oppau el 21 de setiembre de 1921 en Alemania

Durante la primera guerra mundial, en la planta BASF en Oppau, Alemania, la producción de $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ se cambió a $(\text{NH}_4)\text{NO}_3$ debido a la escasez de azufre. El $(\text{NH}_4)\text{NO}_3$, siendo higroscópico, se mezclaba con el $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ y formaba una capa sólida en los silos. Para ablandar esta mezcla solidificada, los trabajadores utilizaron dinamita sin considerar la naturaleza explosiva del $(\text{NH}_4)\text{NO}_3$.

La explosión resultante fue causante de la muerte de quinientas personas, más de dos mil heridos, destruyendo el 80% de los edificios de la planta y creó un cráter de 125 m de largo y 19 m de profundidad. La onda expansiva de la explosión se escuchó a más de 300 km de distancia. (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2019)

1.6.2 Desastre de Seveso el 10 de julio de 1976 en Italia:

En una planta industrial de la firma ICMESA se originó una explosión menor, la cual generó una nube tóxica de dioxina en la ciudad de Seveso y comunidades cercanas. La empresa tardó diez días en confirmar la liberación de la dioxina. A pesar de que no hubo víctimas mortales ni heridos, la población sufrió diversas consecuencias traumáticas y dejaron la ciudad, dejando bienes materiales y animales, que murieron de hambre. Se registraron 193 casos de cloracné, un tipo de acné causado por el contacto con compuestos aromáticos. Este incidente impulsó la creación de nuevas regulaciones de seguridad industrial, lo que llevó al nacimiento de la Directiva de Seveso de la Comunidad Europea en 1982, modificada posteriormente en 1996 y 2005, con el objetivo de intensificar las mejoras en la seguridad de plantas que manejan grandes cantidades de productos químicos peligrosos. (Comisión Europea, 2005)

1.6.3 Desastre de Bhopal el 03 de diciembre de 1984 en India:

Es el peor desastre industrial de la historia, ocurrió en una planta de pesticidas en India, estaba operada por Union Carbide y el gobierno indio. Una fuga de gas isocianato de metilo liberó 30 ton de gas altamente tóxico a la atmósfera. La nube de gas se dispersó

hasta Bhopal, provocando la muerte inmediata de 2 259 personas y se estima que otras 8 000 fallecieron posteriormente debido a enfermedades relacionadas con la exposición al gas. Las causas exactas de la fuga continúan siendo objeto de debate. Martínez, A., & Rodríguez, J. (2012)

1.6.4 Desastre de Chernóbil el 25 y 26 de abril de 1986 en Ucrania:

La explosión en uno de los reactores de la planta de Chernóbil generó una nube de lluvia radioactiva que afectó cientos de kilómetros cuadrados en Ucrania, Rusia y Bielorrusia. Los efectos de la radiación fueron 400 veces mayores que los de la bomba Hiroshima. El gobierno evacuó a 135 000 personas y estableció una zona de exclusión de 30 km. Inmediatamente después de la explosión, se confirmaron 30 muertes. Desde 1986, ha habido innumerables víctimas mortales debido a los efectos de la radiación, a pesar de los esfuerzos del Organismo Internacional de Energía Atómica y la OMS. (González & Pérez, 2015)

1.6.5 Desastre de Toulouse el 21 de setiembre de 2001 en Francia:

El $(\text{NH}_4)\text{NO}_3$ fue el protagonista de este desastre industrial, que ocurrió en la planta de fertilizantes AZF produciendo una explosión de 300 ton que dejó 29 muertos y más de 2 500 heridos, destruyendo completamente la fábrica y dejando un cráter de 30 m de profundidad y 200 m de diámetro. Las causas de la explosión no se pudieron establecer con claridad, pero se cree que un empleado vertió un recipiente mal etiquetado que contenía 500 kg de dicloroisocianurato de sodio. Este habría reaccionado con el $(\text{NH}_4)\text{NO}_3$, formando tricloruro de nitrógeno, un compuesto altamente inestable que al descomponerse, podría haber liberado calor y la presión necesarios para detonar el $(\text{NH}_4)\text{NO}_3$. (Gómez, 2003)

1.6.6 Explosión de Jilin el 13 de noviembre de 2005 en China:

Una serie de explosiones en la planta de anilinas de Jilin, al noroeste de China, dejó 70 heridos y cinco muertos. Además, se produjo un derrame de benceno y nitrobenceno en el río Shongua, lo que dejó a millones de personas sin acceso a agua potable durante 10 días y obligó a evacuar sus hogares.

Según las investigaciones posteriores, la causa de la explosión fue que los operarios de la planta intentaron desbloquear una columna de rectificación de nitrobenceno y dejaron una válvula abierta, lo que aumentó la temperatura. El fuego alcanzó los tanques de almacenamiento de benceno y ácido nítrico, que posteriormente explotaron. (Sánchez, 2007)

1.6.7 Accidente Nuclear de Fukushima el 11 de marzo de 2011 en Japón:

Este accidente fue provocado por un terremoto que afectó la planta nuclear de Fikushima I. Los reactores se apagaron automáticamente debido al sismo y posterior tsunami. Sin embargo, el apagón resultante del evento causó la pérdida de refrigeración, lo que llevó al sobrecalentamiento de los reactores y generó graves problemas de radiación.

Estos accidentes industriales han sido catastróficos, provocados por causas mayores y no por fallas en un modelo de gestión de seguridad ocupacional. En la siguiente tabla podemos observar un listado de ejemplos de los principales y más trágicos accidentes de origen industrial. (Fernández, 2013)

Tabla 1*Ejemplos de principales accidentes catastróficos de origen industrial a nivel mundial*

Año y Lugar	Descripción	Número de muertes	Número de afectados
1921, Oppau, Alemania	Dos explosiones en plantas de fertilizantes	Entre 450 y 530	-
1947, Texas, EEUU	Explosión de una nave llena de nitrato de amonio	~600	-
1948, Ludwigshafen, Alemania	Explosión de un vagón cargado de sustancias químicas	207	
1974, Flixborough UK	Fuego y explosión en planta química	28	36
1976, Seveso, Italia	Fuego y explosión que liberó dioxinas	0	2000
1979, Pensilvania, EEUU	Liberación de gases radioactivos a la atmósfera	0	~140000 evacuados
1979, Bremen, Alemania	Explosión de polvo	14	17
1984, San Juanico, México	Explosión de GLP	500-600	5000 - 7000
1984, Bophal, India	Liberación de metilisocianato en concentración que provoca la muerte	>3 800	> 20 000
1986, Chernóbil, Ucrania	Explosión y fuego que provocaron la emisión de grandes cantidades de gases radioactivos en la atmósfera	31	Cientos de miles
1988	Explosión e incendio de una plataforma marina de extracción de petróleo	167	0
1989, Pasadena, EEUU	Liberación de gases inflamables durante el mantenimiento de un reactor, explosión y fuego	23	314
2001, Tolouse, Francia	Explosión de nitrato de amonio	30	2442
2005, Texas, EEUU	Explosión al reiniciar la unidad de isomerización de hidrocarburos	15	180
2008, Port Wenworth, EEUU	Explosión de polvo en refinería de azúcar	13	42
2010, Golfo de Mexico	Explosión e incendio en plataforma de exploración en aguas profundas	11	-
2010, Devecser, Hungría	Escape de sustancias tóxicas de una planta de aluminio que envenenaron el ambiente	9	122
2012, Amuay, Venezuela	Explosión e incendio de Tanque de petróleo	48	151
2013, Texas, EEUU	Explosión e incendio en planta de fertilizantes	14	160
2017, Cajamarca Perú (*)	Explosión de tanque de crudo en la Estación N°08 del ONP (Petroperú)	2	1

Nota: Adaptado de (Montero, R., 2013).

(*) Adaptado de Comunicado 29-2017 (Petroperú, 2017)

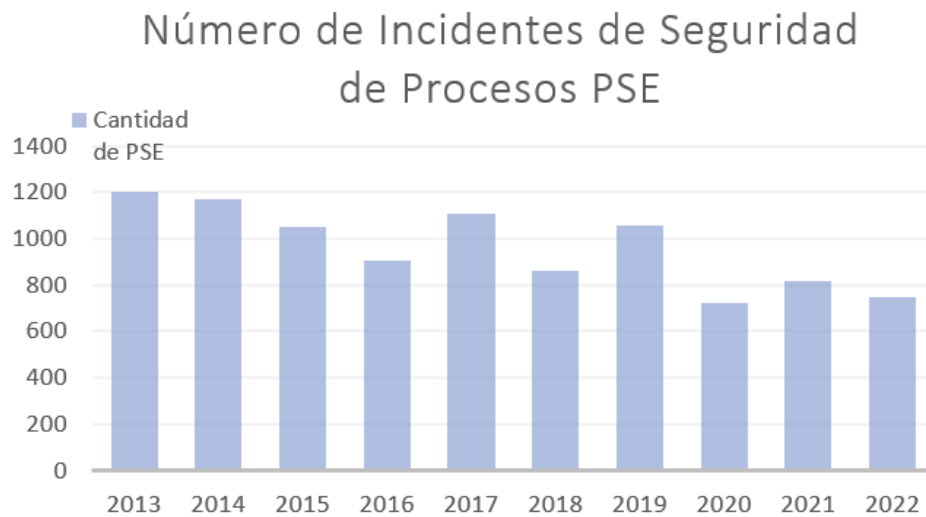
En reiteradas ocasiones ocurren accidentes en las diferentes industrias de procesos, que conllevan muertes, personas heridas, afectaciones al medioambiente y al

entorno socioeconómico, así como daños a la reputación de las empresas. Se muestra una gráfica correspondiente al Número de accidentes fatales en la Industria Oil & Gas y en otra gráfica las emergencias en Unidades Mayores de Gas Natural.

El número total de incidentes de seguridad de procesos notificados (PSE Process safety events) para los años 2013 al 2022. Los datos incluyen actividades en tierra y mar relacionadas con las operaciones de producción y de perforación. La cantidad de empresas que aportaron datos de PSE en 2022 fueron 47, frente a 47 en 2021 y 44 en 2020. (International Association of Oil & Gas Producers, 2022)

Figura 1

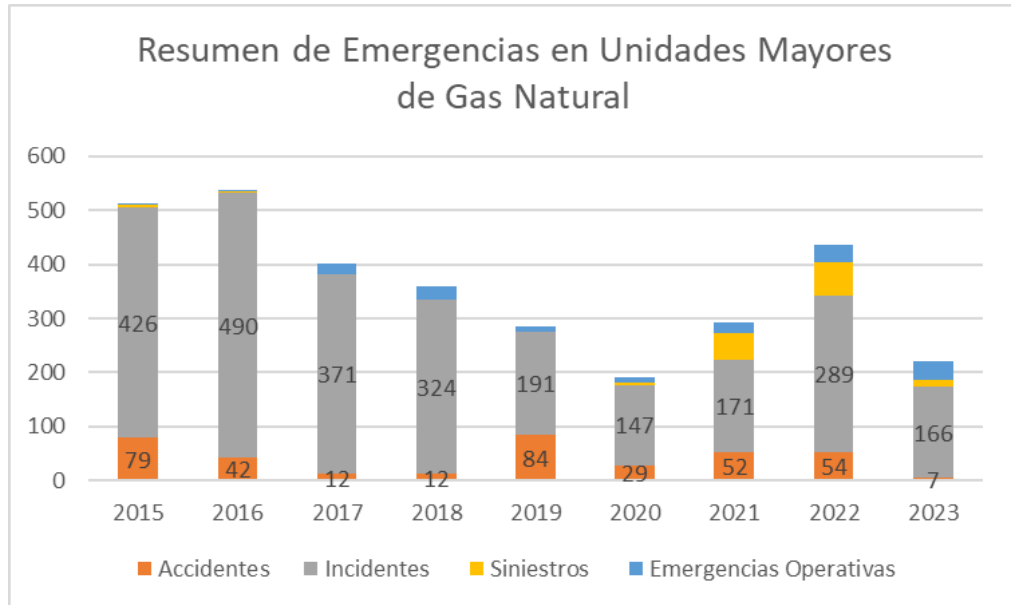
Número de Incidentes de Seguridad de Procesos de los años 2013 al 2022



Nota: Adaptado de Report 2022p IOGP Safety performance indicators - Process safety events - 2022 data (International Association of Oil & Gas Producers, 2022).

Figura 2

Número de Resumen de Emergencias de Seguridad en Unidades mayores de Gas Natural de los años 2015 al 2023



Nota: Elaboración propia adaptado de la web: https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas_natural/reporte-emergencias/resumen-de-emergencias.

Capítulo II. Marcos teórico y conceptual

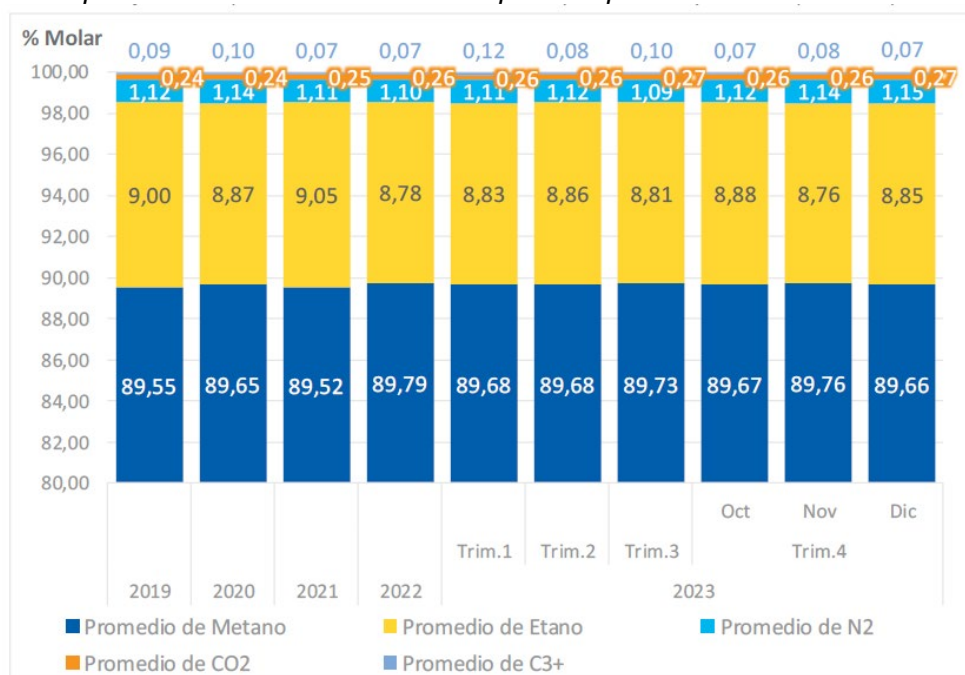
2.1 Marco teórico

2.1.1 Generalidades del Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos, en Perú se usa en mayor proporción el gas natural de Camisea, el cual está compuesto principalmente por Metano, aunque también contiene una proporción variable de Etano, Nitrógeno (N₂), CO₂ y trazas de hidrocarburos más pesados. En el siguiente gráfico se observa la composición porcentual del gas natural transportado por TGP en los últimos cinco años, estos valores corresponden a los monitoreados en el City Gate de Lurín.

Figura 3

Composición porcentual de Gas Natural transportado por TGP de los años 2019 al 2023



Nota: Elaboración por Osinergmin Boletín Estadístico de Gas Natural 2023 al IV trimestre a partir de los Certificados de Entrega TgP Reportadas al OSINERGMIN, 2023

2.1.2 Gas Natural Licuefactado

El enfriamiento del gas natural a unos -260°F a presión normal produce la condensación del gas en forma líquida, conocida como gas natural licuado (GNL). El GNL puede ser muy útil, sobre todo para el transporte de gas natural, ya que ocupa aproximadamente una seiscientosava parte del volumen del gas natural gaseoso. (Martínez, 2020)

Aunque la producción de GNL es razonablemente costosa, los avances tecnológicos están reduciendo los costes de licuefacción y transporte asociados a la licuefacción y regasificación del GNL. Para el gas donde la construcción de un gasoducto no es rentable, el GNL ofrece una alternativa fácil para el transporte de gas. El GNL también facilita el transporte de gas natural a través de mares y océanos.

Shell International Trading Middle East (SITME) es el responsable de la exportación del GNL a mercados internacionales y quien determina el destino de las cargas de GNL, ello lo realiza por medio de barcos especialmente acondicionados, denominados buques metaneros.

En 2022, Estados Unidos continuó liderando los incrementos de suministro de GNL, aportando 8,4 TM de GNL al mercado, de un total de 16,9 TM a nivel mundial. El suministro de GNL de Estados Unidos creció un 12,6% gracias al Tren 6 del proyecto de licuefacción *Sabine Pass* y la puesta en servicio del *Calcasieu Pass*. Sin embargo, el mantenimiento en algunas plantas de licuefacción y la interrupción en la instalación de *Freeport* llevaron a un incremento del suministro de los Estados Unidos inferior al esperado. (Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2024)

Las importaciones en la región de América en 2022 se redujeron en 39,6% (-7,1 TM) a 10,9 TM. Los países latinoamericanos experimentaron un aumento en las importaciones de GNL en 2021 debido a sequías históricas, pero las redujo en 2022 dada la mejor disponibilidad de energía hidroeléctrica.

Las importaciones en Brasil cayeron un 72,6% (-5,1 TM) debido a las fuertes lluvias que reforzaron los niveles de los embalses hidroeléctricos durante el año. Argentina también experimentó una caída del 34,1% en las importaciones de GNL (-0,9 TM) con precios de GNL elevados que provocaron un aumento de la producción nacional. El país ahora está buscando oportunidades para exportar GNL. Por su parte, Chile fue el mayor importador de GNL en la región en 2022 con un total de 2,5 MT de importaciones netas de GNL, sin embargo, también experimentó una caída del 21,7% (-0,7 TM) en comparación con 2021, ya que el país incrementó sus importaciones de gas por gasoducto desde Argentina. Las importaciones mexicanas registraron una caída de 0,2 TM (una reducción de 35,3%) ya que el país incrementó las importaciones de gas natural por gasoducto desde EE.UU., el país continúa su tendencia a volverse menos dependiente de Importaciones de GNL. De otro lado, Colombia, Jamaica y Panamá experimentaron incrementos en las importaciones de GNL en 2022. El Salvador se unió al mercado de importación de GNL en 2022 con 0,3 TM de GNL importadas a través del terminal flotante de regasificación de GNL de Acajutla. (GNL Global, 2023)

2.1.3 Generalidades del Tratamiento del Gas Natural

El propósito del tratamiento y procesamiento del gas natural es asegurar de éste posea las especificaciones de calidad requeridas para ser comercializado.

El tratamiento del gas natural consiste en retirarle impurezas como son el agua y los contaminantes ácidos como el H₂S y el CO₂. Una vez el gas es tratado, se hace su procesamiento. El tratamiento y procesamiento de gas natural involucran el uso de plantas de gas, es decir, se utilizan equipos como torres contactoras, sistemas de regeneración, torres fraccionadoras, bombas.

Figura 4

Mapa de América Latina de GNL



Nota: Elaboración por Osinergrmin Boletín Estadístico de Gas Natural 2023 al IV trimestre a partir del GII GNL Annual Report 2023, julio 2023

El tratamiento mínimo para un gas de producción es la deshidratación; sin embargo, si la concentración de CO₂ y H₂S sobrepasan límites establecidos, se deben realizar procesos de endulzamiento para remover esos gases ácidos.

Un posible proceso para el tratamiento del gas consiste en: separación inicial, remoción del gas ácido (endulzamiento), deshidratación (control del punto de rocío del agua), control del punto de rocío por hidrocarburo (recobro de líquidos del Gas natural LNG), fraccionamiento o procesamiento.

La corriente de gas puede necesitar calentamiento antes de la separación inicial, especialmente en climas fríos. En cabeza de pozo y en las válvulas de control de flujo

ocurre una caída de presión y por lo tanto el gas se expande y su temperatura disminuye (Efecto Joule Thompson). Si la temperatura es lo suficientemente baja, se podría presentar formación de hidratos de gas.

Normalmente, los líquidos se separan del gas natural para reducir el duty de los intercambiadores de calor, tanto en el calentamiento, como en la refrigeración. Los intercambiadores de calor se utilizan para enfriar el gas y también para enfriar o calentar los líquidos, como por ejemplo en la refrigeración del glicol y las aminas, utilizados en la deshidratación y en el endulzamiento de gas respectivamente.

En una instalación de gas, existe primero una separación a alta presión, esto permite la estabilización del flujo de gas en el proceso corriente abajo y la optimización de la energía calórica en todo el proceso. Con el tiempo, en las tuberías provenientes de los pozos pueden disminuir la presión y se podría necesitar una etapa de compresión antes de seguir con el manejo del riesgo.

La primera separación es de tres fases, determinada por la capacidad del gas natural, proporcionando el suficiente tiempo de retención del líquido, reconocer la necesidad de eliminar las impurezas del gas para la venta.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Seguridad de Procesos

El propósito de este estudio es adoptar un enfoque que introduzca conceptos clave y enfoques prácticos de la seguridad de procesos para una instalación que necesita almacenar, manipular y utilizar de forma segura materiales y procesos potencialmente peligrosos, ayudando a comprender, trabajar, aplicar de forma coherente y, posiblemente, mejorar los sistemas de seguridad de procesos existentes que afectan el trabajo diario, ayudando a contribuir a un rendimiento seguro y fiable y a mejorar la productividad y eficacia personales. Los sistemas de seguridad de procesos se presentan con objetivos y

requisitos básicos, ejemplos de un caso de estudio en una planta de licuefacción, el cual se realizará de una forma más detallada para ayudar a introducir y aplicar los principios y sistemas básicos de seguridad de procesos.

Se va a trabajar con riesgos de procesos, comprendiendo y aplicando la información relacionada, evaluando los requisitos de la gestión de riesgos de procesos y las posibles deficiencias para desarrollar planes de mejora. Asimismo, el cumplimiento de la normativa vigente tanto nacional como internacional, comprendiendo el propósito de muchos requisitos legales y poniendo en práctica enfoques eficaces para cumplirlos. (Klein, Vaughan, Process Safety Key Concepts and Practical Approaches 2017)

2.2.2 Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos

El PSM (Process Safety Management por sus siglas en inglés) o GSP (Gestión de Seguridad de Procesos) describe la gestión de la seguridad de procesos que debe adoptarse en cualquier industria de procesos que sea muy vulnerable con respecto a su tamaño y a la complejidad de los procesos. Se divide principalmente en dos categorías: el compromiso con la seguridad y la comprensión y gestión del riesgo. (Ghosh, 2021)

La industria debe haber desarrollado un sistema de gestión del conocimiento de los procesos con respecto al conocimiento de las tecnologías, la identificación de las necesidades de formación, la evaluación de la formación, procedimientos bien documentados sobre el diseño, el funcionamiento y el mantenimiento, todos los registros de datos en su lugar y todos los registros de incidentes y lecciones aprendidas. Además, todos los documentos deben ser fácilmente rastreables. La industria también debe contar con un sistema de identificación de peligros y análisis de riesgos para reforzar el sistema de seguridad. Por lo tanto, las industrias deben crear un sistema de gestión de la seguridad de los procesos (PSM) para demostrar su compromiso con la seguridad y alcanzar el

máximo nivel de prácticas de gestión de riesgos. Los 14 elementos del PSM son los siguientes: (Ghosh, 2021)

- Participación de los trabajadores.
- Estudios y evaluación de riesgos y estudios HAZOP.
- Cumplimiento estricto de los procedimientos normalizados de trabajo (PNT).
- Establecimiento de manuales y gestión del seguimiento para garantizar
- prácticas de trabajo seguras.
- Integridad y fiabilidad de los activos.
- Gestión de contratistas.
- Formación y garantía de rendimiento.
- Gestión del cambio (MOC).
- Disponibilidad operativa.
- Funcionamiento diario.
- Investigación de incidentes.
- Gestión de emergencias.
- Establecimiento de todos los sistemas ISO, incluida la OSHA.
- Auditoría de conformidad. (Ghosh, Safety in Petroleum Industries, 2021)

2.2.3 Estándar 29 CFR 1910.119 OSHA:

Existen regulaciones como la OSHA, que mediante su norma 29 CFR 1910.119, creada en 1992, busca prevenir y/o reducir las consecuencias catastróficas de emergencias con sustancias químicas. El estándar de Gestión de Seguridad de Procesos (PSM) de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) para Productos Químicos Altamente Peligrosos (HHC), establecido en la norma 29 CFR 1910.119, establece los requisitos para el manejo seguro de riesgos asociados con procesos que

involucran el uso, almacenamiento, fabricación, manipulación o transporte de productos químicos altamente peligrosos.

El estándar OSHA brinda lineamientos para manejar los riesgos asociados a procesos que usan, almacenan, fabrican o movilizan productos químicos altamente peligrosos. Su objetivo principal es prevenir emisiones no deseadas de productos químicos tóxicos, reactivos, inflamables o explosivos, especialmente en áreas que puedan representar un riesgo significativo para los empleados y la comunidad. La OSHA considera que la gestión de la seguridad de procesos puede mejorar la seguridad de los trabajadores y ofrecer otros beneficios, como la productividad, disminución de los daños a la propiedad, en la pérdida de la producción y un menor impacto ambiental.

La metodología OSHA tiene 14 elementos que se organizan para evitar, controlar y reducir desastres en la industria de procesos en tres pilares: Tecnología del proceso, personal e instalaciones. Cada pilar contiene elementos específicos para ejercer la seguridad de procesos y evitar accidentes de riesgo mayor, fatalidades, daño a la estructura de la planta e incidentes en el medio ambiente. (Occupational Safety and Health Administration, 1992)

2.2.4 Elemento ISO 45001 Estándar 29 CFR 1910.119 OSHA:

El estándar de la OSHA incluye una serie de 14 elementos que se complementan, proporcionando todo lo necesario para desarrollar un plan integral de gestión de seguridad. Estos son los elementos requeridos:

1. Información de Seguridad del Proceso (PSI): Este elemento indica que las empresas deben preparar toda la información de seguridad del proceso por escrito, antes de realizar cualquier análisis requerido del proceso. La recopilación de esta información escrita tiene como objetivo ayudar tanto a la

empresa como a los empleados involucrados a identificar y comprender los riesgos asociados con cada uno de los procesos que manejan productos químicos altamente peligrosos. En este elemento se destacan los siguientes aspectos clave:

- Peligros del proceso (procesos químicos que se han empleado)
- Tecnología del proceso
- Equipos del proceso
- Información base para los elementos: Procedimientos de operación, Integridad Mecánica, Gestión de cambios

2. Análisis de Riesgos del Proceso (PHA): Este elemento indica que la empresa debe utilizar métodos sistemáticos para identificar y analizar los peligros y riesgos asociados a los procesos industriales y las instalaciones con la finalidad de emitir recomendaciones y medidas de control para minimizar la probabilidad de ocurrencia o reducir consecuencias en la seguridad de los trabajadores, las instalaciones, medio ambiente y comunidad. Se pueden usar los siguientes métodos:

- What If – Qué pasa si
- Check List – Lista de
- HAZOP Hazard and Operability Study
- FMEA Failure Mode and Effect Analysis
- FTA Fault Tree Analysis

Se debe verificar que el método usado sea apropiado para la complejidad del proceso analizado y se debe actualizar cada 5 años o cada vez que se implementen cambios dentro del proceso.

3. Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras (SOP): Este elemento hace referencia a que las empresas debe desarrollar y mantener los procedimientos de forma escrita que detallen los pasos y medidas necesarios para llevar a cabo de forma segura las actividades relacionadas con los procesos industriales, las instalaciones y las operaciones realizadas por los empleados. Estos procedimientos deben abarcar todas las etapas del proceso productivo, desde la recepción de la materia prima hasta la transformación, producción y manejo de los productos finales; asimismo, deben ser difundidos al personal de operaciones, mantenimiento y contratistas durante todos sus modos operativos.

Los procedimientos por tratar son:

- Puesta en marcha inicial
- Operaciones normales paso a paso
- Operaciones temporales
- Procedimientos para el sitio o planta
- Paradas o cierres normales
- Operaciones de emergencia
- Parada o cierre de emergencia (incluyendo las condiciones de cuando se requiere iniciar el cierre, y la asignación de responsabilidades de apagado a los operadores calificados)
- Puesta en marcha o arranque después de un cambio (de ingeniería o proceso) o parada/cierre de emergencia.

4. Participación de empleados (EP): Este elemento tiene como objetivo promover una cultura de seguridad en los procesos dentro del área de trabajo, involucrando activamente a los empleados en la identificación y resolución de problemas relacionados con la seguridad. A los empleados se les proporciona la libertad y los recursos necesarios para cumplir con esta tarea. Según el

estándar 29 CFR 1910.119 de la OSHA, la empresa debe elaborar un plan escrito de participación de los empleados y sus representantes en las actividades del PSM como el desarrollo e implementación del Análisis de Peligros del Proceso PHA, el cual se extraerá de un manual como información disponible para los empleados y sus representantes, el cual contendrá los siguientes entregables:

- Plan de participación de los empleados- Extraído del manual PSM.
- Hoja de asistencia del empleado, una lista de todos los empleados de toda la planta.

5. Entrenamiento y Desempeño (TR): Este elemento indica que la empresa debe desarrollar programas de capacitación y evaluar las necesidades de formación para mejorar la seguridad de sus empleados. El PSM exige que cada trabajador involucrado en la operación de un nuevo proceso reciba capacitación inicial, tanto en el proceso general como en los procedimientos operativos, dependiendo su rol y responsabilidad. La empresa debe asegurarse de que los empleados entiendan y se adhieran a los procedimientos operativos actuales. El programa de formación de los empleados debe incluir, entre otros, los siguientes componentes documentados:

- Plan maestro de acciones del diagrama de flujo de procesos.
- Registro de los entrenamientos
- Materiales de capacitación que contengan información de equipos claves de proceso.
- Listas de las frecuencias de los entrenamientos
- Formularios y registros y calificaciones de pruebas de rendimiento y evaluaciones.

- Simulacros de emergencia, incluidos los procedimientos para responder a condiciones adversas y situaciones de emergencia.

6. Contratistas (CO): Este elemento abarca disposiciones relacionadas con los contratistas y sus empleados, subrayando la importancia de no poner en riesgo a quienes trabajan cerca de sus actividades. Se enfatiza la necesidad de que los empleados realicen una auditoría continua del desempeño del programa de contratistas y de las prácticas seguras del sistema de controles que estos siguen para garantizar que los servicios contratados respalden las operaciones seguras de las instalaciones, alcanzando así los objetivos de desempeño de seguridad de procesos de la empresa. Los aspectos necesarios para este elemento son:

- Lista de contratistas aprobados.
- Lista de verificación de los contratistas.
- Registro de lesiones o enfermedades del contratista.
- Resumen de seguridad y lista de verificación y resultados de los exámenes de seguridad.
- Formulario de evaluación de licitación, seguridad del contratista.
- Auditoría de cumplimiento de la seguridad del contratista.

7. Investigación y Análisis de Incidentes (II): Este elemento indica que la empresa debe desarrollar procedimientos escritos para llevar a cabo una investigación formal de todos los incidentes de seguridad, incluyendo accidentes, lesiones, enfermedades ocupacionales y situaciones de peligro que involucren la liberación de químicos altamente peligrosos, para identificar las causas raíz, factores causales y desarrollar e implementar acciones correctivas apropiadas y tomar medidas para prevenir la ocurrencia futuros incidentes similares.

8. La investigación de incidentes es importante para comprender los factores que contribuyen a estos, evaluar eficacia de las medidas de control existentes y proponer soluciones para evitar que se repitan, comunicando los resultados obtenidos a todos los trabajadores afectados. Las principales características de la investigación de incidentes son:

- Procedimiento formal de investigación de incidentes.
- La investigación, documentación, plan de acción, y el seguimiento de las investigaciones en incidentes de seguridad de procesos que podrían causar un accidente mayor o catastrófico debe ser iniciada en cuanto sea posible, es esencial obtener información antes de que se desvanezca, deben comenzar a más tardar 48 horas después de ocurrido el incidente.
- Sistema para asegurar el seguimiento y el cierre de la investigación.
- Los informes de incidentes deben ser revisados con todo el personal de operación, mantenimiento y sujetos de interés.
- Los informes de incidentes de emisiones catastróficas o eventualmente catastróficas de productos químicos peligrosos deben conservarse durante al menos 5 años.

9. Plan de Respuesta a Emergencias (PRE): Este elemento requiere que se implemente un plan organizado para la gestión y prevención de emergencias en la empresa. Este plan debe contemplar la identificación de posibles emergencias, la definición de medidas de control y la capacitación del personal implicado, la comunicación con los servicios de emergencia, y la realización de simulacros regulares para evaluar la efectividad. Sus principales características son:

- Evaluación de posibles consecuencias
- Acciones para contener liberación de sustancias peligrosas

10. Auditorías de Cumplimiento (CA): Este elemento señala que la realización de auditorías brinda información para evaluar el cumplimiento de la normativa del programa de gestión de seguridad de procesos establecido. Estas auditorías deben llevarse a cabo por una persona con conocimientos del proceso para verificar el cumplimiento y se debe elaborar un informe detallado sobre los hallazgos encontrados, registrando todas las deficiencias que hayan sido corregidas. Este informe de auditoría debe incluir:

- Los elementos del programa auditados periódicamente
- La retroalimentación y observaciones correctivas necesarias.

11. Permiso de Trabajos en Caliente: Este elemento indica que se debe tener un procedimiento de trabajo para actividades no rutinarias o trabajos en caliente de tal manera que los riesgos de estas tareas sean identificados y comunicados a todo el personal tanto empleados y contratistas.

12. Revisiones de Seguridad Pre-Arranque (PSSR): Este elemento sugiere que se debe desarrollar procedimientos para los procesos de pre-arranque se realicen en condiciones seguras y se verifiquen los reinicios de operaciones.

13. Integridad Mecánica (MI): Este elemento se refiere a la necesidad de garantizar que la empresa desarrolle una filosofía de integridad de los equipos la cual asegure que estos equipos sean diseñados, construidos, instalados y mantenidos para minimizar el riesgo de fallas mecánicas que afecten la seguridad. Estos programas de integridad se abordan:

- Plan de inspección o mantenimiento completo
- Ventanas operativas para cada equipo

14. Gestión del Cambio (MOC): Este elemento tiene por finalidad establecer un proceso estructurado para identificar, evaluar y gestionar los cambios en procesos, operación y mantenimiento, equipos, procedimientos, que puedan impactar en la seguridad. La gestión del cambio ayuda a garantizar que los cambios de un proceso se introduzcan paulatinamente minimizando que los riesgos ya existentes aumenten o aparezcan nuevos riesgos.

Secretos Comerciales (TS): Este elemento se refiere a la protección de información confidencial y exclusiva de las organizaciones. Esta información puede incluir fórmulas, diseños, patentes, procesos, planes de negocio, estrategias de marketing, entre otros. La metodología OSHA establece que los usuarios deben identificar y proteger los secretos comerciales en el entorno laboral, implementando medidas para evitar su divulgación y recopilando datos relacionados con la seguridad de los procesos cuando la información sea requerida. Los entregables del empleador son:

- Acuerdo de confidencialidad formato.
- Acuerdo de confidencialidad procesado o tramitado.

2.2.5 Estándar CCPS: Gestión de Seguridad de Procesos

El Centro de Seguridad de Procesos Químicos (CCPS) creó el marco para la nueva generación de la gestión de Seguridad de Procesos, denominada Seguridad de Proceso Basado en Riesgos (Risk Based Process Safety - RBPS) cuyo objetivo central es desarrollar y gestionar un sistema más eficiente, fundamentado en cuatro aspectos o bloques: compromiso con la seguridad en los procesos, comprensión de peligros y riesgos, gestión del riesgo y aprendizaje a partir de la experiencia. El enfoque RBPS se basa en la

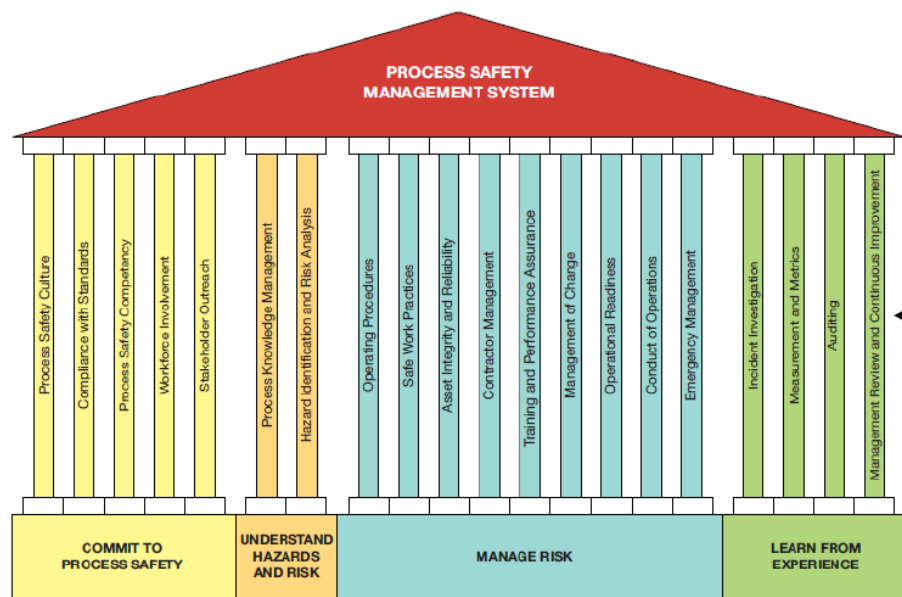
idea de que es necesario aplicar niveles adecuados de detalle y rigor en la práctica de la seguridad de procesos. Este sistema se estructura en 4 pilares y 20 elementos, distribuidos según los factores mencionados. (Center for Chemical Process Safety, 2007)

2.2.6 Elementos del Estándar RBPS (CCPS)

1er Pilar – Compromiso con la seguridad del Proceso: El verdadero compromiso con la seguridad del proceso es fundamental para alcanzar la excelencia en este ámbito. No hay reemplazo para el compromiso de la dirección. Generalmente, las organizaciones no logran mejorar sin un liderazgo fuerte y un compromiso sólido. Es esencial que toda la organización comparta este mismo nivel de dedicación. Un personal convencido de que la seguridad es un valor central de la empresa tiende a actuar de manera correcta, incluso sin supervisión. Este comportamiento debe ser constantemente reforzado y celebrado en toda la organización. Cuando este compromiso se integra en la cultura empresarial, contribuye a mantener el enfoque en la excelencia técnica en seguridad de procesos.

Figura 5

Pilares de la Gestión de Seguridad de Procesos CCPS



Nota: Fuente (Galvis y Silva. 2023)

2do Pilar – Comprensión de los Peligros y riesgos: Las organizaciones que comprenden los peligros y riesgos están mejor preparadas para utilizar sus recursos limitados de manera eficiente. La experiencia en la industria ha demostrado que aquellas empresas que emplean información sobre peligros y riesgos para planificar y desarrollar operaciones con bajo riesgo tienen más probabilidades de lograr un éxito sostenible a largo plazo.

3er Pilar – Gestión del Riesgo: La gestión del riesgo se centra en tres aspectos: (1) operar con cautela y mantener los procesos que generan riesgo; (2) gestionar los cambios en los procesos para asegurar que los riesgos se mantengan en niveles aceptables; y (3) estar preparados para responder y gestionar incidentes. Esta gestión permite a una empresa establecer un sistema que garantice operaciones sostenibles, seguras y rentables a lo largo del tiempo.

4to Pilar – Aprender de la Experiencia: Aprender de la experiencia implica monitorear y actuar según fuentes de información internas y externas. A pesar de grandes esfuerzos, las operaciones no siempre salen como se planean, por lo que las organizaciones deben estar dispuestas a convertir sus errores y los de otros en oportunidades para mejorar la seguridad de los procesos. Las maneras más efectivas de aprender incluyen:

- Implementar las mejores prácticas para optimizar el uso de los recursos.
- Corregir las deficiencias reveladas por incidentes internos y casi accidentes.
- Aplicar las lecciones aprendidas de otras organizaciones.

Además de identificar estas oportunidades para mejorar la gestión de riesgos, las empresas deben cultivar una cultura e infraestructura que les permita recordar y aplicar las lecciones en el futuro. Las métricas pueden proporcionar información valiosa sobre el

rendimiento de los sistemas de gestión RBPS, y la revisión por parte de la dirección, junto con una autoevaluación honesta y periódica, ayuda a fortalecer este enfoque.

- 1. Cultura de la Seguridad del Proceso:** Este elemento se describe como "la combinación de valores y comportamientos de una empresa que determina cómo se gestiona la seguridad de procesos. Se incluyen definiciones y preguntas tales como: ¿Cómo hacemos las cosas aquí?, ¿Qué esperamos aquí? y ¿Cómo actuamos cuando nadie nos observa?"
- 2. Cumplimiento con Estándares:** Este elemento asegura que se identifiquen y se cumplan los estándares, códigos, normas y leyes aplicables, así como los atributos del sistema de estándares y los pasos que una organización puede seguir para implementar este elemento. El sistema abarca normas internas y externas, códigos y normas nacionales e internacionales, así como regulaciones y leyes estatales, federales y locales. Proporciona acceso rápido y fácil a esta información para los usuarios. El sistema de normas interactúa con todos los elementos del sistema de gestión de RBPS. Conocer y cumplir con estas normas ayuda a una empresa a operar y mantener una instalación segura, aplicar de manera sistemática las prácticas de seguridad de procesos, y reducir la responsabilidad legal. Además, el sistema de normas establece la base para las normas de cuidado responsables.
- 3. Competencias en Seguridad de Procesos:** Este elemento está referido al desarrollo, mantenimiento y mejora de la competencia en seguridad de procesos de la organización. Este proceso implica tres acciones interconectadas: la mejora continua del conocimiento y la habilidad, garantizar que la información necesaria esté disponible para quienes la requieran, y aplicar de manera efectiva lo aprendido.

4. Participación de la Fuerza Laboral: Este elemento busca fomentar la participación y el involucramiento del personal en todos los niveles de la organización. Todos los empleados, independientemente de su nivel o posición, deben tener roles y responsabilidades que contribuyan a mejorar y garantizar la seguridad de las operaciones. La participación del personal establece un sistema que facilita la implicación activa de los empleados y contratistas en el diseño, desarrollo, implementación y mejora continua del sistema de gestión RBPS.

5. Divulgación a los Grupos de Interés: Este elemento es un proceso que identifica a individuos u organizaciones que pueden verse afectados por las operaciones de la empresa y entablar un diálogo sobre la seguridad de procesos; establece relaciones con organizaciones comunitarias, otras empresas, grupos profesionales y autoridades locales, estatales y federales; y proporciona información precisa sobre la empresa, sus productos, procesos, planes, peligros y riesgos. Este proceso asegura que la información relevante sobre seguridad de procesos esté accesible para diversas organizaciones. Además, este elemento fomenta el intercambio de información y lecciones aprendidas entre instalaciones similares dentro de la empresa y con otras compañías del mismo sector. Finalmente, la divulgación promueve la participación de la instalación en la comunidad local y facilita la comunicación sobre las actividades de la instalación que puedan impactar a la comunidad.

6. Proceso de Gestión del Conocimiento: Este elemento se centra en la información que puede ser fácilmente registrada en documentos, tales como documentos técnicos y especificaciones escritas, planos y cálculos de ingeniería, especificaciones para el diseño, fabricación e instalación de equipos de procesos, y otros documentos como las hojas de datos de seguridad

(MSDS). El término "conocimiento de procesos" se utilizará para referirse a esta recopilación de información. Este elemento incluye las actividades relacionadas con la recopilación, catalogación y disponibilidad de un conjunto específico de datos que generalmente se registran en papel o en formato electrónico. Sin embargo, el conocimiento implica comprensión, no solo la simple recolección de datos.

7. Identificación De Peligros Y Análisis De Riesgo: Este elemento es fundamental y se refiere a todas las actividades relacionadas con la identificación de peligros y la evaluación de riesgos en las instalaciones a lo largo de su ciclo de vida, garantizando que los riesgos para empleados, el público y el medio ambiente se mantengan dentro de los límites aceptables establecidos por la organización. Este análisis generalmente plantea tres preguntas clave, que se desarrollan de acuerdo con los objetivos del estudio, las fases del ciclo de vida, la información disponible y los recursos. Las tres preguntas principales sobre riesgos son:

- Peligro: ¿Qué podría salir mal?
- Consecuencias: ¿Qué tan graves podrían ser las repercusiones?
- Probabilidad: ¿Con qué frecuencia podría ocurrir?

8. Procedimiento Operativo: Este elemento contiene instrucciones escritas incluyendo versiones electrónicas y copias impresas bajo demanda, que detallan los pasos a seguir para una tarea específica y describen cómo se deben realizar esos pasos. Los buenos procedimientos también explican el proceso, los peligros, las herramientas, el equipo de protección y los controles de manera detallada, para que los operadores comprendan los riesgos, puedan verificar que los controles están funcionando y confirmar que el proceso opera

como se espera. Los procedimientos críticos para la operación o el mantenimiento seguro del equipo deben referirse a la información actualizada sobre peligros e incluir advertencias sobre las consecuencias de cualquier desviación. Además, deben ofrecer instrucciones para resolver problemas cuando el sistema no funciona como se esperaba. También deben indicar cuándo se debe llevar a cabo una parada de emergencia y abordar situaciones especiales, como la operación temporal de equipos fuera de servicio. Los procedimientos operativos se utilizan comúnmente para controlar actividades como las transiciones entre productos, la limpieza regular de equipos de proceso, la preparación de equipos para actividades de mantenimiento y otras tareas rutinarias de los operadores. Este elemento se limita a los procedimientos operativos que describen las tareas necesarias para un arranque seguro, la operación y la detención de procesos, incluidas las paradas de emergencia.

- 9. Prácticas De Trabajo Seguro:** Este elemento ayuda a mitigar los peligros relacionados con el mantenimiento y otras tareas no rutinarias. Generalmente, los procedimientos se clasifican en tres categorías: los procedimientos de operación, que regulan las actividades relacionadas con la producción de un producto; los procedimientos de mantenimiento, que suelen implicar pruebas, inspección, calibración, mantenimiento o reparación de equipos; y los procedimientos de trabajo seguro, que a menudo se complementan con permisos (es decir, una lista que incluye una fase de autorización) y que cierran la brecha entre los otros dos conjuntos de procedimientos. Las prácticas de trabajo seguro son esenciales para controlar los peligros y gestionar los riesgos asociados con el trabajo no rutinario.

10. Integridad de Activos y Confiabilidad: Este elemento asegura que los equipos estén bien diseñados, instalados de acuerdo con las especificaciones y que continúen siendo seguros para su uso hasta que sean retirados de servicio. La integridad de activos implica la aplicación sistemática de actividades, como inspecciones y pruebas, necesarias para asegurar que el equipo crítico sea adecuado para su propósito a lo largo de su vida útil. Específicamente, las actividades relacionadas con este elemento se enfocan en prevenir la liberación catastrófica de materiales peligrosos o una liberación repentina de energía, y garantizar la alta disponibilidad de los sistemas de seguridad y servicios esenciales que previenen o mitigan los efectos de tales eventos.

11. Gestión de Contratistas: Este elemento ayuda a implementar prácticas que aseguren que los contratistas puedan realizar sus tareas en forma segura y que el servicio contratado no incremente los riesgos operacionales de la instalación. La industria a menudo depende de contratistas con habilidades muy especiales y para llevar a cabo tareas especialmente peligrosas, a menudo durante los períodos de actividad intensa, como en las paradas de planta por mantenimiento. Estas consideraciones, unidas a la posible falta de familiaridad que el personal del contratista pueda tener con los peligros en las instalaciones y en las operaciones, presentan desafíos únicos para la utilización segura de los servicios contratados. La gestión de contratistas usa un sistema de controles para garantizar que los servicios contratados apoyen tanto las operaciones seguras en la instalación como la seguridad de procesos y el rendimiento de seguridad del personal de la empresa. Este elemento comprende la selección, adquisición, utilización y monitoreo de los servicios contratados.

12. Garantizar el Entrenamiento y Rendimiento: Este elemento asegura que los empleados cumplan con los estándares de desempeño, además de identificar áreas donde se necesite formación adicional. Abarca el entrenamiento, que implica la instrucción práctica sobre requisitos y métodos de trabajo, y puede llevarse a cabo en un aula o en el lugar de trabajo. Su objetivo es capacitar a los trabajadores para que alcancen ciertos estándares mínimos de rendimiento, mantengan sus habilidades o se preparen para ascender a puestos más exigente y la garantía de rendimiento, que es el proceso mediante el cual los trabajadores demuestran que han comprendido la capacitación y pueden aplicarla en situaciones reales.

13. Gestión del Cambio: Este elemento, conocido como MOC (Gestión de Cambios), asegura que los cambios en un proceso no introduzcan inadvertidamente nuevos riesgos ni aumenten los peligros existentes. El MOC incluye un proceso de revisión y autorización para evaluar las modificaciones propuestas en el diseño, las operaciones, la organización o las actividades de la instalación antes de su implementación, con el fin de garantizar que no se generen riesgos imprevistos y que el riesgo asociado a los peligros ya existentes para empleados, el público o el medio ambiente no se incremente sin querer. También se contemplan medidas para asegurar que el personal potencialmente afectado sea notificado sobre el cambio y que la documentación relevante, como procedimientos y conocimientos sobre seguridad de procesos, se mantenga actualizada.

14. Disponibilidad Operacional: Este elemento, es conocido como preparación, y asegura que los procesos que han estado inactivos se verifiquen para garantizar que están en condiciones seguras para

reiniciarse. Considera todos los tipos de puestas en marcha y las diferentes condiciones de parada, teniendo en cuenta el tiempo que el proceso estuvo detenido. Además de la duración de la inactividad, este elemento toma en cuenta el tipo de trabajo que se pudo haber realizado en el proceso durante el tiempo de parada (por ejemplo, la apertura de líneas) para enfocar adecuadamente la revisión de la preparación antes del reinicio.

15. Conducta en las Operaciones: Este elemento se refiere a la realización de tareas operativas y de gestión de manera estructurada. A menudo se denomina "disciplina operacional" y está estrechamente relacionada con la cultura organizacional. Esta conducta promueve la búsqueda de la excelencia en el desempeño de todas las tareas y reduce las variaciones en el rendimiento. Se espera que los trabajadores de todos los niveles realicen sus funciones con atención, aplicando su pensamiento, conocimiento, buen juicio y un adecuado sentido de orgullo y responsabilidad.

16. Gestión de Emergencias: Este elemento abarca la planificación para posibles emergencias, la provisión de recursos necesarios para implementar el plan, la práctica y mejora continua del mismo, la capacitación o información a empleados, contratistas, vecinos y autoridades locales sobre qué hacer, cómo serán notificados y cómo reportar una emergencia, además de la comunicación efectiva con las partes interesadas en caso de que ocurra un incidente.

17. Investigación de Incidentes: Este elemento es un proceso para la presentación de informes, el seguimiento y la investigación de incidentes que incluye un proceso formal para la investigación de incidentes, incluyendo la dotación de personal, realizar, documentar y dar seguimiento

a las investigaciones de incidentes de seguridad de los procesos y la tendencia de los datos de incidentes y de la investigación de incidentes para identificar incidentes recurrentes. Este proceso también gestiona la resolución y la documentación de las recomendaciones generadas por las investigaciones.

18. Mediciones y Métricas (Indicadores): Este elemento de métricas establece los indicadores de rendimiento y eficiencia necesarios para monitorear la efectividad en casi tiempo real del sistema de gestión RBPS, así como de sus componentes y actividades laborales. Se considera qué indicadores se deben evaluar, con qué frecuencia se deben recopilar los datos y cómo utilizar esta información para asegurar el correcto funcionamiento del sistema de gestión RBPS. Una combinación de indicadores predictivos y retrospectivos suele ser la mejor manera de ofrecer una visión completa de la eficiencia en la seguridad de procesos. Los indicadores retrospectivos a menudo no son lo suficientemente sensibles para facilitar la mejora continua en los sistemas de gestión de seguridad de procesos, dado que los incidentes son poco frecuentes. Por ello, la medición del rendimiento en la gestión de seguridad de procesos requiere también el uso de indicadores predictivos.

19. Auditoría: Este elemento tiene como objetivo determinar si los sistemas de gestión se están implementando conforme a lo planificado. Complementa otras actividades del RBPS al controlar y supervisar elementos como la revisión por parte de la gerencia, las métricas y la inspección de actividades laborales, que forman parte de los elementos de integridad de activos y conducta en las operaciones. Este componente de auditorías incluye un

sistema para la programación, asignación de personal, realización efectiva y documentación de evaluaciones periódicas de todos los elementos del RBPS, así como mecanismos para gestionar la resolución de hallazgos y las acciones correctivas resultantes de las auditorías.

20. Revisión por Parte de la Gerencia y Mejora Continua: Este elemento consiste en una evaluación regular para determinar si los sistemas de gestión están funcionando como se esperaba y logrando los resultados deseados de la forma más eficiente posible. Esta revisión, llevada a cabo por la gerencia, actúa como una "debida diligencia" que conecta las actividades diarias con las auditorías formales periódicas. Estas revisiones poseen muchas de las características de una auditoría de primera parte, como se mencionó anteriormente, y requieren un sistema similar para programar, asignar personal y evaluar efectivamente todos los elementos del RBPS. También es necesario establecer un sistema para implementar cualquier plan que surja de estas revisiones, asegurando que se tomen medidas de mejora o correctivas y verificando su efectividad.

2.3 Marco Normativo Peruano relacionado a Hidrocarburos, Seguridad de Procesos, Estudios de Riesgos de Seguridad y Planes de Respuesta a Emergencias.

D.S. N° 032-2004-EM y modificatorias; Reglamento de Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos: Esta norma regula las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú, estableciendo las condiciones bajo las cuales deben realizarse estas actividades. Incluye disposiciones sobre licencias, obligaciones ambientales, relaciones con comunidades y medidas de control técnico y de seguridad. Su

objetivo es asegurar que la exploración y explotación de hidrocarburos se realicen de manera eficiente, sostenible y en línea con la protección del medio ambiente.

D.S. N° 043-2007-EM y modificatorias; Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos: Este reglamento establece las medidas de seguridad que deben implementarse en las actividades de hidrocarburos, incluyendo la exploración, explotación, transporte y comercialización. Define las responsabilidades de las empresas en cuanto a la protección de sus trabajadores, el ambiente y la infraestructura, y abarca procedimientos de emergencia y gestión de riesgos para prevenir accidentes o desastres.

D.S. N° 051-93-EM y modificatorias; Reglamento de Normas de Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos: Esta norma regula las actividades de refinación y procesamiento de hidrocarburos, estableciendo las condiciones técnicas, operativas y de control necesarias para garantizar la calidad de los productos derivados del petróleo. Incluye especificaciones sobre procesos industriales, control de emisiones y estándares de seguridad en las instalaciones de refinación.

D.S. N° 052-93-EM y modificatorias; Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos: Este reglamento define las normas de seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos, con el objetivo de prevenir incidentes como fugas, explosiones o incendios. Establece los requisitos técnicos para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de almacenamiento, incluyendo tanques, terminales y depósitos, además de disposiciones para la gestión de residuos peligrosos y la protección ambiental.

Dado que en el Perú existen industrias de alto riesgo, dispone de diversa normativa del sector hidrocarburos, específicamente relacionada al gas natural, seguridad general y para cumplir con la seguridad de procesos. Esta normativa se ha ido actualizando con el

paso de los años para hacerse más consistente y robusta. Normas como el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos aprobado por DS N° 051-93-EM, Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado por DS N° 052-93-EM, el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por DS N° 043-2007-EM.

El DS N° 023-2015-EM, modifica y actualiza el DS N° 051-93 EM que es el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos; incorpora códigos y estándares internacionales ampliamente aceptados en la industria de hidrocarburos, como NFPA y API para mejorar y garantizar la factibilidad de los Proyectos de Inversión y priorizar la optimización de la seguridad durante el diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento de las instalaciones para Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos.

Entre los puntos más relevantes se encuentran:

- La incorporación de códigos y estándares internacionales para garantizar la seguridad de las plantas y optimizar el proceso industrial.
- La modificación de reglas de espaciamiento y ubicación de equipos de procesamiento y almacenamiento, especialmente en instalaciones de Gas Natural Licuado (GNL), de acuerdo con la NFPA 59A.
- Normas específicas sobre la seguridad en las unidades de proceso, incluyendo requisitos para rutas de escape, diseño de cuartos de control resistentes a explosiones, y otras medidas para reducir riesgos en las operaciones.

El Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos El DS N° 023-2015-EM (Inclusión al Art. 78 A) menciona *“Las instalaciones que se encuentran dentro del alcance de este Reglamento deberán contar con un Sistema de Gestión de*

Seguridad de Procesos, el mismo que deberá ser elaborado tomando como referencia lo indicado en el estándar OSHA 1910.119" y busca Mejorar la seguridad en las instalaciones donde se realizan actividades de Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos y Gas Natural, mediante el desarrollo e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos.

El DS N° 036-2020-EM hace referencia a modificaciones clave de las disposiciones de seguridad aplicables al sector hidrocarburos, enfocándose en los Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia, ahora denominados **Estudios de Riesgos de Seguridad y Planes de Respuesta a Emergencias**. Los puntos principales incluyen:

- **Definiciones y enfoques técnicos:** Se actualizan las definiciones de los estudios y planes, integrando medidas más detalladas para evaluar, mitigar y responder a riesgos en actividades de hidrocarburos.
- **Competencias del OSINERGMIN:** Este organismo supervisará la implementación y cumplimiento de estas medidas, con capacidad para restringir acceso a áreas operativas, autorizar alternativas técnicas y fiscalizar cronogramas de adecuación.
- **Cronogramas de adecuación:** Se otorgan plazos específicos para que refinerías, plantas de abastecimiento y operadores de ductos ajusten sus instalaciones a la normativa vigente, con supervisión y aprobación por parte del OSINERGMIN.
- **Medidas complementarias:** Se permite la aplicación de estándares internacionales (NFPA, API, etc.) en el diseño, operación y mantenimiento, siempre que garanticen niveles de seguridad equivalentes o superiores.

La RCD N° 203-2020-OS/CD establece disposiciones para implementar un Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos (SGSP) en instalaciones que realizan actividades de refinación y procesamiento de hidrocarburos en Perú. Los puntos clave incluyen:

- **Objetivo y alcance:** Regular la seguridad en procesos de refinación y procesamiento de hidrocarburos (como procesos y equipos que usen líquidos o gases inflamables, exceptuando compuestos para uso propio e instalaciones remotas o usualmente desocupadas), tomando como referencia el estándar OSHA 1910.119.
- **Componentes del SGSP:** Para la implementación del SGSP se consideran como mínimo los siguientes aspectos
 - Participación de los empleados
 - Información de seguridad del Proceso
 - Identificación y análisis de peligros del proceso PHA
 - Capacitación del personal.
 - Responsabilidad de los subcontratistas y de los agentes fiscalizados
 - Revisión de la seguridad ante la puesta en marcha
 - Integridad Mecánica
 - Permisos de trabajo en caliente
 - Gestión de cambios en procesos o instalaciones.
 - Investigación de incidentes
 - Planificación y respuesta a Emergencias
 - Auditorías de cumplimiento

- Información confidencial
- Cultura de seguridad de Procesos
- Medición de la efectividad del SGSP
- **Planificación de emergencias:** El agente fiscalizado está obligado a desarrollar planes detallados para responder a incidentes, incluyendo simulacros y capacitación y deben ser fácilmente accesibles a los empleados que trabajan en el proceso.
- **Responsabilidad:** Los operadores del agente fiscalizado deben garantizar la seguridad tanto de empleados directos como de subcontratistas, supervisando su cumplimiento.
- **Auditorías y sanciones:** El cumplimiento del SGSP será fiscalizado por Osinergmin, quien aplicará sanciones por incumplimientos.

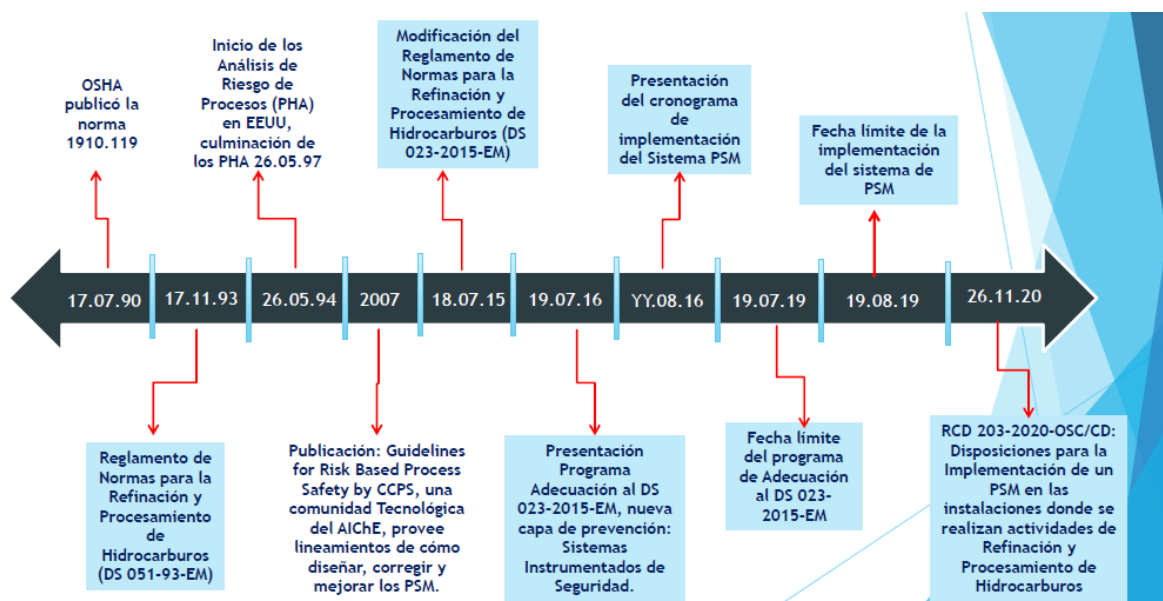
La RD N° 129-2021-MINEM/DGH aprueba los Lineamientos y disposiciones técnicas para elaborar Estudios de Riesgos de Seguridad y Planes de Respuesta a Emergencias en actividades de hidrocarburos. Establece estándares técnicos para evaluar, mitigar y gestionar riesgos, asegurando la seguridad en las operaciones de hidrocarburos. Es aplicable a las empresas que realizan actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos; estas empresas deben actualizar los estudios cada 5 años o antes cambios significativos en sus condiciones operativas. Osinergmin es el organismo encargado de supervisar la implementación y cumplimiento de los instrumentos de gestión.

La RCD N° 088-2022-OS/CD aprueba el procedimiento para emitir opinión favorable sobre los Estudios de Riesgos de Seguridad (ERS) y los Planes de Respuesta a Emergencias (PRE) en actividades e instalaciones de hidrocarburos, según lo dispuesto en el Reglamento de Seguridad para Actividades de Hidrocarburos (DS N° 043-2007-EM).

Esta normativa regula los pasos para que las empresas puedan obtener la aprobación de Osinergmin sobre sus Estudios de Riesgos de Seguridad y Planes de Respuestas ante Emergencias presentados, incluyendo sus actualizaciones.

Figura 6

Línea de Tiempo de la normativa en Seguridad, Estudio de Riesgos de Seguridad y Gestión de Seguridad de Procesos en el sector hidrocarburos.



Nota: Fuente (Adaniya, 2021)

2.4 Cuadro comparativo para la implementación de la Seguridad de Procesos, Estudios de Riesgos de Seguridad y Planes de Respuesta a Emergencias en el Perú.

Los estándares internacionales OSHA y CCPS, así como la RCD 203-2020 de la normativa peruana, comparten el objetivo de garantizar la seguridad de procesos en instalaciones industriales que manejan sustancias peligrosas. Mientras que OSHA proporciona un marco regulatorio obligatorio con elementos básicos como el análisis de riesgos y la gestión de cambios, el CCPS se posiciona como una guía técnica más detallada, ofreciendo herramientas avanzadas para la mejora continua. Por otro lado, la RCD 203-2020 adapta estos conceptos al contexto peruano, enfatizando la integración de

los sistemas de gestión locales y los requisitos regulatorios específicos. Aunque existen similitudes en el enfoque técnico, las diferencias radican en el nivel de detalle, el carácter obligatorio y la supervisión que cada norma aplica.

Tabla 2

Comparación de Modelos de Gestión de Seguridad de Procesos.

(OSHA 29 CFR 1910-119)	RCD-203-2020-EM	CPPS
Employee Involvement	Participación de los empleados	Participación de los Trabajadores
Process Safety Information	Información de Seguridad de Procesos	Gestión del conocimiento de los Procesos
Process Hazard Analysis	Análisis de peligros del proceso (PHA)	Identificación de Peligros y análisis de riesgo
Operating Procedures	Procedimientos operativos	Procesos Operativos
Training	Capacitación del empleado	Entrenamiento y aseguramiento del desempeño
Contractors	Responsabilidad de los Subcontratistas y de los Agentes Fiscalizados	Gestión de contratistas
Pre-Startup Safety Review	Revisión de la seguridad antes de la puesta en marcha	Disciplina Operacional
Mechanical Integrity	Integridad Mecánica	Integridad de activos y contabilidad
Hot Work Permit	Permisos de trabajo en caliente	Prácticas de trabajo seguro
Management of Change (MOC)	Gestión de cambios	Manejo del cambio
Incident Investigation	Investigación de incidentes	Investigación de Eventos no deseados
Emergency Planning and Response	Planificación y respuesta a Emergencias	Gestión de Emergencia
Compliance Audits	Auditorías de cumplimiento	Auditoria
Trade Secret	Información confidencial	
	Cultura de la seguridad de Procesos	Cultura de Seguridad de Procesos
	Medición de la efectividad del Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos	Medición y métricas
		Cumplimiento de Estándares
		Competencia en seguridad de Procesos
		Alcance a partes interesadas
		Disponibilidad Operativa
		Revisión de la gestión y mejora continua

Fuente (Los autores).

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

Tabla 3

Variación de la muestra por localidad

Estrato	Muestra	P	100*var(p)	np	np(1-p)
Lima Centro	504	0.6730	0.0440	339	111
Lima Este	512	0.4420	0.0482	226	126
Lima Norte	504	0.5510	0.0492	278	125
Lima Sur	400	0.5820	0.0611	233	97
Total, aleatorio estratificado	1920	0.5601	0.0125	1075	473

Fuente (Los autores).

3.1 Descripción de la Distribución

La estación o planta de licuefacción de Gas Natural tendrá la siguiente distribución:

Módulo de recepción de gas natural, regulación y medición

Módulo de Pre-Tratamiento

Módulo de Licuefacción

Módulo de Compresor de nitrógeno

Módulo de Nitrógeno compresor – expansor

Módulo de Energía

Módulo de Control

Módulo de llama

Sistema de Almacenamiento de GNL

Sistema de carga de GNL

Patio de maniobras de carga de GNL

Zona de estacionamiento de cisternas.

3.1.1 Módulo de recepción

Su objetivo es ajustar la presión a la requerida por la Estación, eliminar cualquier remanente de agua o partículas arrastradas con el gas natural de alimentación y monitorear el flujo de este a través del equipo. Las válvulas manuales y de control (accionadas

neumáticamente) permiten al operador realizar las siguientes funciones: aislar los equipos específicos de la estación; ajustar y controlar la presión requerida por el proceso.

3.1.2 Módulo de Pre-tratamiento

El separador de gas de entrada instalado en la línea de alimentación manejará hasta 2431scfm (3,5MMSCFD, 6566lb/h) de gas. Será un recipiente horizontal, tipo separador de filtro y ha sido diseñado para manejar el flujo multi-fase de gas y líquido (agua e hidrocarburos) generado continuamente por la transferencia de gas desde la tubería. Asimismo, tendrá capacidad para almacenar temporalmente el volumen de líquido que puede acumularse en la tubería (secciones bajas). Este volumen de líquidos o los residuos pueden ser causados por cambios en la velocidad del flujo del gas natural, producto de cambios de presión y temperatura, entre otros. El separador de filtro estará constituido por dos cámaras o secciones. La sección de entrada ha sido diseñada para eliminar líquidos por las paletas y la sección final tiene un medio filtrante para eliminar las partículas sólidas. El gas natural será tratado para adecuarlo para el procesamiento criogénico, eliminando el mercurio, CO₂ y H₂O. Se usará un transmisor de flujo térmico para medir y registrar el flujo de gas de entrada de la estación. Además, se contará con control de presión y temperatura y opcionalmente un cromatógrafo de gases para registrar continuamente los parámetros del proceso de entrada y la composición del gas que va a los módulos de tratamiento y licuefacción.

3.1.3 Módulo de licuefacción

Este módulo incluye el equipo necesario para licuar el gas tratado y producir GNL con la especificación de calidad requerida: Caja fría o Cold box, intercambiador de calor principal y válvula de expansión.

Intercambiador de Calor Principal:

El núcleo del módulo de licuefacción es el intercambiador de calor multipaso tipo aleta de aluminio. Todos los componentes de los núcleos del intercambiador de calor serán de aleación de aluminio, ensamblados mediante el proceso de soldadura al vacío. Proporciona un área suficientemente grande para transferir eficientemente calor del gas de alimentación al refrigerante. En el intercambiador de calor criogénico, el gas de alimentación será enfriado y adicionalmente condensado por la corriente del refrigerante del sistema de refrigeración. Por lo tanto, la corriente de gas va a la etapa de licuefacción entrando en el intercambiador de calor de GNL principal, se enfría y alcanza una temperatura de $-111,5^{\circ}\text{C}$ y finalmente se expande a través de una válvula de expansión a 33psia. Una temperatura de -161°C se logra después de esta expansión con el 96% del flujo másico licuado, esto será equivalente a producir al menos 30 000 galones por día de GNL. El 4% restante aproximadamente será de vapor de gas desprendido tico en nitrógeno.

3.1.4 Módulo del compresor de nitrógeno

Este módulo es parte del sistema de refrigeración, junto con el módulo compresor expansor. El sistema de refrigeración se basa en un proceso de nitrógeno en circuito cerrado. El ciclo consiste en dos etapas de compresión y una etapa de expansión. La primera etapa de la compresión está en el compresor principal de nitrógeno. La segunda etapa de compresión se produce en el turbo compresor expansor. Esta segunda etapa de compresión reduce la energía requerida para el compresor principal. Ambas etapas del compresor son seguidas por enfriamiento seco por aire de la corriente de nitrógeno, para eliminar el calor absorbido por el nitrógeno durante el proceso de compresión.

3.1.5 Módulo de nitrógeno compresor - expansor

El turbo compresor/expansor completa el equipo principal del nitrógeno en ciclo cerrado. Este equipo está compuesto de turbinas de compresión y expansión de rotor individual, con eficiencias adiabáticas de 77 y 87%, respectivamente. La disponibilidad de

energía será alrededor de 706 HP en las condiciones de operación de diseño. Esta unidad funciona a una velocidad de 43,273 rpm. El compresor aumenta la presión de flujo de nitrógeno, sin que sea necesario el consumo de energía adicional. La turbina de expansión permite la recuperación de la energía de presión de flujo de nitrógeno y al mismo tiempo enfría el nitrógeno a la temperatura requerida para lograr la licuefacción del gas natural. Aquí el ciclo de enfriamiento comienza de nuevo con la compresión de la corriente de nitrógeno en los compresores principales de refrigerante.

3.1.6 Módulo de energía

Estación de Generación eléctrica de 2 040 KW equipada con seis grupos electrógenos a gas natural de 340 KW cada uno, estación de generación eléctrica de emergencia de 576 KW equipada con dos grupos electrógenos a gas natural de 288 KW cada uno, otras facilidades: oficinas, taller de mantenimiento y estacionamiento de visitantes.

3.1.7 Módulo de enfriamiento

Este módulo es parte del sistema de refrigeración e incluye equipos para enfriar los flujos de nitrógeno caliente que fluyen desde cada etapa de nitrógeno del compresor principal y procedentes de la descarga del compresor booster de nitrógeno.

3.1.8 Compresores de aire para control de válvulas de instrumentación

Se contarán con compresores de aire para el accionamiento neumático de las válvulas de control e instrumentación.

3.1.9 Sistema de Almacenamiento de GNL

Se tiene proyectada la instalación de dos cubetos cada uno para tres tanques de almacenamiento horizontales de una capacidad de 60 m³ de volumen nominal cada uno. Cada tanque está construido por un depósito doble, un depósito interior de acero inoxidable

calidad 304, seguido por una capa de perlita, un espacio al vacío y la capa exterior de acero al carbono. Los tres tanques estarán ubicados en un cubeto estanco con capacidad para contener GNL en el caso de algún derrame.

3.1.10 Sistema de control de carga de GNL

Está diseñada de acuerdo con una filosofía de control distribuido. El Sistema de Control Distribuido (DCS) está diseñado para controlar todos los procesos. El sistema de control es capaz de realizar la adquisición de datos, lógica, control del circuito cerrado secuencial y la utilización de datos en tiempo real derivados de la instrumentación montada en la planta. Los equipos unitarios controlados por su propio PLC tales como el compresor principal. El sistema eléctrico también es controlado por el DCS. Remotamente, interruptores y motores son comandados y el estado de la operación es supervisada. Los valores eléctricos principales tales como la corriente, tensión y potencia también están disponibles para el operador.

3.1.11 Patio de maniobras de carga de GNL

Para el ingreso y salida de las cisternas criogénicas se utilizará el ingreso y salida de los vehículos pesados. Esta área estará separada de la estación de licuefacción por un cerco de malla, el cual no permitirá el ingreso de los conductores hacia la estación de licuefacción.

3.1.12 Sistema de válvulas y tuberías

Las tuberías para la sección de gas natural serán de acero al carbono SCH 40, calidad API 5L material ASTM A-53 grado B o similar. Los accesorios (codos, tees, etc.) serán de acero al carbono ASTM A234 o similar y dimensiones según ANSI/ASME B16.9 y B16.11, del mismo espesor que la tubería. Las válvulas servo comandadas, checks y accesorios que requieren ser montadas serán de acero al carbono, ASTM A105 y dimensiones según ANSI B16.5.

Las tuberías para las secciones de GNL serán de acero inoxidable calidad 304. Los accesorios (codos, tees, etc.) serán de acero inoxidable de la misma calidad de las tuberías o similar y de dimensiones según ANSI/ASME B16.9 y B16.11, del mismo espesor que la tubería. Las válvulas servo comandadas, checks y accesorios que requieren ser montadas serán de acero inoxidable y de dimensiones según ANSI B16.5.

3.1.13 Sistema de instrumentación

La estación de licuefacción de Gas Natural contará con catorce detectores de gases distribuidos de la siguiente manera: Seis, uno en cada tanque de almacenamiento de GNL. Siete en los módulos de la estación de licuefacción de GN. Uno en la estación de regulación y medición. Las instalaciones de la estación de licuefacción de gas natural contarán con tres pulsadores de parada de emergencia de restitución manual. Al actuar los pulsadores de parada y bloqueo de las válvulas de corte, se producirá el corte total de la energía eléctrica a todo equipo o elemento relacionado con las instalaciones de la estación de licuefacción de gas natural con excepción de la iluminación y sistema de detección: Dos en el interior de cada área del almacenamiento de GN. Uno en el exterior de la oficina (container metálico), Las instalaciones de la estación de licuefacción de gas natural contarán con dispositivos de alivio. Contarán con válvulas de cierre rápido y de control remoto para aislar la instalación de la estación de licuefacción de gas natural y cortar el suministro de gas en caso de alguna emergencia.

3.1.14 Sistema de seguridad

Los extintores contra incendio portátiles serán impulsados por cartucho externo, cuyo agente extintor será de múltiple propósito del tipo ABC, Polvo químico seco a base de monofosfato de amonio al 75% de fuerza y con una certificación U.L no menor a 20A:80BC. Se contará con tres extintores de 12kg., tipo ABC, triclase de Polvo químico seco, ubicados uno en el exterior de la oficina, uno en el puesto de control y uno en el taller de mantenimiento. Adicionalmente se contará con dieciséis extintores rodantes ABC,

triclase de polvo químico seco presurizado de 100kg. en el exterior del área de almacenamiento de GNL de la Planta de licuefacción de gas natural.

Su justificación y cálculo según la norma NFPA 59A, se indican a continuación en la tabla 5:

Tabla 4

Cálculo de la justificación de extintores

Descripción	Capacidad
Volumen de GNL en m ³	360 m ³
Densidad	428,1 kg/m ³
Peso total	154 116 kg
Requerimiento de Polvo Químico	1 550 kg

Nota: Adaptado de (Fuente Lantera Energy).

Como se observa, se requieren dieciséis extintores de 100 kg cada uno, lo que hace un total de 1 600 kg de polvo químico seco. Además, contará con un extintor de dióxido de carbono de 7,5 kg de capacidad ubicado en el exterior de transformador principal de 480V/4,16kV, un extintor de dióxido de carbono de 7,5kg de capacidad ubicado en el exterior del módulo de poder para tableros eléctricos y ocho extintores de dióxido de carbono de 7,5kg de capacidad para los grupos electrógenos.

3.1.15 Sistema de protección con la instalación de pozos a tierra para la puesta a tierra de todos los equipos de la estación y de pararrayos

Todas las instalaciones dentro del predio de la estación de licuefacción de gas natural como son: estructuras metálicas, columnas de iluminación, tableros eléctricos, motores, equipos, barreras de seguridad intrínseca, etc., serán eficientemente conectados a tierra a efectos de eliminar corrientes estáticas u otro tipo de problemas eléctricos. El sistema está constituido por pozos de tierra. En todos los casos, la resistencia del sistema con respecto a tierra será como máximo de 5 ohm y de 1 ohm para seguridad intrínseca para GNL. Este pararrayos contará con un dispositivo de cebado (PDC) electrónico, que

garantiza una mayor altura del punto de impacto del rayo (h=10,50ml), aumentando así el área de cobertura y facilitando la protección de grandes áreas, simplificando y reduciendo costos de instalación, el cual tendrá un radio de acción de 80,00ml cubriendo toda la estación.

Tabla 5

Capacidad de Almacenamiento de GNL (en metros cúbicos)

Módulo Contenedor de GNL N°	Contenedores con Arreglo Vertical		Capacidad (Metros Cúbicos)
	Compartimentos	Metros Cúbicos	
1	1	60	60
2	1	60	60
3	1	60	60
4	1	60	60
5	1	60	60
6	1	60	60
Total, GNL			360

Nota: Adaptado de (Fuente Lantera Energy).

Tabla 6

Riesgo en la Isla de carga de GNL

Isla N°	Bomba Criogénica para carga	Atiende por:		Número de mangueras GNL
		Dos Lados	Un lado	
1	1	---	Sí	1

Nota: Adaptado de (Fuente Lantera Energy).

Tabla 7

Tipo de Servicios adicionales y requisitos

Requisitos de Gestión de Riesgo	Folios de la Ingeniería de Riesgos
Copia simple de la partida registral donde obre la Constitución Social de la empresa. Copia simple del Certificado de Vigencia de Poderes del representante legal o apoderado, expedido dentro de los seis (6) meses previos a la presentación de la solicitud ante el OSINERGMIN. Copia simple del documento de identidad vigente del representante legal.	365 al 370, 372, 374, 375
Declaración jurada de Fiel Cumplimiento de las condiciones técnicas y de seguridad aplicables en el Diseño de la Estación de licuefacción	363

Memoria descriptiva y riesgos	504303; 003 ³ al 016 ² , 017 ² al 038 ² , 039 ² al 048 ² , 128 ² , 151 ³ al 162 ³ , 130 ³ al 135 ³
Estudio de riesgos	073 ⁴ al 149 ⁴
Especificaciones Técnicas de construcción y materiales	021 al 072, 193 al 195; 077 ² al 105 ² , 049 ³ al 101 ³ , 102 ³ al 126 ³
Planos del proyecto de construcción de Planta - CAPEX	
Plano de Situación en escala 1:5000	001 ⁵
Plano de Ubicación en escala 1:500	001 ⁵
Plano de Distribución en escala 1:100	002 ⁵

Nota: Adaptado de (Fuente Lantera Energy).

3.3 Parámetros Técnicos:

Se refiere a la complejidad y eficiencia del proceso. Se encuentra integrado por los siguientes sub-parámetros:

- Tipo de intercambiador criogénico
- Tipo de compresor / accionador
- Tipo y cantidad de refrigerante
- Números de ciclos de refrigeración
- Eficiencia Térmica Global (%)
- Disponibilidad de refrigerante

3.4 Parámetros de Madurez:

Considera los años en operación de la tecnología, la cantidad de plantas en el mundo con capacidades óptimas.

3.5 Rango de Interés del Proyecto:

Está integrado por los siguientes sub-parámetros:

Años de operación

Número de plantas instaladas

Capacidad máxima por tren instalado (MMTMA)

Capacidad total instalada (MMTMA)

Capacidad por tren proyectada (MMTMA)

Parámetro de constructividad, integrado por los siguientes sub-parámetros: requerimientos de servicios especiales.

Parámetro económico, integrado por los siguientes sub-parámetros: CAPEX (MMUS\$).

Índices de rentabilidad

Parámetro de ambiente y seguridad. Considera el grado o nivel de seguridad integral en las instalaciones, personal a terceros y al ambiente.

Parámetro de tiempo de ejecución de la ingeniería de detalle, procura y construcción (IPC), considera el tiempo medido en meses que se llevará en realizar la ingeniería de detalle, la procura y la construcción.

Parámetro de flexibilidad

Comercial del licenciante

Flexibilidad operacional

Parámetro de preferencias nacionales, se refiere a la participación que tendrían empresas consultoras de ingeniería nacionales durante la fase del IPC.

3.6 Simulación básica de los riesgos de los procesos:

Las premisas para seguir la realización de las simulaciones de las operaciones seleccionadas fueron:

Se empleó la herramienta de simulación Hysys versión 2006. Dentro de las ecuaciones de estado a estudiar para evaluar los procesos se seleccionaron: PR, PRSV y BWRS. La validación del método termodinámico se realizó con los datos de la empresa TECHNIP. Ledesma (2008)

Los datos empleados en la validación y selección del método termodinámico son:
El gas natural debe tener 34°C y 66,5 bar (a), con un flujo de 800 MMPCED (40 000 kgmol/h) y la composición química. Ledesma (2008)

$$N_2 = 4,0 \%$$

$$CH_4 = 87,5 \%$$

$$C_2H_6 = 5,5 \%$$

$$C_3H_8 = 2,1 \%$$

$$C_4H_{10} = 0,3 \%$$

$$C_5H_{12} = 0,5 \%$$

$$C_6H_{14} = 0,1 \%$$

Las condiciones de salida del GNL son: 5,5 MMTMA, - 148,1 °C y 1 MPa, con un flujo de la mezcla refrigerante de 1 143 960 kg/h y una composición molar igual a:

$$CH_4 = 42,60 \%$$

$$C_2H_6 = 42,87 \%$$

$$C_3H_8 = 11,64 \%$$

$$N_2 = 2,89 \%$$

Se elaboraron modelos de simulación para cada opción. Paradowski (2008). Se especificó el método termodinámico seleccionado.

Se identificaron todos los equipos con sus respectivas corrientes y condiciones de proceso. El gas natural por procesar en la planta de licuefacción, para la evaluación de cada opción, es de 783,6 MMPCED. La producción de la planta de licuefacción es de 4,7 MMTMA de GNL. Se asumió que el gas está previamente acondicionado.

Las condiciones de entrada del gas natural de alimentación son las siguientes: 21°C y 66 bar (962 psia). Las condiciones finales del gas natural licuado deben estar lo más próximas a -162°C y 1 bar (14.7 psi).

Se manejó un flujo de corriente pobre y otro de corriente rica para realizar estudios de sensibilidad a los procesos, pero para la simulación general se tomó el promedio de las dos corrientes.

Tabla 8

Composición del gas natural a evaluar

Componentes	Composición		
	Pobre	Promedio	Rico
N ₂	0,000	0,000	0,030
CO ₂	0,000	0,000	0,010
H ₂ S	0,000	0,000	0,000
CH ₄	0,986	0,977	96,720
C ₂ H ₆	0,008	0,014	2,030
C ₃ H ₈	0,004	0,006	0,850
C ₄ H ₈	0,001	0,001	0,130
C ₄ H ₁₀	0,001	0,002	0,200
C ₅ H ₁₀	0,000	0,000	0,020
C ₅ H ₁₂	0,000	0,000	0,010

Nota: Adaptado de (Fuente Lantera Energy).

3.7 Evaluación Económica:

La rentabilidad del proyecto se basó en los cálculos de los índices de rentabilidad, considerando los ingresos y egresos del proyecto. El análisis económico de las diferentes opciones fue realizado en el Sistema de Evaluaciones Económicas. Las premisas empleadas fueron:

Tabla 9*Inversión asociada a las opciones 1 y 2, para una planta de 6MMTMA de GNL*

	Opción 1	Opción 2
Producción GNL (MMTMA)	6,21	0,000
Total Instalaciones (US\$)	1 228 152 189	1 284 973 623
Total del Proyecto (\$)	1 344 184 959	1 403811 918

Nota: Fuente (Los autores).

Como las inversiones se encuentran desactualizadas, se realizó un cálculo lineal de cada opción, tomando como base US\$ 7 258 647 182 de dos trenes de licuefacción con capacidad de 9,4 MMTMA del estudio realizado en el 2008. (Gonzalez y Fang 2003)

Para la opción 3 se consideró un valor referencial obtenido de un trabajo realizado por la empresa Statoil. LNG World (2007). La inversión asociada a esta planta (4,3 MMTMA) fue MMUS\$ 4 800 en agosto 2005.

En este caso, se consideró una reducción de MMUS\$ 1 158 asociados a los procesos de acondicionamiento del gas natural; por lo que la inversión considerada corresponde a MMUS\$ 3 641.65.

Se consideró un valor del poder calorífico del GNL de 1023 BTU/PCE, a fin de mantener la base del estudio del mercadeo de GNL. (Merlin Associates 2007)

Los costos asociados a la Operación y mantenimiento de la planta fueron obtenidos tomando como referencia los porcentajes asociados al Capex, indicados en el estudio anteriormente mencionado, tal como se presenta en la tabla.

Tabla 10*Costos de Operación y Mantenimiento de una Planta de Licuefacción de GNL*

	%Capex
Personal de Operaciones	0,24
Personal de Mantenimiento	1,95
Materiales de proceso	0,15
Materiales de Marina	0,30
Materiales de Mantenimiento	0,18
Servicios Técnicos	0,14
Administración General	0,25
Seguro de Operaciones	0,04
Otros	0,30
Total	3,55

Nota: Fuente (Los autores).

3.8 Matriz Comparativa:

Se procedió a realizar una matriz de decisión técnica para evaluar estas tecnologías, considerando criterios de selección y asignándole un valor cualitativo que permitió ponderar y seleccionar la mejor alternativa. Se procedió de la siguiente forma:

Se colocaron los parámetros en la matriz de forma vertical y las opciones de forma horizontal. Se realizó la distribución de pesos correspondiente a los parámetros principales, de acuerdo con el grado de complejidad de cada uno de esto según el criterio obtenido por el grupo evaluador.

Para la distribución de los pesos de los sub-parámetros se le asignó un valor del 0 al 1, donde uno (1) es el valor más favorable, hasta que la suma total de los mismos sea uno (01). Se evaluó cada opción según los criterios de evaluación establecidos. La escala empleada varió del 0 al 3 donde 3 corresponde al mejor valor. La calificación se realiza al nivel de sub-parámetros y con ello se calcula el puntaje ponderado para el parámetro principal.

Para obtener el puntaje de cada uno de los parámetros principales y secundarios se multiplicó la calificación dada al sub-parámetro por el peso ponderando al mismo y por el peso establecido del parámetro principal. Se realizó con cada parámetro el paso anterior y al final se sumaron todos los puntajes. Se seleccionó la opción con el mayor puntaje.

3.9 Área de Influencia de la Planta de Licuefacción de Gas Natural:

La Planta de Licuefacción de Gas Natural Paita se encuentra ubicado en una parcela de 12,200 m². Esta área comprende dos zonas principales: la Estación de Licuefacción, que ocupa 8,977.23 m², y la Estación de Carga de GNL, que abarca 3,222.77 m² del terreno total.

3.9.1 Área de Influencia Directa (AID)

El Área de Influencia Directa del proyecto está delimitada por el perímetro del terreno. Este espacio se caracteriza por ser un terreno eriazo, sin vegetación densa ni presencia significativa de fauna, lo que refleja una influencia ambiental directa limitada a la instalación y sus operaciones inmediatas.

3.9.2 Área de Influencia Indirecta (AII)

Para el Área de Influencia Indirecta, se establece una extensión de 20,028.69 m² alrededor del proyecto. Esta área incluye terrenos adyacentes y una vía privada utilizada actualmente como acceso. La influencia indirecta contempla potenciales efectos ambientales o sociales como el movimiento de tierras, la emisión de ruidos durante la construcción y operación, y la dispersión de material particulado.

Además, se considera una medida de seguridad que abarca una distancia radial de 50 metros desde puntos de emanación de gases, según lo establecido por regulaciones

locales. Este margen incluye una parte del terreno erizado adyacente, asegurando que las actividades del proyecto no afecten significativamente áreas pobladas o ecosistemas sensibles cercanos.

3.10 Metodología de Evaluación de Riesgos en una Planta de Licuefacción de Gas Natural:

El Estudio de Riesgos de Seguridad (ERS) para la Estación de Licuefacción de Gas Natural emplea una combinación de metodologías analíticas para identificar, analizar y evaluar los riesgos asociados con la operación. Las metodologías seleccionadas son:

3.10.1 HAZOP (Hazard and Operability Study):

Utilizado para identificar posibles desviaciones en el proceso a través de un análisis sistemático de cada etapa del proceso. HAZOP es eficaz en sistemas con flujos y operaciones predecibles, haciendo que sea especialmente adecuado para los equipos estandarizados como los Cryobox y Cryotruck.

3.10.2 LOPA (Layer of Protection Analysis):

Complementa el HAZOP al proporcionar un método cuantitativo para evaluar los riesgos identificados y la efectividad de las capas de protección existentes. Esta técnica es esencial para comprender la probabilidad y severidad de los incidentes potenciales.

3.10.3 Método "What if?":

Aplicado para evaluar redes y suministros en campo, esta técnica es exploratoria y se adapta bien a condiciones operativas variables y escenarios no completamente definidos. Permite la inclusión de un amplio rango de suposiciones y adaptaciones basadas en la experiencia operativa.

De acuerdo con los temas a presentar en este informe, se divide en Selección de la Metodología y la Descripción y justificación de la Técnica. Cada sección aborda aspectos cruciales del proceso de análisis de riesgos para la Estación de Licuefacción de Gas Natural.

Para el análisis y evaluación de los riesgos se utilizan técnicas en concordancia con el Anexo A y B de la Resolución Directoral N° 129-2021-MINEM/DGH, dichas técnica están listadas en el numeral 5.2 del Anexo A y su contenido detallado en el Anexo B.

3.11 Criterios de Aceptabilidad del Riesgo:

- Los criterios de aceptabilidad del riesgo son los planteados en el numeral 19.10 de la NFPA 59 A Norma para la Producción, Almacenamiento y Manipulación del Gas Natural Licuado (GNL), especificados en la figura 7:

Figura 7

Criterios de frecuencia y aceptabilidad del Riesgo Individual o Fatalidad

Table 19.10.1(a) Criteria for Tolerability of Individual Risk (IR) of Fatality	
Criterion Annual Frequency	Permitted Developments
Zone 1 $IR > 5 \times 10^{-5}$	All land uses under the control of the plant operator or subject to an approved legal agreement
Zone 2 $3 \times 10^{-7} \leq IR \leq 5 \times 10^{-5}$	General public areas excluding sensitive establishments*
Zone 3 $IR < 3 \times 10^{-7}$	No restrictions

*Sensitive establishments are institutional facilities that might be difficult to evacuate. Examples include, but are not limited to, schools, daycare facilities, hospitals, nursing homes, jails, and prisons.

Nota: Fuente (NFPA 59 A, 2019)

Figura 8

Criterios de frecuencia y aceptabilidad del Riesgo Individual o daño irreversible

Table 19.10.1(b) Criteria for Tolerability of Individual Risk (IR) of Irreversible Harm	
Criterion Annual Frequency	Permitted Developments
Zone 1 $IR > 5 \times 10^{-4}$	All land uses under the control of the plant operator or subject to an approved legal agreement
Zone 2 $3 \times 10^{-6} \leq IR \leq 5 \times 10^{-4}$	General public areas excluding sensitive establishments*
Zone 3 $IR < 3 \times 10^{-6}$	No restrictions

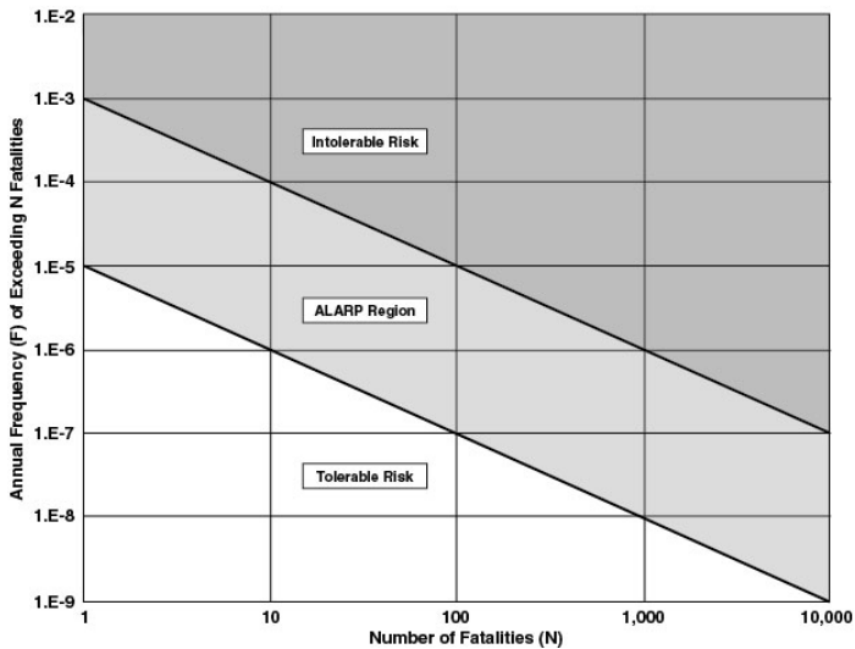
*Sensitive establishments are institutional facilities that might be difficult to evacuate. Examples include, but are not limited to, schools, daycare facilities, hospitals, nursing homes, jails, and prisons.

Nota: Fuente (NFPA 59 A, 2019)

Los criterios de aceptabilidad social se especifican en la figura 9.

Figura 9

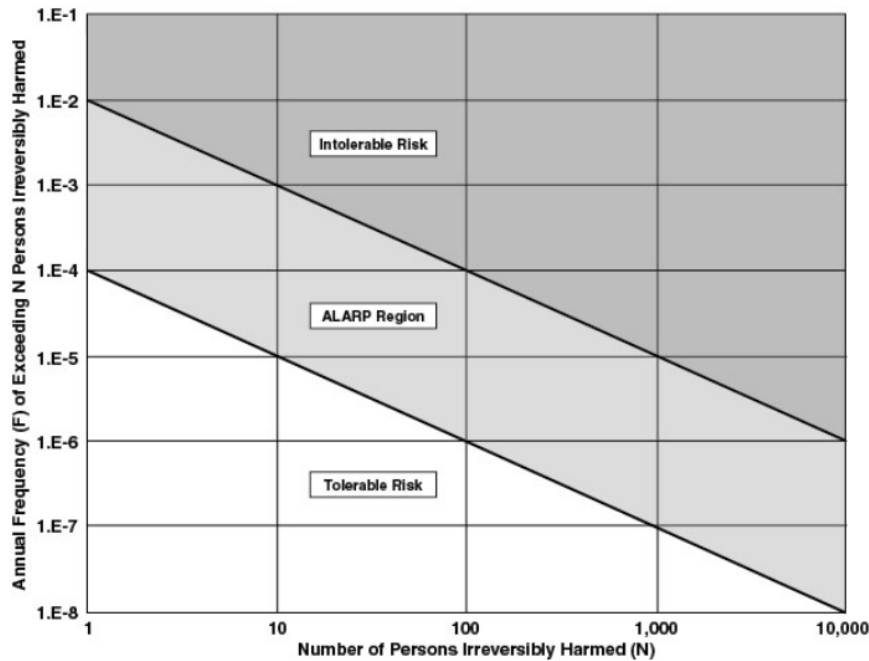
Zonas De Aceptabilidad, No Aceptabilidad y ALARP vs Número de fatalidades



Nota: Fuente (NFPA 59 A, 2019)

Figura 10

Zonas De Aceptabilidad, No Aceptabilidad y ALARP vs Daños irreversibles



Nota: Fuente (NFPA 59 A, 2019)

3.12 Actividades e Instalaciones de Hidrocarburos:

Se presenta una secuencia resumida de operaciones dividida en varias etapas clave, desde la recepción del gas natural hasta su despacho en forma licuada. A continuación, se describe el proceso:

Recepción de GNA (Gas Natural Anhidro): El proceso comienza en la sección de recepción, donde el gas natural anhidro (GNA) es introducido a la instalación. Aquí, el GNA es probablemente sometido a controles de calidad y mediciones de caudal antes de ser enviado a la siguiente fase.

Preparación: En esta etapa, el GNA recibido pasa por procesos de preparación en el equipo denominado ZPTS, incluye filtración, eliminación de impurezas, ajuste de la presión y la temperatura.

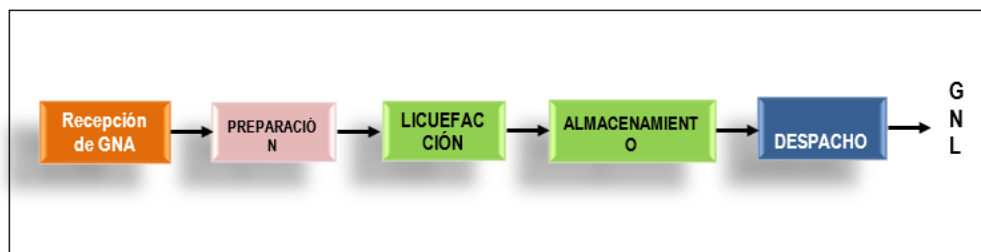
Licuefacción: El gas natural preparado se envía a la estación de licuefacción, donde se encuentra con una serie de equipos denominados CRYO (1003, 1004 y 1005), que representan diferentes líneas o módulos de licuefacción. Estos equipos están diseñados para enfriar y condensar el gas natural a temperaturas extremadamente bajas, transformándolo en gas natural licuado (GNL).

Almacenamiento: Una vez licuado, el GNL se almacena en instalaciones de almacenamiento específicas diseñadas para mantener el gas a las temperaturas y presiones necesarias para conservar su estado líquido (Isotanques).

Despacho: Finalmente, el GNL almacenado es enviado a la estación de carga, donde es transferido a medios de transporte como camiones cisterna criogénicos (identificados como MTF 1 y MTF 2 en el diagrama), para su distribución a los puntos de uso o comercialización.

Figura 11

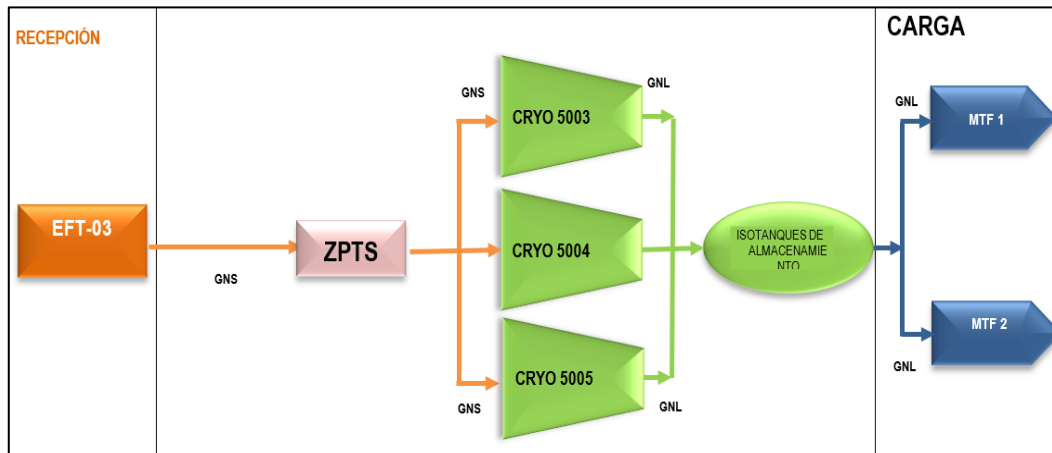
Secuencia de Operaciones para el procesamiento de GNL



Nota: Fuente (Olympic, 2023)

Figura 12

Diagrama de Flujo de Operaciones para el procesamiento de GNL



Nota: Fuente (Olympic, 2023)

3.13 Bases de diseño y normas utilizadas:

La base normativa se compone de estándares internos de la empresa, complementados con normas de la industria como las de ASME para recipientes a presión y API para equipos de petróleo y gas. Galileo Technologies cumple con procedimientos detallados para garantizar la seguridad, la fiabilidad y el rendimiento óptimo del equipo.

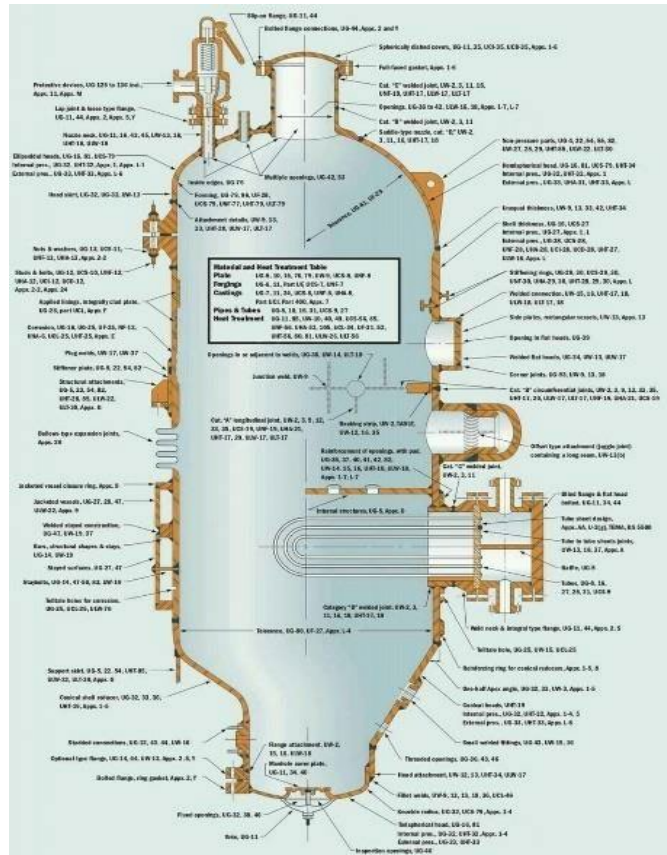
NFPA 59A: Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL): Proporciona requisitos para la protección contra incendios y sistemas de seguridad.

Recipientes a presión: Diseñados de acuerdo con las normas del código ASME (American Society of Mechanical Engineers), que asegura la integridad estructural y la seguridad.

La imagen muestra las diversas normas aplicables a un recipiente a presión según ASME, incluyendo detalles como:

Figura 13

Normas aplicables a un recipiente a presión según ASME



Nota: Fuente (Olympic, 2023)

- Conexiones con bridas y juntas soldadas o roscadas.
- Tipos de cabezales y cubiertas, como semiesféricos o con formas especiales.
- Requisitos para aberturas, refuerzos y accesorios como boquillas y patas de soporte.
- Especificaciones de materiales y tratamientos térmicos para placas, forjados, fundiciones, tuberías y tubos.
- Diseño de juntas soldadas y tolerancias dimensionales.
- Elementos estructurales como faldones de soporte, anillos de refuerzo y elementos internos.

Tuberías de acero al carbono e inoxidable: Las tuberías y componentes de recipientes a presión de GNL son diseñados de acuerdo a ASME, se según lo indicado en la sección 10.2.1 de la NFPA 59A7 que indica que las tuberías que forman parte de recipientes de GNL. Las tuberías ente recipientes interiores y exteriores son construidas de acuerdo con la Sección VIII del ASME “Boiler and Pressure Vessel Code” o el ASME B 31.3, tuberías de proceso. Por consiguiente, todas las tuberías de cumplen con el ASME B.31.3.

De otro lado, para el caso de tuberías asociados a almacenamiento de GLP, se han construido de acuerdo a lo indicado en el artículo 51 del Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 051-93-EM el cual precisa que la norma aplicable es ASME B.31.3

Procedimientos de Certificación de Materiales Empleados: Los materiales utilizados en la fabricación de tuberías deben cumplir con las normas internacionales como AISI (American Iron and Steel Institute), ASME (The American Society of Mechanical Engineers), ASTM (American Society for Testing Materials), API (American Petroleum Institute), entre otras. Los materiales como el acero al carbono y el acero inoxidable deben estar certificados bajo estas normas para asegurar que cumplan con los requisitos de resistencia y durabilidad necesarios para el servicio designado.

Límites de Tolerancia a la Corrosión: Se establecen diferentes tolerancias de corrosión dependiendo del tipo de material y de la clasificación de la tubería: Acero al Carbono para Usos Corrosivo y Letal: Clases #150 RF, #300 RF y #600 RF con tolerancias a la corrosión de 30%, 50% y 100%, respectivamente. Acero Inoxidable para Servicios Corrosivos: Clases #150 RF, #300 RF y #600 RF con tolerancias a la corrosión de 30%, 50% y 100%, respectivamente.

Recubrimientos a Emplear: Pintura Poliuretano en tuberías de Acero al carbono. Acero inoxidable AISI 304 en juntas, enfoque en la resistencia a la corrosión para componentes críticos.

Bases de Diseño: Las tuberías están diseñadas para soportar las condiciones específicas de operación que incluyen límites de presión y temperatura según la clasificación de la tubería. Por ejemplo, para servicios de baja temperatura con acero al carbono, las tuberías manejan temperaturas desde -46°C con presiones específicas detalladas según la clasificación. Las bases de diseño también incluyen la adherencia a los estándares establecidos por ASME, ASTM para garantizar la seguridad y eficacia operativa.

3.14 Descripción detallada de los procesos, operaciones e instalaciones involucradas:

Recepción de Gas Natural (Plano P&ID Diagram Plant – 4159-PID-PR-004 Rev. 4). Describe, en detalle, el tramo comprendido desde el punto de entrega aguas abajo de la estación de fiscalización hasta el ingreso al equipo ZPTS; comprende la válvula de corte ESD, acometida de gas combustible para la generación eléctrica y acometida de gas combustible para calentador de aceite.

Licuefacción de Gas Natural (Plano P&ID Diagram Plant – 4159-PID-PR-004 Rev. 4). Describe, en detalle, el proceso comprendido desde el ingreso de gas natural a los equipos ZPTS hasta las tuberías de GNL que van hacia los isotanques. Esta etapa comprende los procesos complementarios de preparación del gas para licuefacción (columnas de adsorción de zeolita), la licuefacción del Gas Natural (en el paquete de generación CryoBOX LNG que se componen de una sección de generación de gas natural comprimido GNC, unidades de intercambio de calor, sección de generación de gas natural licuado GNL y circuito de refrigeración de propano), la Combustión de Gas Natural en los

motores de los Cryobox (utilizando una red de distribución desde la estación de medición, y parte del gas residual del proceso de licuefacción), el Circuito de Propano (el sistema de refrigeración será un ciclo cerrado de compresión de vapor utilizando GLP como fluido de trabajo), el Circuito de Aire para Instrumentación (conformado por un compresor reducido consumo energético y una red de tuberías de aire hasta los instrumentos que lo requieran para su funcionamiento)

Almacenamiento de GNL (Plano P&ID Diagram Plant – 4159-PID-PR-004 Rev. 4). Para el almacenamiento se instalarán un Skid de 04 isotanques de capacidad de 43.5 m³ cada uno. El GNL producido en los Cryobox, ingresa a los Isotankes los cuales se encuentran interconectados mediante colectores. Cada Isotankes es controlado de forma independiente por el sistema de administración de carga ubicado en la MTF. En la bahía de Isotankes se instala detección de presencia de gas. En caso de detección de gas, automáticamente se realiza el cierre de las válvulas de Isotankes.

Carga de GNL Plano P&ID Diagram Plant – 4159-PID-PR-004. La carga de GNL se realiza en la Estación de carga, la cual está conformada por dos islas de carga con equipos dispensadores de GNL, contando con un set de carga predeterminada que permite el llenado de GNL a la cisterna.

Figura 14

Estación de carga de GNL con cisternas



Nota: Fuente (Olympic, 2023)

3.15 Hojas de Datos de Seguridad de los materiales:

Según la información detallada en las MSDS, los riesgos más significativos están asociados con la inflamabilidad extrema y las propiedades criogénicas del Gas Natural Licuado (GNL) y del Gas Natural, así como con la presión y la inflamabilidad del Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Además, se toman precauciones con respecto a la toxicidad de ciertos refrigerantes y anticongelantes, que, aunque no son inflamables, presentan riesgos para la salud y el medio ambiente.

Tabla 11

Resumen de las Hojas de Seguridad

Material	Uso	Peligros asociados	Medidas
Gas Natural Licuado	Producto Resultante de un proceso	Gas extremadamente inflamable	Medios adecuados de extinción: PQS (BC Purple K, PQS (ABC)
		Contiene gas refrigerado, puede provocar quemaduras o lesiones criogénicas	Medios no adecuados de extinción por razones de seguridad: Chorros de agua potentes
Gas Natural	Producto para procesar	Gas extremadamente inflamable	En caso de incendio, cortar la alimentación de gas
		Contiene gas a presión: peligro de explosión en caso de calentamiento	Medios de extinción adecuado: Dióxido (CO ₂). Producto químico en polvo. ABC-polvo. Agua pulverizada.
			Medios de extinción que no deben utilizarse por razones de seguridad: Chorro de agua potente. Espuma
Gas Licuado de Petróleo	Proceso	Gas extremadamente inflamable	Medidas de extinción: Agua pulverizada, polvo químico, CO ₂
		Contiene Gas a presión; puede explotar si se calienta	Contraindicaciones: NO UTILIZAR NUNCA CHORRO DE AGUA DIRECTO
		Los vapores forman mezclas explosivas con el aire	
Thermguard		Toxicidad en órganos por exposición frecuente, nocivo en caso de ingestión	Medios de extinción adecuados Espuma resistente al alcohol, polvo, dióxido de carbono (CO ₂) Medios de extinción inadecuados, no utilizar chorro de agua porque propaga el fuego.
Puma Natural Gas	Lubricante	Puede provocar una reacción cutánea alérgica – categoría 1	Medios de extinción apropiados: Utilizar agua, polvo químico, espuma o neblina de agua. Utilizar el producto acorde a los materiales. Medios de extinción

			no recomendados: Chorros directos de agua en el líquido en llamas.
Mobil SHC 629	Aceite de circulación	La inyección a alta presión bajo la piel puede causar daños graves. Exposición excesiva puede ocasionar irritación a los ojos, a la piel o irritación respiratoria	Medio de extinción adecuado: Use niebla de agua, espuma, químico seco o dióxido de carbono (CO2) para extinguir las llamas Medio de extinción inadecuado: Corrientes directas de agua
Shell Tellus S2 M68	Aceite Hidráulico	No está clasificado como un peligro físico según los criterios del sistema armonizado mundial (GHS)	Medios de extinción apropiados: Espuma, agua pulverizada o en forma de neblina. Puede usarse polvo químico seco, dióxido de carbono, arena o tierra solamente para incendios pequeños Medios de extinción no apropiados: No se debe echar agua a chorro.
Shell Long life coolant	Líquido refrigerante	Toxicidad aguda (oral). Categoría 4 Toxicidad para la reproducción, Categoría 2 Toxicidad específica en determinados órganos – Exposiciones repetidas, Categoría 2	Medios de extinción apropiados: agua pulverizada, polvo químico seco, espuma resistente al alcohol, dióxido de carbono Medios de extinción no apropiados: No se debe echar agua a chorro
Mobil Vactra Oil N°2	Base Lubricante	Este material no es peligroso de acuerdo con las guías regulatorias	Medio de extinción adecuado: Use niebla de agua, espuma, químico seco o dióxido de carbono (CO2) para extinguir las llamas. Medio de extinción inadecuado: Corrientes directas de agua
Hidráulico 68	Aceite lubricante	Líquido combustible	Medios de extinción: Espumas, polvo químico, CO2 No utilizar nunca chorro de agua directo
JD Cool Gard II	Anticongelante	Nocivo por ingestión Irrita los ojos y la piel	Medios de extinción apropiados: CO2, polvo extintor o chorro de agua rociada. Combatir incendios mayores con espuma resistente al alcohol o con chorro de agua rociada conteniendo tensioactivo Medios de extinción no apropiados: Agua a pleno chorro
Mobil Pegasus 805	Aceite de motor	No clasificado, no se conoce peligros	Medios de extinción apropiados: CO2, polvo químico seco, agua pulverizada o espuma Medios de extinción no apropiados: Agua a pleno chorro
Coolant ELC 50/50	Refrigerante anticongelante	No clasificado, no se conoce peligros	Medios de extinción apropiados: CO2, polvo químico seco, agua pulverizada o espuma Medios de extinción no apropiados: Agua a pleno chorro
Mobil DTE 20 Ultra Series	Aceite Hidráulico	No clasificado, no se conoce peligros	Medios de extinción apropiados: CO2, polvo químico seco, agua pulverizada o espuma Medios de extinción no apropiados: Agua a pleno chorro

Nota: Elaboración propia, adaptado de (Fuente Lantera Energy, 2021).

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

Las publicaciones especializadas académicas y científicas en la licuefacción de gas natural reportan que, a lo largo de la cadena de valor del negocio de gas natural licuado, existen riesgos específicos, los cuales son mitigables, en la medida en que los conceptos y tecnologías sean conocidas y probadas respectivamente. Las tecnologías no probadas mantienen riesgos específicos que solo serán superados a partir del momento en que las mismas hayan sido probadas satisfactoriamente.

Esta es una de las razones principales por lo cual se decidió para este estudio, considerar solo aquellas tecnologías que han comprobado su buena operación comercialmente y de una manera integrada.

Las tecnologías para la licuefacción del gas natural se agrupan de acuerdo con el número de ciclos de refrigeración que tenga el proceso como tal, en: Procesos de ciclo sencillo, Procesos de ciclo doble y Procesos de ciclo triple.

Se obtuvo una lista de tres (03) tecnologías (a las que se le aplicó la matriz de evaluación) que cumplieron con estos criterios:

Opción 1. Proceso de mezcla de refrigerantes con preenfriamiento de propano de dos ciclos.

Opción 2. Proceso en cascada optimizado de tres ciclos

Opción 3. Proceso en cascada con mezcla refrigerante de tres ciclos

De ahora en adelante los procesos se nombrarán Opción 1, Opción 2 y Opción 3

4.1 Análisis y Evaluación de Riesgos

4.1.1 Peligros Generales del Gas Licuefactado:

Características del Gas Natural: El gas natural es un combustible compuesto por un conjunto de hidrocarburos livianos, el principal componente es el metano (CH₄).

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

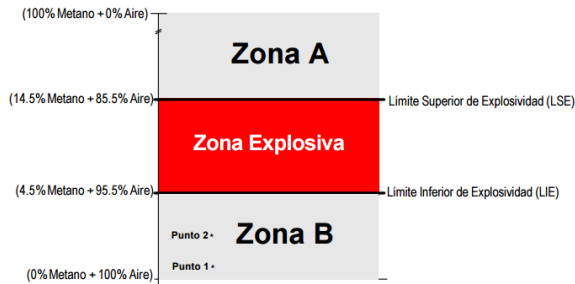
Debe manejarse a la intemperie o en sitios abiertos a la atmósfera para conseguir la inmediata disipación de posibles fugas. Se deberá evitar el manejo del gas natural en espacios confinados ya que desplaza al oxígeno disponible para respirar. Su olor característico, por el odorífico utilizado, puede advertirnos de la presencia de gas en el ambiente; sin embargo, el sentido del olfato se perturba, a tal grado, que es incapaz de alertarnos cuando existan concentraciones potencialmente peligrosas.

- Peligros de explosión e incendio
- Punto de Flash: -220.0°C
- Temperatura de autoignición: 650°C
- Límites de explosividad: Inferior 4.5% / Superior 14.5%

Zonas A y B: En condiciones ideales de homogeneidad, las mezclas de aire con menos de 4.5% y más de 14.5% de gas natural no explotarán, aún en presencia de una fuente de ignición, sin embargo, en condiciones prácticas, deberá desconfiarse de las mezclas cuyos contenidos se acerquen a la zona explosiva. En la Zona Explosiva solo se necesita una fuente de ignición para desencadenar un incendio o explosión.

Figura 15

Zonas de Explosividad de la mezcla de Aire-Metano

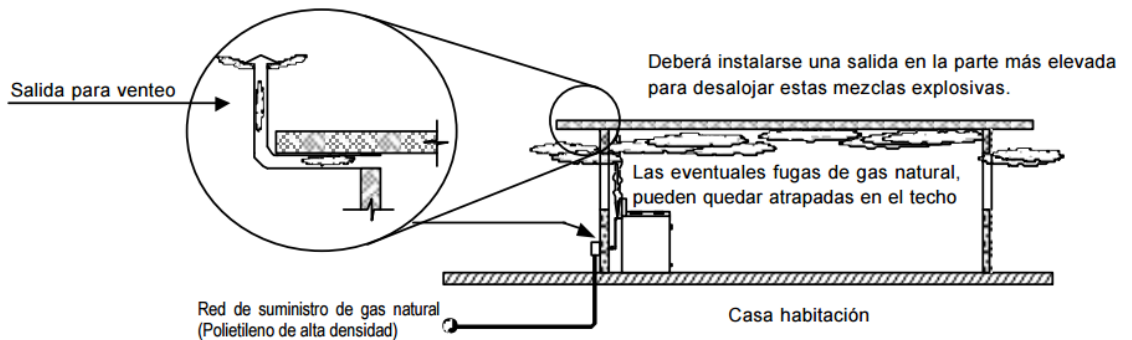


Nota: Fuente (Olympic, 2023)

Se requiere que el personal que trabaja con gas natural sea entrenado apropiadamente en los procedimientos de manejo y operación, de acuerdo con las normas aplicables. La instalación y mantenimiento de los sistemas y recipientes debe realizarse por personas calificadas y entrenadas.

Figura 16

Red de Suministro de Gas Natural con polietileno de alta densidad



Nota: Fuente (Olympic, 2023)

El gas natural y las mezclas de éste con el aire ascenderán rápidamente a las capas superiores de la atmósfera; en ciertas concentraciones son explosivas. En una casa,

habitación, o techumbre industrial, una fuga de gas natural asciende hacia el techo, y si ésta no tiene salida por la parte más alta, se quedará atrapada como se muestra en los dibujos (abajo), parte del gas sale por las ventanas y Zona Explosiva. Las mezclas del gas natural con aire en concentraciones entre 4.5 % y 14.5 % son explosivas, solo hará falta una fuente de ignición para que se desencadene una violenta explosión. 5/8 puertas hacia la atmósfera exterior, y otra parte se queda “atrapada” en la parte inferior del techo y en el momento en que se produzca alguna chispa (al energizar algún extractor, ventilador o el alumbrado) se producirá una violenta explosión.

Peligros Generales de GNL: El gas natural es uno de los combustibles fósiles energéticamente más eficientes, y su combustión es una de las más limpias desde el punto de vista ambiental, al enfriarse a una temperatura de -162°C , el gas natural se licua y su volumen se reduce a 1/600 del volumen original.

En caso de derrame, el GNL se evapora y forma una nube visible de vapor de agua condensada, que presenta la apariencia de niebla. El gas natural está compuesto principalmente de metano, que por ser más liviano que el aire, al evaporarse (o vaporizarse) se eleva y se dispersa.

El GNL como líquido criogénico no se quema ni explota, pero la liberación de GNL, especialmente dentro del rango inflamable de una fuente de ignición puede provocar un incendio o una explosión.

El GNL vaporizado solo es inflamable en concentraciones entre 5% y 15% por volumen de aire. A diferencia de las gasolinas y otros hidrocarburos combustibles, el GNL no es explosivo, a menos que esté en estado gaseoso y el gas esté contenido en un espacio confinado.

Los peligros del GNL pueden causar daño cuando el GNL se libera. Estos peligros provienen generalmente de tres de sus propiedades.

- Temperaturas criogénicas
- Características de dispersión

- Características de inflamabilidad

Hay siete peligros potenciales comunes del GNL y la cadena de transporte de GNL:

- **Quemadura por frío:** El contacto directo causará quemaduras por congelación o congelación severa. La exposición prolongada al contacto de la piel con GNL produce efectos similares a las quemaduras térmicas. Los síntomas de congelamiento en la piel pueden causar desde picazón y dolor, a insensibilidad permanente; y finalmente pérdida de la sensación (tejido muerto).

Sin embargo, el riesgo de quemaduras criogénicas puede reducirse mediante el uso de ropa protectora adecuada. La protección puede variar desde guantes holgados resistentes al fuego y máscaras faciales completas hasta protección especial de ropa multicapa dependiendo del riesgo de exposición (Woodward y Pitbaldo, 2010).

Otro escenario potencial de daño por congelación es cuando el GNL se derrama sobre el agua. Dado que el GNL pesa menos de la mitad que el agua, flota en agua dulce (o agua de mar). Por lo tanto, el GNL congelaría inmediatamente cualquier organismo vivo presente en ecosistemas de aguas poco profundas (California Comisión de Energía, 2004), este caso no es aplicable al proyecto.

- **Asfixia:** El GNL no es cancerígeno ni tóxico. Sin embargo, en el caso de una liberación de GNL, la exposición ante una nube de vapor en un área cerrada o semicerrada puede resultar en asfixia. La asfixia es provocada por la disminución del oxígeno inhalado cuando el vapor de GNL se mezcla con el aire, concentraciones de alrededor del 50% en volumen (metano en el aire) causarán asfixia.

Síntomas como dificultad para respirar y respiración rápida al mismo tiempo que la capacidad para responder se deteriora y la coordinación muscular se debilita. Además, la respiración prolongada del GNL en fase vapor puede causar mareos, náuseas, pérdida del conocimiento y eventualmente daño pulmonar.

El riesgo de la asfixia aumenta mucho más debido a que el GNL es incoloro e inodoro. Por tanto, el riesgo de morir por asfixia para los operadores que trabajan en espacios confinados es mucho más alta.

- **Fractura Frágil:** Las temperaturas extremadamente bajas son peligrosas para los metales. Mientras que el acero inoxidable permanecerá dúctil, la baja temperatura puede cambiar la estructura de la mayoría de los metales y aleaciones ordinarias debido a su ductilidad, así como la resistencia al impacto, disminuirá y se volverá frágil y se fracturará. Si El GNL se libera y entra en contacto con los aceros, el enfriamiento rápido provocaría tensiones y eventualmente causar agrietamiento. El acero al carbono estándar (de todos los grados) debe, por lo tanto, estar protegido y aislado de cualquier posible exposición a un derrame de GNL (Comisión de Energía de California, 2004; Hamilton, 2012).
- **Incendio:** Cuando una nube de vapor de GNL (la nube de mezcla entre metano, etano y propano) encuentra una fuente de ignición (por ejemplo, llama abierta, motor de combustión interna, chispas) dentro del rango de inflamabilidad, podría producirse una nube de ignición.

Sin embargo, los vapores de GNL no se encienden tan fácilmente como los de otros combustibles comunes, como la gasolina o el propano, ya que la nube contiene humedad condensada por vapor de agua. Por lo tanto, solo la parte de la nube de vapor (p. Ej. borde de la nube) tiene concentraciones en el rango de inflamabilidad. Además, dicha inflamabilidad del GNL se encuentra entre los rangos del 5% al 15% de

concentración. El LFL (límite inferior de inflamabilidad) para el metano es del 5% (50.000 ppm) de concentración en el aire mientras que el límite de UFL (límite superior inflamable) es del 15% (150.000 ppm) de concentración en el aire.

Estos límites son importantes ya que, a una concentración de metano de más de UFL, el aire se satura y no provoca un incendio. Del mismo modo, a una concentración de menos de LFL, el oxígeno en el aire es demasiado bajo para causar ignición (Foss, 2003; MIACC, 2007).

En caso de ignición, hay cuatro formas diferentes de peligros de incendio de GNL que se derivan de la forma de encendido de la nube de vapor. Cada forma tiene sus propias características de fuego (por ejemplo, inflamabilidad, liberación de calor y propagación de la llama) que tienen diferentes consecuencias. Estos posibles escenarios de riesgo de incendio son Flash Fire, Jet Fire, Pool Fire y Explosión de Nube de Vapor (VCE) (American Bureau of Shipping, 2012; Marcas, 2003).

Flash Fire:

El peligro de Flash Fire puede ocurrir cuando las nubes de vapor de GNL se encienden sin generar ninguna sobrepresión. La nube encendida parpadeará a través de toda su parte inflamable dentro del rango inflamable, el fuego transitorio puede arder tanto hacia adelante hasta el frente de la nube como hacia atrás hasta el punto de liberación. Eso luego se quemará hasta que se consuma todo el gas. Aunque una de las características generales del flash fire es la rapidez extrema de propagación de la llama, los experimentos muestran que los incendios repentinos de GNL se propagan en la velocidad de 10 a 20 m/s. Esta velocidad de propagación de GNL se considera relativamente lenta (Mokhatab et al., 2014) La duración de la llamarada no es larga, normalmente no dura más de unas pocas decenas de segundos. Este

incendio repentino puede estabilizarse después de algún tiempo como un Jet Fire o un Pool Fire desde el origen de la fuga.

Los Flash Fire no causan ignición secundaria ni quemaduras a las personas en el exterior, pero pueden provocar graves consecuencias o incluso fatales para las personas dentro de la región de los incendios repentinos (MIACC, 2007).

Jet Fire:

Dado que las instalaciones de GNL generalmente operan a bajas presiones, de ahí la liberación de GNL comprimido de los tanques de almacenamiento es poco probable. Sin embargo, en ciertas operaciones, como la vaporización de GNL, descarga y transporte a través de equipos como bombas de alta presión o tuberías de alta presión, el GNL está sometido a altas presiones (típicamente más de 2 bares). Bajo esta alta presión, si hay fugas de vapor de GNL (especialmente a través de un pequeño orificio) y se enciende, podría producirse un Jet Fire (Woodward & Pitbaldo, 2010).

La dirección y el tamaño del Jet Fire se ven afectados principalmente por los patrones de fuga de GNL, mientras que la dispersión de la llama se ve afectada directamente por la distribución atmosférica y del viento. Fuera de estos factores, la distribución del viento es el factor más importante. Sin embargo, para la continuidad del jet fire, la condición de ventilación es el factor más importante. En otras palabras, un espacio muy ventilado tiene baja probabilidad de que se produzca un Jet Fire continuo (Raj, 2007).

Hay dos cuestiones de preocupación con los Jet Fire: la radiación del chorro y el impacto directo sobre un objeto. Para las estructuras, ambos aspectos son importantes. Sin embargo, para los humanos, este último es más peligroso, ya que siempre resulta en la muerte. Dado el resultado conocido del impacto, la protección generalmente se basa en el flujo de

calor determinado experimentalmente más que en cálculos. La protección de estructuras como: los cortafuegos se basan en estos experimentos y se clasifican para el tiempo de duración de supervivencia (por ejemplo, 30 minutos).

Pool Fire:

En caso de derrames grandes, el aire no puede transferir suficiente calor para vaporizar mucho GNL, por lo que una parte del derrame es probable que termine en un charco líquido. También puede producirse un Pool Fire después de un incendio repentino, ya que el incendio repentino podría volver a arder hacia el charco de evaporación de GNL derramado. Este ardor resultará en rápidamente evaporar el gas natural inmediatamente encima del charco, dando la apariencia de una piscina en llamas. (Comisión de Energía de California, 2004).

Parámetros importantes que influyen en la propagación del GNL y la formación de la piscina son el flujo de calor, la geometría de la piscina y la turbulencia. La tasa de la quema de fuegos de piscina no depende del material, es decir, se quema con la misma velocidad en el agua que sobre acero (Mary Kay O'Connor Process Safety Center, 2008)

La principal preocupación del Pool Fire de GNL es su generación de radiación térmica significativa con la potencia de emisión superficial superior a 200kW / m² (ni siquiera una persona que lleve ropa protectora soportaría esto durante mucho tiempo).

Además de dañar a las personas, los flujos de calor esperados de un Pool Fire de GNL degradaría severamente la resistencia estructural, especialmente el contenedor de GNL. Esta degradación térmica puede dañar tanto el casco exterior como el interior de los tanques de almacenamiento (Sun, Guo y Pareek, 2014; Departamento de Energía de EE. UU., 2012)

Sin embargo, este charco de diámetro de fuego disminuye pronto de tamaño debido a la combustión y, finalmente, queda un pequeño charco, esta propiedad es importante para la contención del fuego: si el derrame ocurre en el interior un recinto diseñado adecuadamente, el Pool Fire se puede contener y controlar para que se apague. Mientras que, en un área exterior confinada, el fuego de la piscina puede fluir libremente.

Explosión de Nube de Vapor (Vapor Cloud Explosión VCE):

En el caso de una explosión, el tamaño y la distribución de la nube de gas se deciden principalmente por el patrón de fuga, significa que el grado de dispersión del gas es un factor determinante para la explosión, ya que afecta intensidad de la explosión y extensión del daño.

Una nube de vapor se enciende cuando la cantidad de masa en concentraciones está entre el LFL y el UFL.

Sin embargo, una nube de vapor explotará solo si se enciende dentro de un área cerrada o un área con una alta densidad (congestionada) de obstáculos. Los experimentos han confirmado que el GNL no es explosivo cuando se enciende en áreas abiertas no confinadas (Woodward y Pitbaldo, 2010).

Los efectos de esta explosión aún se limitarían a áreas locales, debido a la relativamente baja presiones de explosión. Como se discutió en la sección anterior, un incendio repentino puede ocurrir si un vapor de GNL se libera a la atmósfera y se enciende. Sin embargo, la instalación de GNL está diseñada como una estructura muy abierta, la frecuencia de ocurrencia de una explosión es muy baja. Sin embargo, el confinamiento de la nube de vapor puede ocurrir, p. ej. Dentro de los espacios cerrado o edificios cercanos.

La instalación de dispositivos de parada de emergencia suele ser adecuada para una instalación de GNL, se puede activar por una o más de

las siguientes fuentes: detección de gas; detección de fuego; activación manual, detección de ruptura; falla de energía eléctrica; detección de un nivel excesivamente alto en el (los) tanque (s) de combustible; detección de alta presión; detección de un flujo de líquido excesivamente grande; brazo de llenado / manguera de llenado fuera de parámetros normales de operación (Woodward y Pitbaldo, 2010).

- **BLEVE:** Las Explosiones de Vapor en Evaporación de Líquido en Ebullición (BLEVE) por sus siglas en inglés son ocurren solo con líquidos presurizados y son la forma más extrema de VCE. En una instalación de GNL, el mecanismo normal de ocurrencia se debe a que el recipiente a presión está sujeto a fuego externo, colisión o una falla catastrófica debido a alguna otra causa.

Este lanzamiento rápido y turbulento de GNL, desde su contención presurizada, hace que los gases se destellen, lo que lleva a la característica de grandes bolas de fuego. Además, con un volumen bajo de aire contenido en la bola de fuego, el GNL presurizado se quema en toda la envoltura externa y se eleva rápidamente. Esta bola de fuego suele durar de 20 a 40 segundos (Planas, Pastor, Casal y Bonilla, 2015).

Dadas las condiciones especiales requeridas para que ocurra un BLEVE, no puede ocurrir fácilmente en los grandes espacios abiertos. Además, la mayoría de los tanques de GNL no tienen altas presiones operativas

- **RPT (Rapid Phase Transition):** La transferencia de GNL hacia y desde un transportador de GNL proporciona la posibilidad de derrames de GNL en el agua. Si sucede, se transferirá una enorme cantidad de calor y se convertirá rápidamente en gas, la transición hace que el GNL se expanda en volumen, se expande alrededor de 600 veces, liberando, a su vez, una gran cantidad de energía generalmente en forma de expansión física,

llamada Transición de Fase Rápida (RPT). Es decir, la RPT puede ocurrir cuando un líquido cambia rápidamente de fase a vapor.

La generación de vapor conduce a un gran aumento en el volumen y la presión, lo que resulta en ondas/presiones de onda expansiva transmitidas por el agua (Cleaver et al., 1998; Hamilton, 2012).

Aunque no hay combustión inmediata, esta explosión puede ser devastadora para cualquier ser vivo, organismos o edificios cercanos. Al mismo tiempo, es poco probable que esta explosión dañe grandes elementos estructurales como un camión o cargadero. La intensidad de esta explosión se limita a la velocidad sónica y el daño, aunque grave, se limita principalmente a las regiones físicas locales de GNL / zonas de mezcla (Gavelli, Chernovsky y Kytomaa, 2005). Estadísticamente, las RPT aún no han resultado en algún accidente mayor de GNL (Woodward y Pitbaldo, 2010).

- Sobrepresión debido a vuelco: El vuelco es un riesgo potencial para la seguridad de los tanques de GNL durante el proceso de almacenamiento de GNL.

Este peligro puede ocurrir cuando el nuevo GNL del buque de carga se transfiere a un almacenamiento en tierra de GNL. tanque que se ha llenado parcialmente. Las diferentes densidades de líquido de las dos fuentes de GNL no se pueden mezclar completamente, la capa de líquido adyacente a una superficie líquida se vuelve más densa que las capas bajo. Esta formación de capas de GNL con diferentes densidades se denomina estratificación de GNL.

Debido a la evaporación, la densidad de la capa superior se vuelve más pesada debido a la continua evaporación del vapor de metano, que es un componente de hidrocarburo más ligero del GNL. Debido al calentamiento de las paredes del tanque, el GNL en el fondo continúa evaporándose.

Finalmente, densidades de ambas capas se vuelven iguales y las dos capas de repente comienzan a mezclarse. Esto combinado con el calor acumulado en la capa inferior produce una gran cantidad de gas de ebullición. Esta ebullición conduce a grandes cantidades de la expansión del vapor y el consiguiente aumento de la presión interna del tanque. Este fenómeno es conocido como rollover. (Baker y Creed, 1995; Tamura, Nakamura e Iwamoto, 1998).

El principal peligro de un vuelco es la rápida liberación de grandes cantidades de vapor que pueden provocar a la sobre presurización del tanque de almacenamiento de GNL. También es posible que el sistema de alivio del tanque no ser capaz o adecuado para manejar la rápida acumulación de presión en el tanque. Como resultado, el almacenamiento el tanque fallará. Además del daño al tanque que conduce a la rápida liberación de grandes cantidades de GNL el incidente de vuelco puede provocar incendios y explosiones (Bashiri y Fatehnejad, 2006).

Los últimos tres peligros son específicamente asociados con las condiciones físicas del GNL durante el almacenamiento y transporte, mientras que los cuatro primeros peligros están asociados con las propiedades generales del GNL.

4.2 Identificación de Riesgos, resultados de Análisis What If?

Se enfoca en evaluar los riesgos asociados al proceso de licuefacción de gas natural y el manejo del GLP desde la entrada del gas natural hasta su distribución a través de la estación de carga. Este análisis abarca cada conexión y componente crítico del sistema, incluyendo el suministro de GLP desde la instalación del consumidor directo.

Se identificaron 40 riesgos potenciales de fuga, y se evaluaron las salvaguardas para mitigar estos riesgos.

El análisis "What If?" cubre todos los segmentos de interconexión en el proceso, incluyendo la evaluación de riesgos asociados con el almacenamiento de GNL, asegurando una identificación y evaluación detallada de riesgos. También se incorpora la evaluación del suministro de GLP, ampliando la cobertura del estudio para incluir tanto el flujo entrante de gas natural como la distribución y manejo del GLP, proporcionando una evaluación de riesgos más holística y detallada del sistema.

A continuación, se muestra uno de los cuadros de análisis What If? Incluyendo valoración y salvaguarda según lo indicado en el Apéndice B de la RD 129-2021 MINEM/DGH:

Cuadro de Análisis What If – Estación de Licuefacción de Gas natural

Planta: Estación de Licuefacción de Gas natural

Proyecto: Estudio de Riesgos de Seguridad

Sección: Tubería de Ingreso a Estación. Desde TP 001 hasta SDV 100

Descripción de la sección: Tubería de acero al carbono SCH 40, diámetro 3", longitud 6.9 m,

¿Qué ocurre si...?	Escenario de riesgo ¹	Código LOC	Consecuencia ²	ID	C	F ³	R	Salvaguarda
La presión de ingreso excede de los valores	Fuga en Tubería	LOC17-1	VCE	10A	1	2	2	
			Flash Fire	10B	1	3	3	

¹ De acuerdo con el Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los siguientes escenarios de riesgo aplicables al proyecto: Almacenamiento de GNL: Tuberías de GNL: 5g Fuga en tubería, 5h Apertura total de tubería. Manguera de GNL: 5i Fuga en la manguera, 5j Apertura total de la manguera.

² De acuerdo con el Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los fenómenos peligrosos asociados a cada uno de los escenarios identificados.

³ Frecuencia, la frecuencia se define según los resultados del Árbol de sucesos.

¿Qué ocurre si...?	Escenario de riesgo ¹	Código LOC	Consecuencia ²	ID	C	F ³	R	Salvaguarda
proyectados por desperfectos en la red de suministro			Pool Fire	10C	1	1	1	Parada de Emergencia General (Cant.6)
			Jet Fire	10D	1	2	2	
	Apertura total de tubería	LOC17-2	VCE	11A	1	1	1	Válvula de Accionamiento automático (SDV100).
			Flash Fire	11B	1	2	2	
			Pool Fire	11C	1	1	1	
			Jet Fire	11D	1	1	1	Al activar la parada de emergencia general se cierra la válvula de ingreso de gas. Al activar el corte de suministro eléctrico se cierra la válvula de corte principal.

El desarrollo de estos cuadros de evaluación de escenarios se mostrará en el Anexo 4.

4.3 Desarrollo de los Métodos de Simulación:

Se validó el modelo termodinámico resultando seleccionado el de Benedict Webb-Rubin-Starling. Luego se evaluaron cada una de las opciones, ver tabla.

Tabla 12

Resultados de las simulaciones de las opciones

	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Temperatura °C	-130	-140	-129
Presión Bar	6	14	14
Cantidad de Refrigerante Kg/h	3 394 823	10 874 000	3 446 956
Trabajo Btu/h	4,47×10 ⁸	2,75×10 ⁹	2,22×10 ⁹
Calor generado Btu/h	1,10×10 ⁹	7,80×10 ⁹	5,54×10 ⁹

Nota: Fuente (Los autores).

4.4 Análisis de los parámetros seleccionados:

El análisis comparativo de estas opciones se presenta a continuación:

4.4.1 Parámetros técnicos:

Tipo de intercambiador criogénico. La transferencia de calor en una planta de licuefacción se lleva a cabo mediante el empleo de intercambiadores de calor de placas de aluminio (cajas frías) y/o del tipo espiral vertical (*spiral/coil wound heat exchanger - SWHE*) Flowers (2008) y LNG (2008). Los procesos de la Opción 2 utilizan refrigerantes puros en intercambiadores de placa de aluminio; y los de las opciones 1 y 3 emplean una combinación de intercambiadores de placa para el pre-enfriamiento y de espiral vertical para la licuefacción.

Tipo de compresor/accionador. El tipo de compresor mayormente empleado en este tipo de plantas es el centrífugo, por permitir el manejo de grandes volúmenes manteniendo una baja relación peso/potencia. Para accionar los compresores de las plantas se han empleado las turbinas a gas, siendo la más usada las turbinas Frame, de eje doble. Las turbinas aero derivadas de doble eje ofrecen grandes beneficios.

Tabla 13

Comparación entre las turbinas a gas natural

Modelo	Frame 5C	Frame 5D	Frame 6	Frame 7	Frame 9
Potencia MW	28,3	32,6	43,5	85,4	123,4
Costo Relativo	1,0	1,2	1,3	2,7	3,0
Costo específico	1,0	1,4	0,85	0,89	0,69
Eficiencia %	29,3	30,3	33,2	32,7	33,8

Turbinas Aero derivadas

Modelo	LM 2500	LM6000 RR	Coberra RR	Trent 6761
Potencia MW	30,0	44,5	33,4	52,55
Costo Relativo	1,2	1,7	1,2	1,9
Costo específico	1,13	1,08	1,02	1,02
Eficiencia %	40,3	42,6	40,5	42,7

Nota: Fuente (Los autores).

Tabla 14*Comparativa de los Parámetros de Madurez*

Parámetros de madurez	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Años de Operación	42	45	2
Número de plantas instaladas	20	6	1
Número de trenes instalados	65	9	1
Capacidad máxima por tren instalado MMTMA	7,8	5,2	4,2
Capacidad total instalada, MMTMA	130	17,4	4,2
Capacidad máxima por tren proyectada, MMTMA	8,4	5,0	5,0

Nota: Fuente (Los autores).

4.4.2 Parámetros económicos:

De acuerdo con las premisas establecidas en la Tabla, los costos de inversión en las opciones 1 y 2 vienen dado por:

Costo de inversión (año 2003) Opción 1 = (US\$ 1.344.184.959*4,7 MMTMA) /6 MMTMA = US\$ 1.052.944.885 para una planta de 4,7 MMTMA

Costo de inversión (año 2003) Opción 2 = (US\$ 1.403.811.918*4,7 MMTMA) / 6 MMTMA = US\$ 1.099.652.669 para una Planta de 4,7 MMTMA.

Estimado de costos (año 2024) de una planta de 9,4 MMTMA para la Opción 1 = US\$ 7.258.647.182. Como se requiere para una planta de 4,7 MMTMA se divide entre dos.

Estimado de costos (año 2008) para una planta de 4,7 MMTMA para la opción 1 = US\$ 7.258.647.182 / 2 = US\$ 3.629.323.591

Costo de inversión (año 2008) para la Opción 2 = (US\$ 1.099.652.669 * US\$ 3.629.323.590,79) / US\$ 1.052.944.885 = US\$ 3.790.317.453,65

En la Opción 3, el licenciante no permite la participación de cualquier empresa que se requiera para efectuar mejoras de procesos sin su expreso consentimiento.

Flexibilidad operacional. Las opciones no presentaron grandes variaciones en los resultados del proceso con el cambio de la composición de la corriente de alimentación. Por otra parte, en plantas de las opciones 1 y 3 se utilizan mezclas refrigerantes, presentan como principal desventaja su gran sensibilidad operacional a los cambios en la composición del gas natural, requiriéndose ajustes constantemente en la composición del refrigerante para mantener la eficiencia del proceso.

Parámetro de Preferencias Nacionales. Las tres opciones permiten que otras empresas participen en el IPC, pero en la Opción 3 la empresa es más selectiva debido al mejoramiento que se encuentra realizando en la actualidad a su proceso.

Tabla 15

Resultados de la Matriz de Selección

Parámetros	Peso %	Opción 1		Opción 2		Opción 3	
		Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Técnicos		42		45		2	
Tipo de intercambiador criogénico		20		6		1	
Tipo compresor/accionador		65		9		1	
Tipo de Refrigerante		7,8		5,2		4,2	
Nº de ciclos de refrigeración		130		17,4		4,2	
Eficiencia Global		8,4		5,0		5,0	

Nota: Fuente (Los autores).

4.5 Unidad de Análisis:

Para este caso, se evaluará el sistema y gestión de riesgos, seguridad de procesos de las plantas de gas natural, así como su comportamiento operativo dentro de la formulación de la investigación.

La selección de las metodologías y niveles de investigación será en función de la relevancia del sistema industrial dentro del estudio propuesto, considerando aquellas que han sido previamente analizadas. Además, la conformación del grupo de estudio tomará en cuenta su posición estratégica, ubicación geográfica y otros factores clave que influyan en la gestión del riesgo y la eficiencia operativa del sistema.

4.5.1 Fuente de Información:

Revisión de Publicaciones y tesis: Se realizó un análisis documental exhaustivo y una revisión a detalle del estado del arte, consultando investigaciones relevantes y relacionadas con el tema de estudio: **“Formulación y desarrollo de sistemas de supervisión de procesamiento de gas natural aplicando gestión de riesgos”**. A partir de estas investigaciones, se identificarán y rescatarán los principales logros obtenidos por los autores en los sistemas de gestión de riesgos y seguridad de procesos, con el objetivo de reforzar los conceptos fundamentales de identificación y tratamiento del riesgo; de esta manera, ampliar el alcance de la presente investigación. Asimismo, se analizarán las metodologías empleadas y los resultados obtenidos en estudios previos, permitiendo una mejor contextualización del problema y proporcionando un marco de referencia sólido para el desarrollo de nuevas estrategias en la supervisión y gestión de riesgos en el procesamiento de gas natural.

4.5.2 Tipo y Nivel de Investigación:

Tipo de Investigación: Es de tipo descriptivo y correlacional.

Nivel de Investigación: Según el propósito a lograr, se empleará una metodología de tipo aplicada, la cual permitirá adquirir conocimientos teóricos sobre el tema de

investigación a través de una revisión documental. Estos conocimientos serán posteriormente aplicados en el desarrollo del objetivo principal de la investigación: la elaboración y caracterización de un sistema de gestión de riesgos en plantas de gas natural. Además, este proceso requerirá un análisis posterior para evaluar el funcionamiento y comportamiento técnico del sistema implementado, asegurando su efectividad y eficiencia en el contexto operativo.

En cuanto a los medios utilizados para su realización, el diseño específico de esta investigación estará basado en un modelo de gestión de riesgos aplicado al sector de hidrocarburos. Se trata de un estudio de carácter descriptivo, cuyo enfoque dependerá del volumen de datos analizados. Asimismo, se considerará la variabilidad de los patrones estacionales, de manera que se pueda identificar cómo estos influyen en la magnitud de los riesgos y en la evolución de los valores analizados. Este enfoque permitirá establecer una base sólida para la toma de decisiones y la implementación de estrategias preventivas en el ámbito de la seguridad de procesos en plantas de gas natural.

4.5.3 Método de diseño de la Investigación:

El diseño de la investigación es de tipo cualitativo, se lleva a cabo en los casos en que se establece una relación entre los datos recopilados y la observación sobre la base de los cálculos.

4.5.4 Población y Muestra:

Población: La Planta de procesamiento de gas natural propuesta en la investigación.

Muestra: La Planta de licuefacción de gas natural.

4.5.5 Técnicas e Instrumentos de Recolección de datos:

Fuente Primaria: Evaluación de gestión de riesgo en las plantas de gas natural.

Fuentes Secundarias: Reportes de cumplimiento técnico en la planta de licuefacción.

4.5.6 Análisis y Procesamiento de datos:

Observación Directa: Cuaderno de notas de secuencia de reportes históricos de comportamiento y reporte de operaciones de planta de gas natural.

Observación indirecta: Reportes de riesgos, Evaluación técnica. La descripción se compone de fases, siendo las tres primeras fases con tres actividades cada una, y la última con cuadro de actividades como análisis de riesgo.

Tabla 16

Descripción de las Etapas de la Investigación

N°	Hito	ID	Actividad
1	Revisión de Publicaciones y Plan de tesis	1A	Definición de Buscadores Académicos
		1B	Revisión del Estado del Arte
		1C	Búsqueda por Variable.
2	Toma de datos y tratamiento de la información	2A	Documentación de Datos.
		2B	Consulta a Reportes de Reportes.
		2C	Historial de Equipos
3	Metodología para la formulación y resolución	3A	Método Aplicativo
		3B	Diseño
		3C	Análisis de Datos
4	Análisis de Resultados	4A	Observación Directa.
		4B	Observación Indirecta.
		4C	Cotejo de Información
		4D	Comparativo Pre y Post Aplicación.

Nota: Fuente (Los autores).

Conclusiones

- En este trabajo se analizaron 3 tecnologías para la licuefacción del gas natural en la planta de licuefacción de GN: con la incorporación del proceso de mezcla de refrigerantes con preenfriamiento de propano de dos ciclos- Air Product & Chemicals International Inc. (APCI) (Opción 1), Proceso en cascada optimizado de tres ciclos - Phillips Petroleum Co. (Opción 2) y Proceso en cascada con mezcla refrigerante de tres ciclos – Statoil y Linde (Opción 3). Del análisis de las variables técnicas y económicas se encontró que el orden de viabilidad fue el siguiente: Opción 1 > Opción 2 > Opción 3.
- Un número mayor de compresores se utilizan en la tecnología de Phillips con respecto a las otras dos de alta tecnologías. Los accionadores son los de menor costo relativo y potencia, pero los menos eficientes. Las tecnologías APCI y Linde utilizan accionadores con eficiencias similares, sólo que los de la tecnología Linde son más costosos y utilizan mayor potencia.
- Las tres tecnologías son viables de forma económicamente. viable La tecnología Linde es termodinámicamente más eficiente que las otras dos, seguida por APCI y por último la de Phillips. Esta última presentó una baja eficiencia.
- En la tecnología APCI se utiliza una menor cantidad de refrigerante. Los refrigerantes serán provistos por el complejo directamente, por lo tanto, esto será una desventaja para las tecnologías de Phillips y Linde que tendrán que importar etileno. La tecnología APCI es la que posee un mayor grado de madurez por la experiencia que ha alcanzado en los años de operación y por la cantidad de plantas instaladas a nivel mundial.
- El impacto ambiental, el tiempo de ejecución del IPC, flexibilidad y la participación nacional, aunque son variables de alta importancia, no se consideraron determinantes para la selección de la tecnología.

Recomendaciones

En el plan de gestión de riesgos de procesamiento de gas natural deben considerarse las funciones y responsabilidades de los integrantes del mismo, para cada una de las actividades tales como activación de alarma, búsqueda, rescate y evacuación, control de incendios y atención de primeros auxilios. La propuesta para mitigar los riesgos evaluados en la matriz de protección debe ser implementada, a través del uso de la tecnología y de la capacitación del recurso humano.

Debe realizarse una evaluación posterior a la implementación del proyecto para determinar en qué medida se ha reducido los riesgos y su justificación según el análisis costo – beneficio. Registrar los riesgos y causas que los originaron, así como las medidas para disminuirlos. Además, se recomienda una evaluación de riesgos contra incendio, que incluya las medidas de protección de las personas, factores de peligro esenciales y la definición de las medidas necesarias para cubrir el riesgo.

Esta evaluación técnica permitirá abordar y justificar la implementación de un plan contra incendios, que fue identificada en la evaluación de riesgos físicos. Mejorar día a día los procesos de capacitación del personal. Actualizar todos y cada uno de los manuales de procedimientos relacionados a cada área en cuestión. Mantener al margen la dosificación del equipo.

Referencias bibliográficas

- Abdel-Aal, H. K. (2021). *Economic analysis of oil and gas engineering operations*. CRC Press.
- Adaniya, B. (2022). *Implementación de la gestión de seguridad de los procesos en plantas y refinerías* [Presentación]. Universidad Nacional de Ingeniería. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.28327.21920>
- Bahadori, A. (2014). *Hazardous area classification in petroleum and chemical plants: A guide to mitigating risk*. CRC Press.
- Briñez, A., & González, C. (2010). *Realización preliminar del diseño de una planta de gas natural licuado (GNL)* (Trabajo de grado, Universidad de Oriente).
- British Standards Institution. (2021). *Risk management – Code of practice and guidance for the implementation of BS ISO 31000:2018*. BSI.
- Cambón, J. P., Palomo, A. I., Perren, F., Simone Arenas, M. P., & Vaca, C. (2021). *Planta de licuefacción de gas natural* (Trabajo final, Instituto Tecnológico de Buenos Aires).
- Castillo Felmer, N. (2009). *Estudio de pre factibilidad técnica económica de una planta regasificadora de gas natural licuado* (Proyecto para optar el título de Ingeniero Civil Químico, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso).
- CCSSFF. (2021). *Introducción a la seguridad de procesos* (VD G2S.OP-01-02 V 1.0). [Documento interno, Propietario y Confidencial].
- Center for Chemical Process Safety. (2000). *Guidelines for chemical process quantitative risk analysis* (2nd ed.). Wiley.

Cinar, A., Palazoglu, A., & Kayihan, F. (2007). *Chemical process performance evaluation*. CRC Press.

Dhillon, B. S. (2016). *Safety and reliability in the oil and gas industry: A practical approach*. CRC Press.

Dwivedi, D., Ranjan, A., & Sangwai, J. S. (Eds.). (2023). *Functional materials for the oil and gas industry: Characterization and applications*. CRC Press.
<https://doi.org/10.1201/9781003242550>

Fernández Tobar, P. (2012). *Dimensionamiento del proceso de licuación de una planta de gas natural offshore* (Proyecto de fin de carrera, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas).

Galileo Technologies. (2022). *Estudio de riesgos de seguridad: Estación de licuefacción de gas natural Paita-Galileo* [Informe interno]. Galileo Technologies.

Galvis Vergara, J. M., & Silva Muñoz, Ó. L. (2023). *Lineamientos de un sistema de gestión en seguridad de procesos para una planta de gas* (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander).

General Electric Company. (2023). *Risk based inspection (RBI) 581*. General Electric Company.

Ghosh, D. (2021). *Safety in petroleum industries*. CRC Press

Hansen, D. A., & Puyear, R. B. (1996). *Materials selection for hydrocarbon and chemical plants*. CRC Press.

- International Association of Oil & Gas Producers (IOGP). (2023). *Safety performance indicators – Process safety events – 2022 data*. IOGP. <https://www.iogp.org/bookstore/product/safety-performance-indicators-process-safety-events-2022-data/>
- Jain, A. K. (2023). *Natural gas in India: Challenges and opportunities*. CRC Press Taylor & Francis Group, LLC.
- Klein, J. A., & Vaughen, B. K. (2017). *Process safety: Key concepts and practical approaches*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315119168>
- Lantera Energy S.A.C. (2018). *Estudio de riesgos: Proyecto de instalación y operación de una Planta de licuefacción ("EL") ubicada en el distrito de Colán* [Informe interno]. Lantera Energy S.A.C.
- Lantera Energy S.A.C. (2016). *Memorias Descriptivas de Arquitectura, Instalaciones Mecánicas, Instalaciones Eléctricas, de Seguridad, de Estructuras*, [Informe interno]. Lantera Energy S.A.C.
- Montero Martínez, R. (2013). *Sistema para la gestión de la seguridad de procesos: prevención de accidentes catastróficos*. Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Occidente.
- Osinergmin. (2023). *Boletín estadístico: Procesamiento, producción, transporte y consumo de gas natural, 4to trimestre 2023*. Osinergmin.
- Santamaría Ramiro, J. M., & Braña Aísa, P. A. (1994). *Análisis y reducción de riesgos en la industria química*. Editorial MAPFRE.

- Shah, Y. T. (2017). *Chemical energy from natural and synthetic gas*. CRC Press.
<https://doi.org/10.1201/9781315302348>
- Sierra Vargas, F. E., Guerrero Fajardo, C. A., & Guerrero Romero, C. A. (2011). *Licuefacción del gas natural: Una importante alternativa energética*. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Química; Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería.
- Silva Guillén, D. M. (2013). *Estudio de riesgos de la unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural* (Tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Callao).
- Sotoodeh, K. (2023). *Safety engineering in the oil and gas industry*. CRC Press.
<https://doi.org/10.1201/9781003387275>
- Storch de Gracia, J. M., & García Martín, T. (2008). *Seguridad industrial en plantas químicas y energéticas: Fundamentos, evaluación de riesgos y diseño*. Ediciones Díaz de Santos, S. A.
- Urbay Apar, R. O. (2019). *Evaluación de una planta de licuefacción de gas natural en el Perú para exportación* (Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de Ingeniería).

Anexos

Anexo 1: Imágenes de la Ubicación de los Sistemas y Subsistemas dentro del Área de la Planta de Licuefacción.....	98
Anexo 2: Imágenes de Análisis y Evaluación de Riesgos.....	100
Anexo 3: Lista de los escenarios peligrosos identificados en una Planta de Licuefacción de gas natural.....	102
Anexo 4: Registro de escenarios What if, incluyendo valoración del Riesgo	104

Anexo 1

Imágenes de la Ubicación de los Sistemas y Subsistemas dentro del Área de la Planta de Licuefacción

Figura 17

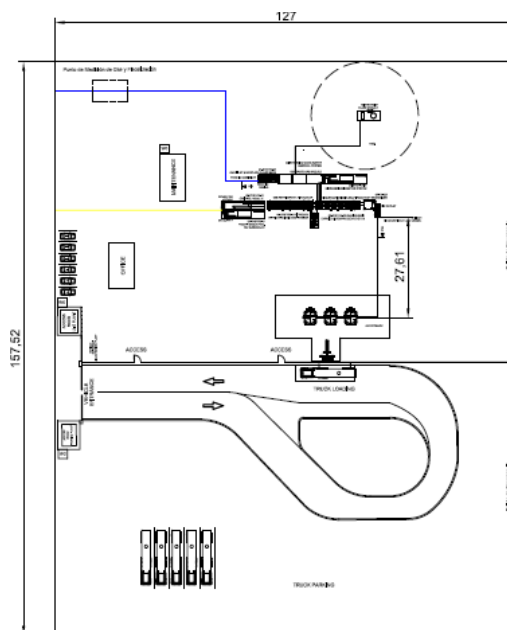
Croquis de la ubicación de la Planta de Licuefacción



Nota: Fuente (Lantera Energy, 2018)

Figura 18

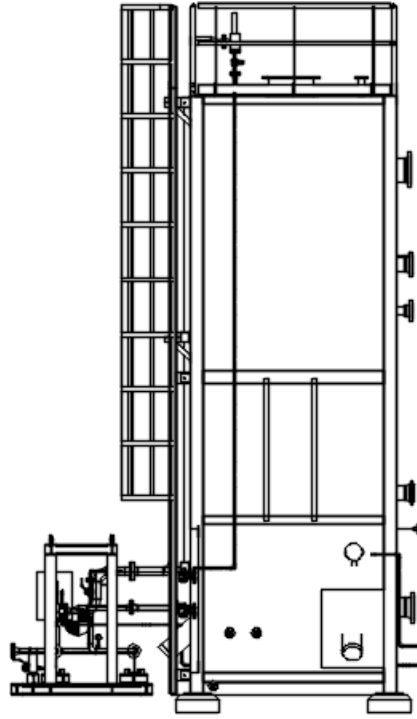
Patio de Distribución de sistemas de la Planta de Licuefacción



Nota: Fuente (Lantera Energy, 2018)

Figura 19

Torre de Licuefacción de gas natural



Nota: Fuente (Lantera Energy, 2018)

Figura 20

Vista de las bombas de carga de GNL



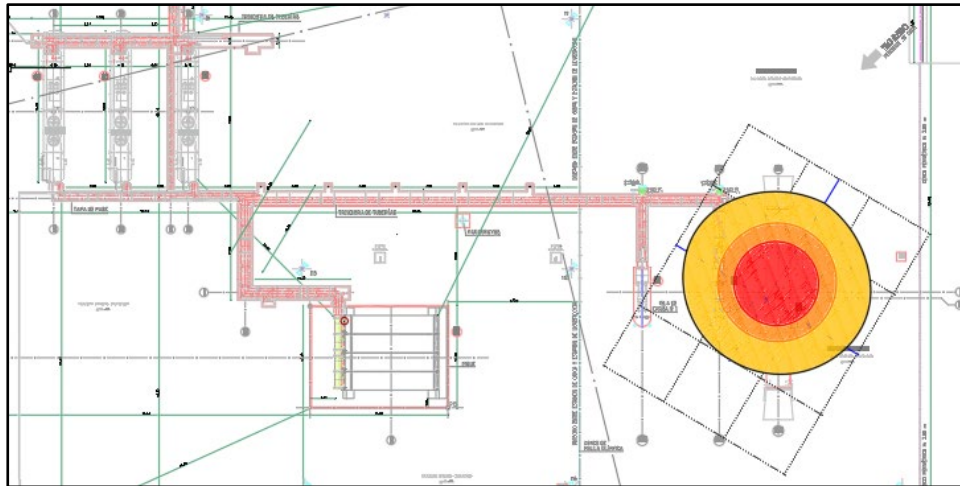
Nota: Fuente (Lantera Energy, 2018)

Anexo 2

Imágenes de Análisis y Evaluación de Riesgos.

Figura 21

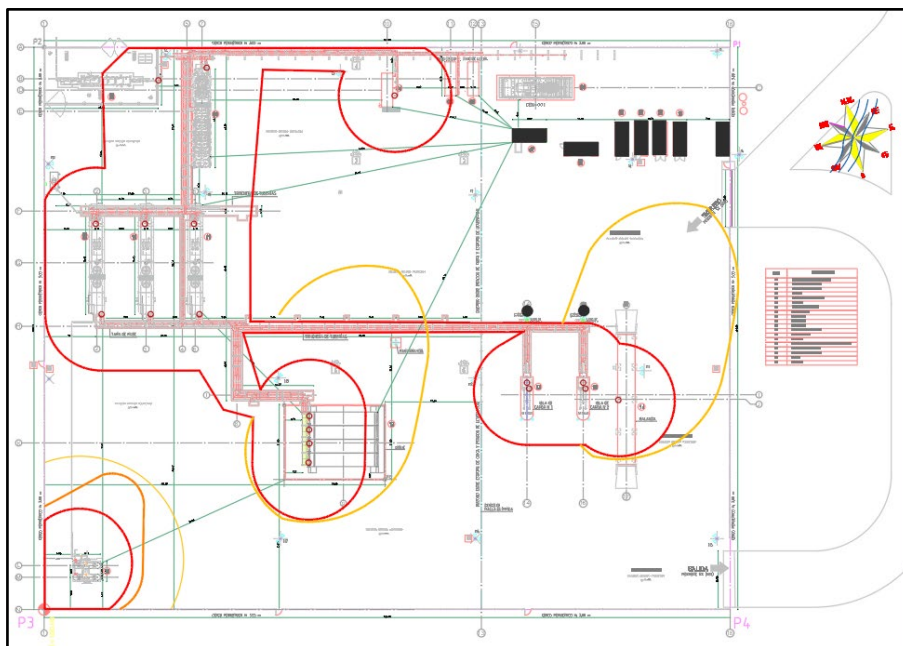
Fuga de GNL sin ignición



Nota: Fuente (Galileo Technologies, 2022)

Figura 22

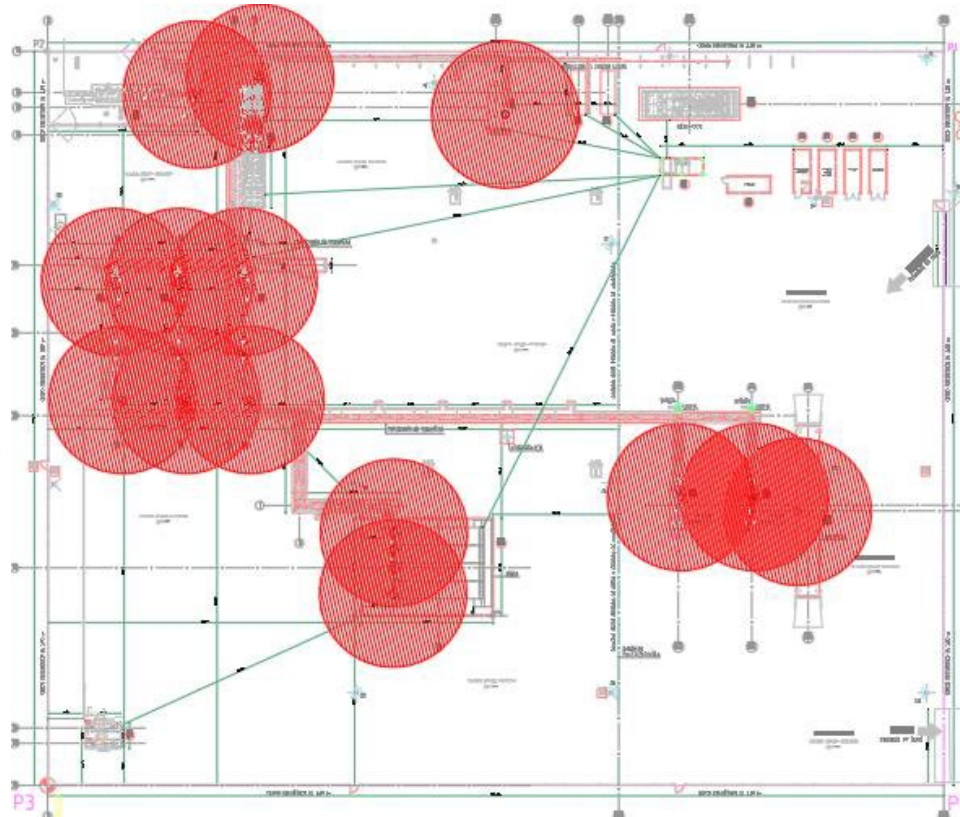
Zonas de seguridad establecidas alrededor de las áreas de almacenamiento y manejo de GNL



Nota: Fuente (Galileo Technologies, 2022)

Figura 23

Incendios de Chorro (Jet Fire)



Nota: Fuente (Galileo Technologies, 2022)

Anexo 3

Lista de los escenarios peligrosos identificados en una Planta de Licuefacción de gas natural

Tabla 17

Listado de escenarios peligrosos identificados

Ubicación	Escenario de riesgo	Código LOC	Fenómeno Peligroso	ID	Consecuencia
Tubería de Ingreso a Estación. Desde TP 001 hasta SDV 100	Fuga en Tubería	LOC17-1	Jet Fire	10D	Menor a 10 m: (10.0kW/(sqm))
CRYO (CT) – Acometida a Motor	Fuga en Tubería	LOC17-5	Jet Fire	14D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC17-6	Jet Fire	15D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Acometida a ZPTS	Fuga en Tubería	LOC17-7	Jet Fire	16D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC17-8	Jet Fire	17D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Acometida a Calentador	Fuga en Tubería	LOC17-9	Jet Fire	18D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC17-10	Jet Fire	19D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Acometida a Generador	Fuga en Tubería	LOC17-11	Jet Fire	20D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC17-1	Jet Fire	21D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
CRYO CT 003 – Gas para Proceso	Fuga en Tubería	LOC18-1	Jet Fire	30D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC18-2	Jet Fire	31D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
CRYO CT 003 – Isotanques	Fuga en Tubería	LOC19-1	Jet Fire	40D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC19-2	Jet Fire	41D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Isotanques - CRYO CT	Fuga en Tubería	LOC19-3	Jet Fire	42D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC19-4	Jet Fire	43D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Brida 2" de llegada de GNL	Fuga en Tubería	LOC20-1	Jet Fire	50D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC20-2	Jet Fire	51D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Brida 2" de salida de BOG	Fuga en Tubería	LOC20-3	Jet Fire	52D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC20-4	Jet Fire	53D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Brida 2" de salida de GNL	Fuga en Tubería	LOC20-5	Jet Fire	54D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC20-6	Jet Fire	55D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Brida 2" de llegada de BOG	Fuga en Tubería	LOC20-7	Jet Fire	56D	Menor a 10 m: (10.0kW/m2)
	Apertura total de tubería	LOC20-8	Jet Fire	57D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m2) Naranja: 11 yardas (10.05m) 5.0kW/(m2)
Isotanque	Fuga en el tanque	LOC21-1	VCE	60A	
			Flre	60B	

Ubicación	Escenario de riesgo	Código LOC	Fenómeno Peligroso	ID	Consecuencia
			Pool Fire	60C	Menor a 10 m: (10.0kW/m ²)
Tubería GNL de Isotanques a Estación de Carga	Fuga en Tubería	LOC22-1	Jet Fire	70D	Menor a 10 m: (10.0kW/m ²)
	Apertura total de tubería	LOC22-2	Jet Fire	71D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m ²)
Tubería de BOG de Estación de Carga a Isotanques.	Fuga en Tubería	LOC22-3	Jet Fire	72D	Menor a 10 m: (10.0kW/m ²)
	Apertura total de tubería	LOC22-4	Jet Fire	73D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m ²)
Manguera de carga de GNL	Fuga en Manguera	LOC22-5	Jet Fire	74D	Menor a 10 m: (10.0kW/m ²)
	Apertura total de Manguera	LOC22-6	Jet Fire	75D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m ²)
BOG de Cisterna	Fuga en Tubería	LOC22-7	Jet Fire	76D	Menor a 10 m: (10.0kW/m ²)
	Apertura total de tubería	LOC22-8	Jet Fire	77D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m ²)
Compresor de GNL en Estación de Carga	Fuga en Compresor	LOC22-1	Jet Fire	78D	Menor a 10 m: (10.0kW/m ²)
	Apertura total de tubería		Jet Fire	79D	Rojo: 11 yardas (10.05m) 10.0kW/(m ²)
Cisterna GNL	Fuga en el tanque	LOC23-2	Pool Fire	80C	Menor a 10 m: (10.0kW/m ²)
			Flash Fire	80B	
Zona de Almacenamiento de GLP	Fuga en Tubería	LOC24-1	VCE	90A	Naranja: 14 yardas (12.80m) 3.5 psi
			Flash Fire	90B	Naranja: 19 yardas (17.40 m) 9.0 psi
			Jet Fire	90D	Rojo: 11 yardas (10.05 m) 10.0kW/(m ²) Naranja: 14 yardas (12.80m) 5.0kW/(m ²)
	Venteo Instantáneo GLP	LOC24-2	VCE	91A	Naranja: 48 yardas (43.9 m) 3.5 psi
			Flash Fire	91B	Naranja: 53 yardas (48.46m) 5 psi
	Zona de Recarga a Cryos	Fuga en Manguera	LOC24-3	Flash Fire	92B
Zona de recarga de GLP	Fuga en Camión Cisterna GLP	LOC24-7	VCE	96A	Naranja: 17 yardas 5 psi
			Flash Fire	96B	Naranja: 18 yardas 5 psi
			Jet Fire	96D	Rojo: 11 yardas (10.05 m) 10.0kW/(m ²) Naranja: 14 yardas (12.80m) 5.0kW/(m ²)

Nota: Fuente (Galileo Technologies, 2022)

Anexo 4

Registro de escenarios *What if*, incluyendo valoración del Riesgo.

Tabla 18

Cuadro de análisis *What If?* Incluyendo valoración y salvaguarda según lo indicado en el Apéndice B de la RD 129-2021 MINEM/DGH

Sección: SDV 100 – Acometida a Motor de CRYO 003, 004, 005
 Descripción de la sección: Tubería de acero al carbono SCH 40, diámetro 3" Y 2", longitud 60 m,

¿Qué ocurre si...?	Escenario de riesgo ⁴	Código LOC	Consecuencia ⁵	ID	C	F	R	Salvaguarda
¿Se produce una fuga en Uniones bridadas de la tubería?	Fuga en Tubería	LOC17-5	VCE	14A	1	3	3	General Parada de Emergencia General (Cant.6) Válvula de Accionamiento automático (SDV1000). Al activar la parada de emergencia general se cierra la válvula de ingreso de gas. Al activar el corte de suministro eléctrico se cierra la válvula de corte principal (SDV100).. Cryo Parada de emergencia en Cryo (Cant 3) Detector de Metano (Cant. 4) Detector de Llama (Cant. 1) Válvula de Accionamiento automático en ingreso de motor (ZV 100). Al activar cualquiera de las paradas de emergencia locales (Cryo, ZPTS) se activa las válvulas automáticas de los equipos. Al cortar el suministro eléctrico en el equipo se cierran las válvulas de corte Al detectar una concentración de mezcla explosiva se apaga el equipo y cierra las válvulas automáticas. Al detectar llamas se apaga el equipo y cierra las válvulas automáticas.
			Flash Fire	14B	1	3	3	
			Pool Fire	14C	1	1	1	
			Jet Fire	14D	1	3	3	
	Apertura total de tubería	LOC17-6	VCE	15A	1	2	2	
			Flash Fire	15B	1	2	2	
			Pool Fire	15C	1	1	1	
			Jet Fire	15D	1	2	2	

⁴ De acuerdo al Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los siguientes escenarios de riesgo aplicables al proyecto: Tuberías de GNL: 5g Fuga en tubería. 5h Apertura total de tubería. Manguera de GNL: 5i Fuga en la manguera, 5j Apertura total de la manguera.

⁵ De acuerdo al Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los fenómenos peligrosos asociados a cada uno de los escenarios identificados.

Sección:

SDV 100 – Acometida a ZPTS

Descripción de la sección: Tubería de acero al carbono SCH 40, diámetro 3" Y 2", longitud 7.5 m,

¿Qué ocurre si...?	Escenario de riesgo ⁶	Código LOC	Consecuencia ⁷	ID	C	F ⁸	R	Salvaguarda
¿Se produce una fuga en Uniones bridadas de la tubería?	Fuga en Tubería	LOC17-7	VCE	16A	1	3	3	General Parada de Emergencia General (Cant.6) Válvula de Accionamiento automático. Al activar la parada de emergencia general se cierra la válvula de ingreso de gas (SDV100). Al activar el corte de suministro eléctrico se cierra la válvula de corte principal (SDV100). ZPTS Parada de emergencia en ZPTS (Cant 3) Válvula de Accionamiento automático (SDV100). Válvula de accionamiento automático (ZV 010). Detector de Metano (Cant. 4) Detector de Llama (Cant. 1) Válvula de Accionamiento automático en ingreso de motor. Al activar cualquiera de las paradas de emergencia locales (Cryo, ZPTS) se activa las válvulas automáticas de los equipos. Al cortar el suministro eléctrico en el equipo se cierran las válvulas de corte automático. Al detectar una concentración de mezcla explosiva se apaga el equipo y cierra las válvulas automáticas. Al detectar llamas se apaga el equipo y cierra las válvulas automáticas.
			Flash Fire	16B	1	3	3	
			Pool Fire	16C	1	1	1	
			Jet Fire	16D	1	3	3	
	Apertura total de tubería	LOC17-8	VCE	17A	1	2	2	
			Flash Fire	17B	1	2	2	
			Pool Fire	17C	1	1	1	
			Jet Fire	17D	1	2	2	

⁶ De acuerdo al Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los siguientes escenarios de riesgo aplicables al proyecto: Tuberías de GNL: 5g Fuga en tubería. 5h Apertura total de tubería. Manguera de GNL: 5i Fuga en la manguera, 5j Apertura total de la manguera.

⁷ De acuerdo al Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los fenómenos peligrosos asociados a cada uno de los escenarios identificados.

⁸ Frecuencia, la frecuencia se define según los resultados del Árbol de sucesos.

Sección:

ZPTS - CRYO CT – Gas para Proceso

Descripción de la sección: Tubería de acero al carbono SCH 40, diámetro 3" Y 2", longitud 90 m.

¿Qué ocurre si...?	Escenario de riesgo ⁹	Código LOC	Consecuencia ¹⁰	ID	C	F	R	Salvaguarda
¿Se produce una fuga entre 12 y 16 bar por rotura de tubería, uniones?	Fuga en Tubería	LOC18-1	VCE	30A	1	3	3	General Parada de Emergencia General (Cant.6). Válvula de Accionamiento automático (SDV100). Cryo Parada de emergencia en Cryo (Cant 3) Parada de emergencia en ZPTS (Cant 3) Detector de Metano Cryo (Cant. 4) Detector de Metano ZPTS (Cant 2) Detector de Llama (Cant. 1) Válvula de accionamiento automático en salida de gas en ZPTS (ZV – 200) Válvula de accionamiento automático en ingreso de gas en CRYO (ZV – 100) Al activar cualquiera de las paradas de emergencia locales (Cryo, ZPTS) se activa las válvulas automáticas de los equipos. Al cortar el suministro eléctrico en el equipo se cierran las válvulas de corte Al detectar una concentración de mezcla explosiva se apaga el equipo y cierra las válvulas automáticas. Al detectar llamas se apaga el equipo y cierra las válvulas automáticas.
			Flash Fire	30B	1	3	3	
			Pool Fire	30C	1	1	1	
			Jet Fire	30D	1	3	3	
	Apertura total de tubería	LOC18-2	VCE	31A	1	2	2	
			Flash Fire	31B	1	2	2	
			Pool Fire	31C	1	1	1	
			Jet Fire	31D	1	2	2	

Nota: Fuente (Galileo Technologies, 2022)

⁹ De acuerdo al Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los siguientes escenarios de riesgo aplicables al proyecto: Tuberías de GNL: 5g Fuga en tubería. 5h Apertura total de tubería. Manguera de GNL: 5i Fuga en la manguera, 5j Apertura total de la manguera.

¹⁰ De acuerdo al Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks se definen los fenómenos peligrosos asociados a cada uno de los escenarios identificados.