

## ANEXO 1

### DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

### SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN EL PACIFICO COLOMBIANO

### DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA CONVOCATORIA PUBLICA UPME XXX - 2018

Bogotá D. C., Mayo de 2018

## TABLA DE CONTENIDO

1			
2			
3			
4			
5	<b>1</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES .....</b>	<b>7</b>
6	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales .....	7
7	1.2	Definiciones.....	8
8	<b>2</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....</b>	<b>9</b>
9	2.1	Descripción de las obras .....	10
10	<b>3</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES .....</b>	<b>12</b>
11	3.1	Principales características técnicas del proyecto.....	12
12	3.1.1	Composición GNL .....	12
13	3.1.2	Concesiones, licencias y Permisos.....	13
14	3.1.3	Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación .....	13
15	3.1.4	Materiales y equipos.....	14
16	3.1.5	Normas para Fabricación de Equipos.....	15
17	3.1.6	Pruebas en Fábrica .....	15
18	3.2	Desarrollo de las Ingenierías básica y de detalle.....	15
19	3.2.1	Procedimiento General del Diseño .....	15
20	3.2.2	Documentos de Ingeniería Básica .....	16
21	3.2.3	Documentos de la Ingeniería de Detalle.....	17
22	3.2.4	Mano de Obra .....	17
23	3.2.5	Equipos y Herramientas .....	17
24	3.2.6	Calidad de los trabajos .....	18
25	<b>4</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN FSRU.....</b>	<b>20</b>
26	4.1	Obras Marítimas .....	21
27	4.1.1	Descripción de las Instalaciones a Diseñar.....	21
28	4.1.2	Reglamentos o Normas Técnicas.....	23
29	4.1.3	Criterios Generales de Proyecto.....	27
30	4.1.4	Buques de Diseño .....	34
31	4.1.5	Criterios de Diseño Funcional.....	37
32	4.1.6	Acciones de Diseño.....	41
33	4.1.7	Criterios Geotécnicos .....	56
34	4.1.8	Criterios Estructurales .....	69
35	4.2	Instalaciones receptoras de gas regasificado ( <i>Topside</i> de atraque e instalaciones en tierra) .....	77
36	4.2.1	Introducción.....	77
37	4.2.2	Criterios generales de alcance de los trabajos en Topside de atraque e instalaciones en Tierra .....	78
38	4.2.3	Bases de Diseño .....	106
39	4.2.4	Especificación Funcional .....	112
40	4.2.5	Filosofía de Operación.....	131
41	4.3	Buque regasificador FSRU .....	136
42	4.3.1	Alcance del FSRU .....	137
43			
44			

1	4.3.2	Bases de Diseño .....	138
2	4.3.3	Especificación funcional .....	143
3	4.3.4	Filosofía de operación .....	175
4	<b>5</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN PLANTA REGASIFICACIÓN Y</b>	
5		<b>ALMACENAJE EN TIERRA.....</b>	<b>181</b>
6	5.1	Obras Marítimas.....	182
7	5.2	Almacenamiento y Planta de Regasificación en tierra .....	182
8	5.2.1	Diagrama de Proceso.....	183
9	5.2.2	Criterios generales de alcance de los trabajos en <i>Topside</i> de atraque	
10		instalaciones en Tierra .....	184
11	5.2.3	Bases de Diseño .....	184
12	5.2.4	Especificación funcional .....	203
13	5.2.5	Filosofía de operación .....	212
14	<b>6</b>	<b>FIGURAS.....</b>	<b>223</b>
15			
16			
17			

## LISTADO DE TABLAS

1		
2		
3		
4	<b>Tabla 1. Rango de composiciones de suministro de GNL.....</b>	<b>12</b>
5	<b>Tabla 2. Calidad del Gas Natural en el Sistema Nacional de Transporte .....</b>	<b>13</b>
6	<b>Tabla 3. Normatividad criterios geotécnicos .....</b>	<b>24</b>
7	<b>Tabla 4. Normatividad diseño estructural .....</b>	<b>24</b>
8	<b>Tabla 5. Niveles de daño sobre la estructura para escenarios sísmicos.....</b>	<b>30</b>
9	<b>Tabla 6. Grados de comportamiento estructural.....</b>	<b>30</b>
10	<b>Tabla 7. Tipo de estructuras en función de su importancia .....</b>	<b>31</b>
11	<b>Tabla 8. Grupos de uso .....</b>	<b>32</b>
12	<b>Tabla 9. Condiciones de trabajo relacionadas con la actividad sísmica para</b>	
13	<b>estructuras del Grupo de Uso III.....</b>	<b>32</b>
14	<b>Tabla 10. Valores del coeficiente de importancia, I .....</b>	<b>33</b>
15	<b>Tabla 11. Datos preliminares FSRU DE 170.000 M<sup>3</sup> de capacidad.....</b>	<b>34</b>
16	<b>Tabla 12. Flota de diseño preliminar .....</b>	<b>35</b>
17	<b>Tabla 13. Movimientos máximos admisibles. Amplitudes de pico a pico, menos la</b>	
18	<b>deriva que es de 0 a pico.....</b>	<b>39</b>
19	<b>Tabla 14. Masa de los materiales.....</b>	<b>42</b>
20	<b>Tabla 15. Cargas muertas de los principales equipos sobre las plataformas .....</b>	<b>43</b>
21	<b>Tabla 16. Parámetros diseño sísmico .....</b>	<b>48</b>
22	<b>Tabla 17. Tipos de perfil de suelo.....</b>	<b>53</b>
23	<b>Tabla 18. Tipos de perfil de suelo.....</b>	<b>57</b>
24	<b>Tabla 19. Coeficiente de seguridad .....</b>	<b>60</b>
25	<b>Tabla 20. Valores mínimos recomendados del coeficiente de seguridad .....</b>	<b>63</b>
26	<b>Tabla 21. Factores de seguridad para la capacidad por punta de los pilotos .....</b>	<b>64</b>
27	<b>Tabla 22. Factores de seguridad para la capacidad por punta de los pilotos .....</b>	<b>65</b>
28	<b>Tabla 23. Taludes usuales de dragado.....</b>	<b>69</b>
29	<b>Tabla 24. Coeficientes para los taludes de dragado .....</b>	<b>69</b>
30	<b>Tabla 25. Definiciones generales.....</b>	<b>78</b>
31	<b>Tabla 26. Unidades sistema métrico internacional.....</b>	<b>108</b>
32	<b>Tabla 27. Factor de conversión.....</b>	<b>110</b>
33	<b>Tabla 28. Códigos y Estándares .....</b>	<b>110</b>
34	<b>Tabla 29. Calidad GN .....</b>	<b>140</b>

1	Tabla 30. Códigos y estándares aplicables a seguridad y salud.....	155
2	Tabla 31. Códigos y estándares aplicables al Medio Ambiente .....	156
3	Tabla 32. Códigos y estándares aplicables a aseguramiento de la calidad .....	156
4	Tabla 33. Códigos y estándares aplicables a IMR .....	157
5	Tabla 34. Códigos y estándares aplicables al FSRU .....	158
6	Tabla 35. Códigos y estándares aplicables a defensas y maniobras de atraque....	160
7	Tabla 36. Códigos y estándares a sistemas mecánicos .....	161
8	Tabla 37. Códigos y estándares aplicables para instalaciones contra-incendios ..	164
9	Tabla 38. Códigos y estándares aplicables al izado.....	164
10	Tabla 39. Códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso.....	165
11	Tabla 40. Códigos y estándares aplicables a tanques de GNL.....	166
12	Tabla 41. Códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación.....	166
13	Tabla 42. Códigos y estándares aplicables a sistema eléctricos e instrumentación	
14	.....	167
15	Tabla 43. Códigos y estándares aplicables a sistemas salvavidas.....	174
16	Tabla 44. Criterios Diseño tuberías planta.....	193
17	Tabla 45. Servicios auxiliares – nitrógeno gas (pureza mínima 99%).....	193
18	Tabla 46. Servicios auxiliares – aire de instrumentos y aire de planta .....	193
19	Tabla 47. Servicios Auxiliares – Agua de servicios.....	194
20	Tabla 48. Servicios auxiliares – agua contra incendios .....	194
21	Tabla 49. Puntos de ajuste de sistema de protección.....	206
22		
23		

## LISTADO DE FIGURAS

<b>Figura 1. Subsistemas opción FSRU.....</b>	<b>20</b>
<b>Figura 2. Movimientos del buque en sus 6 grados de libertad.....</b>	<b>39</b>
<b>Figura 3. Espectro elástico de aceleraciones horizontales (amortiguamiento del 5%)</b>	<b>49</b>
<b>Figura 4. Espectro elástico de aceleraciones horizontales (amortiguamiento del 2 %)</b>	<b>51</b>
<b>Figura 5. Esquema PFD preliminar de Regasificación del FSRU (Indicativo) .....</b>	<b>148</b>
<b>Figura 6. Subsistemas opción en tierra .....</b>	<b>181</b>
<b>Figura 7. Diagrama Procesos de la Planta de Regasificación en tierra (Indicativo)</b>	<b>183</b>

## 1 CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista DSI de las Convocatoria Pública UPME XXXXX – 2018.

Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo", "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.

Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista DSI, corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

### 1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

Como Requisitos Técnicos Esenciales, las especificaciones de diseño, construcción, montaje, pruebas y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista DSI. Los trabajos deben contar con un diseño, efectuado por profesional(es) competente(s) para desarrollar esa actividad.

En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al auditor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptadas para el proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista DSI, las normas Técnicas Colombianas, la Comisión de Regulación de Energía Gas (CREG) y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía (MME). El Inversionista deberá aplicar las normas, estándares, reglamentos técnicos y regulación, incluyendo su versión o actualización más reciente vigente al momento de desarrollar cada actividad.



## 1.2 Definiciones

Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista DSI.

PREPUBLICACIÓN



## 2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicios, operación y mantenimiento de las obras asociadas a la Planta de Regasificación del Pacífico, definida en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y adoptada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017, con las siguientes características:

1. Capacidad de regasificación: 400 MPCD
2. capacidad de almacenamiento: 170.000 m3
3. Disponibilidad: 99.5% anual
4. Sitio: Bahía de Buenaventura
5. Servicios: i) Descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de cisternas de gas natural licuado, y v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frio. (Res. CREG 107 y 152 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustiyan).
6. Gas regasificado entregado al gasoducto en condiciones RUT (Res. CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen y sustituyan).
7. Boil Of Gas (BOG): 0,15% por día
8. Inventario Mínimo: 30% de la capacidad de almacenamiento.
9. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto civiles, mecánicas, eléctricas y de instrumentación así como físicas necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la construcción, operación y mantenimiento de las obras garantizando siempre su compatibilidad con la infraestructura existente y el medio ambiente.

**NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente Convocatoria Pública UPME XXXX-2017

- a. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología. No se aceptarán prototipos o tecnologías no probadas. Tampoco se aceptarán equipos y elementos que impliquen alguna restricción o limitación a la importación de gas natural licuado.
- b. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para el construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.

## 2.1 Descripción de las obras

El inversionista deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote o lotes (según se requiera), del diseño, de la construcción, de la operación y del mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2.

El inversionista deberá indicar en su oferta los detalles del conjunto de instalaciones plenamente operativas que garantizarán la entrega del gas natural regasificado en cantidad y calidad. Para ello podrá elegir el esquema tecnológico según las opciones consideradas en este anexo técnico.

Según lo anterior, el Alcance de Trabajo de las instalaciones del inversionista, comprenderá, de forma no exhaustiva, (independientemente de la opción seleccionada) lo siguiente:

1. Realizar la Ingeniería Básica y de Detalle, compras de materiales y equipos, instalación, Construcción y Comisionado de la Planta de Regasificación completa.
2. Puesta en Marcha de las instalaciones, entrenamiento de los operadores y pruebas de garantía hasta total cumplimiento de las especificaciones.
3. Operación estable (incluyendo el mantenimiento) y con la confiabilidad requerida según los requisitos establecidos en la regulación aplicable, los reglamentos técnicos y estos DSI.
4. Gestión completa de todo el Proyecto, elaboración de toda la documentación requerida para el diseño, la compra y la construcción de las instalaciones hasta su emisión en versión *as-built*.
5. Gestión completa de la calidad en todas las fases y procesos del Proyecto.
6. Suministro de todo el material, equipos, mano de obra, consumibles y los que considere el Inversionista, necesarios para dejar las instalaciones totalmente operativas y con los mayores niveles de seguridad aceptables para instalaciones de GNL.
7. Adquisición de los derechos de propiedad o uso para los terrenos en los que se implantarán las instalaciones, ya sea en tierra y/o en zonas gestionadas por la Autoridad Marítima.
8. Construcción de cualquier vial, carretera, o acceso interior a las instalaciones.
9. Construcción de cualquier vial, carretera, o acceso exterior a las instalaciones hasta vía de acceso público.
10. Tramitar y conseguir la autorización de todos los permisos de cualquier tipo necesarios para la construcción y operación de la instalación. El Proyecto deberá contar con las concesiones, licencias y permisos necesarios para la operación portuaria relacionada con el Proyecto. De todos los permisos se prestará especial atención a todos los relacionados con el Medio Ambiente.

11. Realizar el dragado, cada vez que sea necesario, en la Bahía de Buenaventura para la correcta navegabilidad, maniobrabilidad y seguridad de los buques FSRU (si fuere el caso) y Carrier.

12. Coordinación y gestión integrada de todas las partes o subsistemas del Proyecto evitando duplicidades, ausencias en los límites de batería o incompatibilidades entre las diferentes partes o etapas en las que se divida el proyecto global.

Los próximos capítulos incluyen el conjunto de especificaciones de carácter técnico que deberá cumplir el inversionista y que deberán sumarse a todas las demás condiciones establecidas en el documento de selección de inversionista.

### 3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

El Auditor informará de manera independiente al Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el cumplimiento de las especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo, en los términos de los Documentos de Selección y la Normatividad Aplicable.

El Inversionista deberá adoptar los controles y medidas para preservar el bienestar y la seguridad de la población.

#### 3.1 Principales características técnicas del proyecto

##### 3.1.1 Composición GNL

La Planta de Regasificación del pacífico recibirá GNL de diferentes localizaciones. La siguiente tabla recoge las composiciones del GNL para las que se debe diseñar la terminal.

**Tabla 1. Rango de composiciones de suministro de GNL**

	<b>GNL Diseño</b>	<b>GNL Ligero</b>	<b>GNL Pesado</b>
Composición molar %	Mol %	Mol %	Mol %
Nitrógeno	0.57	0.01	1.40
Metano	89.07	96.78	85.8
Etano	10.26	2.78	8.37
Propano	0.1	0.37	3.00
I-Butano	0.01	0.04	0.60
n-Butano	---	0.02	0.60
Pentano	---	---	0.23
Peso Molecular	17.53	16.51	18.86
PCS. MJ/Nm <sup>3</sup>	42.9	41.05	45.05
Peso específico (líquido)	0.452	0.431	0.473

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

Por otra parte, la calidad del gas natural regasificado exigido por la CREG, según resolución CREG 071 del año 1999 (Reglamento único de transporte - RUT) en su numeral 6.3 es la siguiente:

**Tabla 2. Calidad del Gas Natural en el Sistema Nacional de Transporte**

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 J/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100PCS
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínima	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000 pc

Fuente: CREG

### 3.1.2 Concesiones, licencias y Permisos

La consecución de todas las concesiones, licencias y permisos para la construcción y operación de la Planta de Regasificación son total responsabilidad del Inversionista seleccionado. Se debe considerar lo establecido en las Disposiciones Aplicables.

### 3.1.3 Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación

El Inversionista seleccionado, es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades competentes en materia de asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la construcción en el área de influencia del proyecto, consultas con comunidades y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o condiciones de orden nacional, regional o local las cuales deberán tener en cuenta el Inversionista.

El Inversionista seleccionado tramitará, bajo su total responsabilidad, los permisos, concesiones y licencias a que hubiere lugar, dentro de los cuales se deberán considerar las facilidades para los accesos, los equipos a utilizar y las diferentes obras a desarrollar.

El Inversionista seleccionado correspondiente deberá analizar y tener en cuenta todos los posibles riesgos de cualquier tipo, incluyendo, entre otros, los físicos y sociales.

En el documento **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO** se suministra información secundaria de referencia para el Proyecto. El objeto de este documento es dar a conocer a los inversionistas interesados un análisis preliminar de las componentes bióticas, abióticas y sociales dentro del área de estudio identificada. Este es un documento ilustrativo para los Interesados, que no determina las condiciones para la ejecución del Proyecto.

El Proponente que, en ejercicio de la libertad de empresa y la libre iniciativa privada, presente propuesta para la ejecución del Proyecto, asume en su integridad los riesgos inherentes al mismo. Los Proponentes basarán sus propuestas en sus propios análisis, estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones y consultas ante las Autoridades.

### 3.1.4 Materiales y equipos

Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones.

Todos los materiales usados deberán contar con certificado de producto. El Inversionista seleccionado deberá presentar para fines pertinentes al Auditor correspondiente, los documentos que le permitan verificar dicha circunstancia.

El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Auditor de los soportes (memorias de cálculo o cualquier documento que el Auditor considere idóneo) que demuestren que los materiales y equipos son aptos para soportar las condiciones climáticas y sísmicas del sitio de instalación y para cumplir con el plan de abastecimiento de gas natural, la Disposiciones Aplicables y los DSI.



### 3.1.5 Normas para Fabricación de Equipos

El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la edición más reciente de las Normas nacionales e internacionales vigentes para el sector de Hidrocarburos.

### 3.1.6 Pruebas en Fábrica

Una vez el Inversionista seleccionado haya definido los equipos a utilizar, deberá entregar al Auditor, copia de los reportes de las pruebas en fábrica, que satisfagan las normas nacionales e internacionales vigentes.

En caso de que en las pruebas en fábrica se determine que un equipo incumple los parámetros necesarios para que el Proyecto cumpla con el Plan de Abastecimiento o los DSI, el auditor lo informará como un incumplimiento de los requisitos técnicos en la forma indicada en el inciso segundo del literal a) del artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017, con las consecuencias previstas en la Normatividad Aplicable. Se entenderá que la desviación fue corregida cuando se haga una nueva prueba que cumpla los parámetros aplicables. De la misma manera se procederá en caso de que las pruebas no cumplan con las normas técnicas aplicables.

## 3.2 Desarrollo de las Ingenierías básica y de detalle

### 3.2.1 Procedimiento General del Diseño

El Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas que gobernarán el desarrollo total del Proyecto. En este documento se consignará toda la normatividad técnica, que deberá incluir como mínimo y sin limitarse a lo siguiente:

- i. Las especificaciones para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos.
- ii. Las especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las fases del Proyecto.
- iii. Las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados de estudios del sistema nacional de transporte de gas natural; parámetros básicos de diseño (flujos, presiones, temperaturas, distancias de aislamiento, riesgos, etc); corredor de construcción del gasoducto, hojas de datos de los equipos; diagramas unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales; filosofía de control, unidades de medición para transferencia de custodia, selección de tipo de válvulas SDV, etc.
- iv. Las especificaciones de la Ingeniería de Detalle a desarrollar.



- v. Los procedimientos y especificaciones de pruebas en fábrica.
- vi. Los procedimientos de transporte, almacenamiento y manejo de equipos y materiales.
- vii. Los procedimientos de construcción y montaje.
- viii. Los procedimientos de intervención sobre equipos existentes.
- ix. Los procedimientos y especificación de pruebas en campo.
- x. Los procedimientos para efectuar las pruebas funcionales del gasoducto.
- xi. Los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio.
- xii. Los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto.
- xiii. Los procedimientos de operación y mantenimiento.

Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma acumulativa el Documento Final o definitivo que regirá la ejecución del Proyecto.

Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar incorporadas en las especificaciones técnicas del Proyecto y el Inversionista debe entregarlas al Auditor.

El Auditor dentro de su informe deberá detallar y confirmar la inclusión de todas y cada una de las actividades mencionadas. En la información que el Inversionista debe entregar al Auditor se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.

Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos de seguimiento de los Suministros; documentos que especifiquen las pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio del gasoducto y de la operación y mantenimiento. La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista seleccionado y entregada a la Auditoría para revisión.

### 3.2.2 Documentos de Ingeniería Básica

Son aquellos que definen los parámetros básicos de la Planta de Regasificación del Pacífico; dan a conocer el alineamiento y dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de la tubería, válvulas y equipos asociados; especifican la filosofía de control, medición, protección y comunicaciones; establecen la implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería

de Detalle e incluyen las memorias de cálculo que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista seleccionado al Auditor para su revisión y verificación del cumplimiento de condiciones.

### 3.2.3 Documentos de la Ingeniería de Detalle

Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje de la Planta de Regasificación y sus obras complementarias; permiten definir y especificar cantidades y características de materiales a granel e incluye todas las memorias de cálculo que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería.

Se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista seleccionado al Auditor para su revisión y verificación del cumplimiento de condiciones. Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la puesta en servicio, la operación de la Planta de Regasificación y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte de la Auditoría.

### 3.2.4 Mano de Obra

La mano de obra será calificada y ejecutada por personal idóneo y experimentado.

El inversionista seleccionado deberá suministrar todos los elementos necesarios para su seguridad y el cumplimiento de la normatividad existente, exigirá su uso, mantendrá en la obra elementos de primeros auxilios y cumplirá todas las normas referentes a seguridad laboral que contemple la Normatividad Aplicable.

Sea cual fuere la naturaleza del personal a ocupar, su estadía en obra está supeditada al cumplimiento de todas la Normatividad Aplica. Todo el personal sea cual fuere la naturaleza del vínculo con la obra, está en la obligación de acatar todas las disposiciones que en ella rijan en lo que tiene que ver con seguridad industrial, salud ocupacional, procedimientos técnicos, y buenas prácticas.

### 3.2.5 Equipos y Herramientas

El inversionista seleccionado deberá poner al servicio de la obra los equipos adecuados y suficientes para el cumplimiento del cronograma, la Curva S, el plan de abastecimiento de gas natural y los DSI.

Los equipos y herramientas a utilizar deben estar en buen estado y condiciones de higiene y seguridad, adecuadas para la labor contratada, acorde con la clasificación donde se realizará el trabajo y debidamente certificados.

El Inversionista deberá implementar un programa de mantenimiento preventivo de maquinaria y equipo que se utilice en la obra. Si esta maquinaria o equipo es alquilado o contratado a otra empresa, se le deberá exigir a la misma que presente los respectivos certificados de mantenimientos preventivos.

Los equipos, herramientas e implementos de trabajo solo serán operados por personal calificado y autorizado. Todos los equipos, máquinas, herramientas e implementos de trabajo deberán estar dotados con los dispositivos, instructivos, controles y señales de seguridad exigidos o recomendados por los fabricantes.

Todo equipo de tracción deberá ir bien asegurado mediante estribos o cualquier otro medio.

El inversionista suministrará a sus trabajadores, en perfecto estado, las herramientas apropiadas requeridas para cada labor específica y todas las escaleras, andamios, diferenciales, poleas, grilletes, cuerdas, cables, eslingas, bloques, palancas, láminas, tablones y demás accesorios necesarios para cada trabajo, de la calidad y en la cantidad requerida para que éste se pueda realizar con seguridad, minimizando el riesgo de accidente.

Todas las escaleras, andamios, pasarelas y cualquier otro lugar elevado o a orillas de las excavaciones que sirvan de acceso al personal deberán estar protegidos por barandillas o pasamanos rígidos, resistentes y robustos y deberán cumplir con la normatividad vigente en materia de seguridad industrial y salud ocupacional.. Dichas barandillas o pasamanos deberán ser pintadas de color amarillo.

Las herramientas deberán ser utilizadas para las funciones propias para las cuales fueron diseñadas y no deberán manipularse para hacer funciones propias de otras herramientas. Las herramientas manuales con puntas agudas estarán provistas de resguardos cuando no se utilicen.

### **3.2.6 Calidad de los trabajos**

Para que la auditoria pueda inspeccionar los trabajos, el inversionista seleccionado proveerá en todo tiempo facilidades suficientes y adecuadas, tales como: herramientas, instrumentos, plataformas e indumentaria. Deberá también suministrar libre de costos para la auditoria, todas las muestras de materiales que hayan de utilizarse en ensayos o para futura referencia, cuando tales muestras sean solicitadas por la Auditoria para el ejercicio de sus funciones.

El Inversionista deberá presentar un Plan de Calidad operativo que asegure el cumplimiento de los requisitos especificados en la fase de ingeniería de detalle y en la Licencia Ambiental otorgada al proyecto; estos planes de calidad deben ser elaborados con base en los lineamientos definidos en la norma ISO vigente.




El personal que realice las inspecciones, pruebas y/o ensayos debe contar con las certificaciones apropiadas que lo acrediten para desarrollar estas actividades.

Durante la ejecución de las obras, se adelantarán auditorías de verificación, con el propósito de dar seguimiento a la implementación y eficacia del Plan de Calidad Operativo y dar seguimiento y verificar la conformidad con los requisitos especificados en la ingeniería de Detalle del proyecto.

La responsabilidad por la calidad de la obra es única y exclusivamente del Inversionista. Cualquier revisión que realice la Auditoría se hará para verificar su cumplimiento y no exime de responsabilidad al Inversionista.

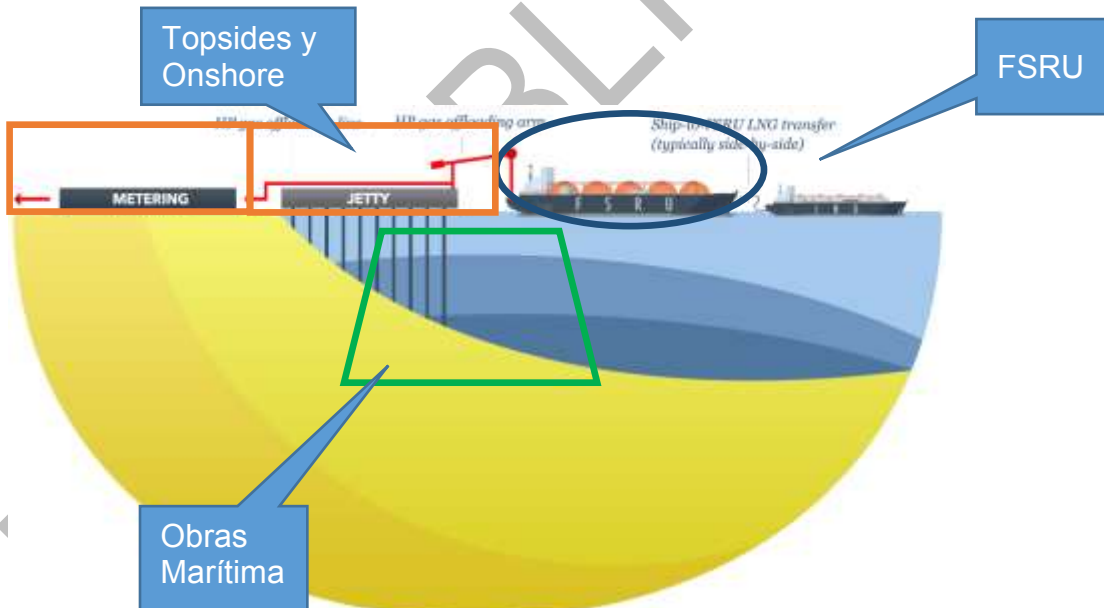
#### 4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN FSRU

El alcance de trabajo de las instalaciones del inversionista para la opción FSRU, detallado en los próximos apartados de este capítulo, comprende, de forma no exhaustiva, los tres subsistemas siguientes:

- Obras de carácter Marítimo requeridas para el atraque de un FSRU capaz de regasificar 400 MPCD y recibir GNL de Buques Carrier por medio de instalaciones situadas en el atraque o conexiones ship-to ship. Mostrado en gráfico como 
- Instalaciones receptoras de gas regasificado (Topside de atraque e instalaciones en tierra). Mostrado en gráfico como 
- Buque Regasificador FSRU (Floating Storage and Regasification Unit), en régimen de propiedad o leasing. Mostrado en gráfico como 

De forma gráfica los subsistemas son los siguientes:

**Figura 1. Subsistemas opción FSRU**



Fuente: SENER Pacífico, 2017. Adaptado del esquema de Golar LNG.

## 4.1 Obras Marítimas

El objeto de este documento es definir los criterios de Proyecto para el diseño de las obras marítimas de las futuras instalaciones de regasificación en la bahía de Buenaventura.

Este capítulo se ha estructurado en los siguientes apartados:

- Descripción de las instalaciones a diseñar
- Reglamentos o normas técnicas
- Criterios generales de proyecto
- Buques de diseño
- Criterios de diseño funcionales
- Acciones de diseño
- Criterios de diseño geotécnicos
- Criterios de diseño estructurales

### 4.1.1 Descripción de las Instalaciones a Diseñar

#### 4.1.1.1 Listado de instalaciones civiles y estructuras

A continuación se presenta un listado referencial de las principales estructuras marinas de las futuras instalaciones:

- Jetty:

Plataforma de operaciones del jetty:

- Duques de alba de amarre;
- Duques de alba de atraque;
- Pasarelas de interconexión peatonales entre duques de alba y entre duques de alba y plataforma.

- Puente de acceso tipo Trestle de conexión entre el jetty y las instalaciones terrestres:

- Acceso rodado
- Rack de tuberías, y
- Acceso peatonal.

Si bien este documento se restringe a las bases de diseño de las estructuras y equipos marítimos, las instalaciones deben ser diseñadas para soportar todos los



elementos asociados a la carga / descarga de gas, que incluye los siguientes elementos referenciales:

- Todas las tuberías de gas y de otros servicios;
- Todos los equipos mecánicos;
- Todos los sistemas eléctricos y electrónicos;
- Todos los sistemas de instrumentación;
- Todos los sistemas de control y comunicaciones;
- Todos los sistemas de protección contra incendios;
- Todos los sistemas de protección contra rayos
- Todos los servicios e instalaciones auxiliares como:
  - Suministro eléctrico y distribución
  - Alumbrado
  - Comunicaciones
  - Distribución de agua contra incendios incluyendo tuberías, hidrantes y monitores
  - Equipo de lucha contra incendios
  - Equipos de seguridad
  - Pararrayos y faradización de edificios
  - Listado de equipos marítimos
  - Otros
- Cualquier otro servicio o red técnica para la operatividad y funcionalidad de la instalación.

A continuación se presenta un listado referencial general de los equipos marítimos a instalar en el atraque:

- Ganchos de escape rápido
- Defensas elásticas en los duques de alba de atraque
- Defensas elásticas auxiliares
- Protección catódica para estructuras metálicas
- Pasarelas de acceso a buque (Gangways)
- Sistema de monitorización de la Terminal incluyendo:
  - Sistema de aproximación de buques (SBS)
  - Estación meteorológica (MEMS)
  - Sistema de monitorización de amarras (MLMS)
  - Sistema de comunicación por cable y FO. Cable Buque Tierra (SLS)
  - Sistema de identificación automática (AIS)



## 4.1.2 Reglamentos o Normas Técnicas

### 4.1.2.1 Marco legal de aplicación

El diseño deberá realizarse teniendo en cuenta el marco regulatorio derivado de la aplicación de las siguientes leyes, sin carácter exhaustivo:

- Ley 1 de 1991 Estatuto de puertos marítimos.
- Ley 1242 de 2008: Código Nacional de Navegación y Actividades Portuarias Fluviales.
- Decreto 804 de 2001: Servicio Público Transporte Marítimo.

### Superintendencia General de Puertos

- RESOLUCIÓN No. 71 de 1997 - Reglamento de condiciones técnicas de operación de los puertos.

### DIMAR- Dirección General Marítima de Colombia

- Ley 1682 de 2013, por la cual se adoptan medidas y disposiciones para los proyectos de infraestructura de transporte y se conceden facultades extraordinarias.
- Decreto 3049 de 2013, por el cual se corrigen unos yerros en la Ley 1682 del 22 de noviembre de 2013, por la cual se adoptan medidas y disposiciones para los proyectos de infraestructura de transporte y se conceden facultades extraordinarias
- Resolución 447 de 2011, por la cual se establece la información y especificaciones técnicas requeridas en el Plan General para la instalación de ayudas a la navegación, al que hace referencia el artículo 4 del Reglamento No. 071 de 1997, proferido por el Ministerio de Transporte.

### 4.1.2.2 Normativa de referencia para el diseño

Se muestra a continuación la lista de las principales normas y códigos que deben ser considerados para el diseño de las estructuras marítimas incluidas en el proyecto, así como algunos criterios que indican la prevalencia entre ellos.

De forma general y por encima de cualquier otra norma o reglamento, siempre primará la normatividad Colombiana vigente.

Solo en aquellos casos en que la normativa indicada no cubriera algún aspecto del diseño, ejecución, control de calidad, ensayo, u otros, se deben considerar las

especificaciones incluidas en códigos de diseño internacionales (por orden de aplicación):

- 1) Normatividad Colombiana.
- 2) Normatividad USA (USACE/ASCE).
- 3) Normatividad Europea (EUROCÓDIGOS).
- 4) Normatividad Española (ROM).
- 5) Normas ISO.
- 6) Manuales técnicos específicos de carácter internacional, se mencionan sin limitarse los siguientes: PIANC, SIGTTO y OCIMF.

Se indican a continuación, de forma pormenorizada, los códigos de diseño considerados, ordenados por orden de prevalencia.

#### 4.1.2.2.1 Códigos para diseño geotécnico

Los criterios geotécnicos deben estar basados en la siguiente normatividad:

**Tabla 3. Normatividad criterios geotécnicos**

Orden	Código	Título /referencia	País
[1].	INVIAS	Manual de diseño de cimentaciones de obras de carreteras	Colombia
[2].	NSR-10	Reglamento colombiano de construcción sísmo resistente	Colombia
[3].	API RP 2A-WSD	Diseño de pilotes de acero	USA
[4].	ASCE/COPRI 61-14	Seismic Design of Piers and Wharves	USA
[5].	ROM 0.5-05	Recomendaciones para Obras Marítimas. Criterios Geotécnicos	España

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.1.2.2.2 Códigos de diseño estructural

El diseño estructural debe estar basados en la siguiente normatividad:

**Tabla 4. Normatividad diseño estructural**

Orden	Código	Título /referencia	País
[1].	NSR-10	Reglamento colombiano de construcción sísmo resistente	Colombia
[2].	AIS 100-09	Requisitos Sísmicos para Edificaciones	
[3].	ASCE/COPRI 61-14	Seismic Design of Piers and Wharves	USA

Orden	Código	Título /referencia	País
[4].	AIS-180-13	Requisitos de diseño sismo resistente para algunas estructuras diferentes a edificaciones	
[5].	ASCE 7-10	Minimum design loads for buildings and other structures	USA
[6].	ACI IPS-1	Essential Requirements for Reinforced Concrete Buildings	USA
[1].	ACI-318-14	Building Code Requirements for Structural Concrete	USA
[2].	AISC 2010	Specifications for Structural Steel Buildings	USA
[3].	AISC 2010	Seismic Provisions for Structural Steel Buildings	USA
[4].	EN 1998:2004	Design of Structures for Earthquake Resistance	UE
[5].	ROM 5.0-05	Recomendaciones de Obras Marítimas. Criterios Geotécnicos	España
[6].	IBC 2009	International Building Code	
[7].	ASTM	Normas ASTM para definición de materiales	USA

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.1.2.2.3 Obras portuarias

El diseño portuario deberá seguir la siguiente normatividad:

PIANC (Permanent International Association of Navigation Congresses):

- PIANC MARCOM WG 34 - Seismic Design Guidelines for Port Structures (2001).
- PIANC PTC II WG 22 - Guidelines for the design of armoured slopes under open piled quay walls.
- PIANC MARCOM WG 49: Harbour Approach Channels Design Guidelines (PIANC Report 121, 2014).
- PIANC PTC II WG 24 - Criteria for movements of moored ships in harbours (1995).
- PIANC PTC II WG 5 – Under keel clearance for large ships in maritime fairways with hard bottom 1985.
- PIANC MARCOM WG 33 (2002): Guidelines for the design of fenders systems.
- PIANC MARCOM WG 116 - Safety Aspects affecting the Berthing Operations of Tankers to Oil and Gas Terminals (2012).

- PIANC PTC II WG 6 - Classification of soils and rocks to be dredged (1984).
- PIANC MARCOM WG 144 - Classification Soils and Rocks for Maritime Dredging (2014).
- PIANC PTC II WG 23 - Site investigation requirements for dredging works (2000).
- PIANC ENVICOM WG 104 - Dredged material as a resource (2009).
- PIANC PEC SR 1997- Dredged material management guide (1997).
- PIANC PTC II WG 10 - Disposal of dredged material at sea (1986).
- PTC II WG 14 - Economic methods of channel maintenance.
- ENVICOM WG 10 - Environmental Risk Assessment of dredging and disposal operations.
- ENVICOM WG 100 - Dredging management practices for environment selection.

#### ROM (Recomendaciones para el diseño de obras marítimas, España)

- ROM 0.0-02. Procedimiento General y Bases de Cálculo en el Proyecto de Obras Marítimas y Portuarias.
- ROM 0.2-90. Acciones en el proyecto de obras marítimas y portuarias.
- ROM 0.3-91. Acciones medioambientales I: Anejo I: Clima Marítimo en el litoral español.
- ROM 0.4-95. Acciones climáticas II. Viento.
- ROM 0.5-05. Recomendaciones geotécnicas para el proyecto de obras marítimas y portuarias.
- ROM 1.0-09. Descripción de los agentes climáticos en las obras marítimas y bases para el diseño de los diques de abrigo.
- ROM 3.1-99. Recomendaciones para el proyecto y construcción de accesos y áreas de flotación.
- ROM 2.0-11. Recomendaciones para el proyecto y ejecución de Obras de Atraque y Amarre.

#### British Standards

- BS 6349-1:2000. Maritime structures- Part 1: Code of practice for general criteria.
- BS 6349-1:1988. Maritime structures- Part 2: Design of quay walls, jetties and dolphins.
- BS 6349-1:1994. Maritime structures- Part 4: Code of practice for design of fendering and mooring systems.

#### OCIMF (Oil Companies International Marine Forum)

- Mooring Equipment Guidelines, 3rd Edition, MEG3 (2008).
- Design and Construction Specification for Marine Loading Arms, OCIMF (3rd edition).
- Recommendations for Manifolds for Refrigerated Liquefied Gas Carriers (LNG).

## SIGTTO

- LNG Operations in Port Areas 2003.
- LNG Ship to Ship Transfer Guidelines 2011.
- Liquefied Gas Handling Principles on Ships and In Terminals 2000.
- Prediction Of Wind Loads On Large Liquefied Gas Carriers 2007.
- Manifold Recommendations for Liquefied Gas Carriers 2011.

## DNV

- DNV-RP-C205, «Environmental Conditions and Environmental Loads,» April 2014.
- DNV-OS-C101, «Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD Method),» July 2014.

## API

- API, «Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design».

## Normas Europeas

- EN 1473 Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations
- EN 1474 Installation and equipment for liquefied natural gas. Design and testing of marine transfer systems. Offshore transfer systems
- EN 1532 Installation and equipment for liquefied natural gas. Ship to shore interfase
- EN 12434 Cryogenic vessels. Cryogenic flexible hoses

### 4.1.3 Criterios Generales de Proyecto

#### 4.1.3.1 Vida útil

Sin perjuicio de las obligaciones del Inversionista de operación y mantenimiento del Proyecto y de disponibilidad definidas en la Normatividad Aplicable o en los contratos que celebre, las nuevas infraestructuras marítimas deberán ser diseñadas



para una vida útil de 50 años. Los equipos y materiales de la nueva terminal deben ser seleccionados y diseñados para alcanzar las vidas útiles mínimas siguientes sin operaciones mayores de conservación que las inspecciones y revisiones periódicas de mantenimiento legal, predictivo y preventivo:

- Estructuras marinas: 50 años
- Edificios: 25 años
- Equipos marítimos: 15 años

#### 4.1.3.2 Periodos de retorno

Para el diseño de los muelles se tendrá en cuenta un periodo de retorno asociado a acciones y/o agentes climáticos no inferior a 100 años.

No obstante lo anterior, de forma particular en el caso de tsunami se adoptará un periodo de retorno no inferior a 475 años.

En el caso de sismo se aplicarán los periodos de retorno establecidos en la NSR-10 “Zonas de amenaza sísmica y movimientos sísmicos de diseño” y los que se especifican en el presente documento. Además los valores a adoptar deberán ser compatibles con la demanda sísmica en cada escenario de diseño.

#### 4.1.3.3 Niveles de demanda sísmica de diseño

A efectos del diseño sísmico se considerarán los valores expuestos en el capítulo A-2 de la NSR-10 “Zonas de amenaza sísmica y movimientos sísmicos de diseño”. De conformidad con el punto A.2.1.2 de la citada normativa, para efectos del diseño se deberá realizar un estudio particularizado de la propagación de la onda sísmica y de la influencia de la topografía para la zona donde se propone construir el puerto en los siguientes casos:

- **Estudios de microzonificación sísmica** — Cuando las autoridades municipales o distritales han aprobado un estudio de microzonificación sísmica, realizado de acuerdo con el alcance que fija la sección A.2.9 de la normativa NSR-10, el cual contenga recomendaciones para el lugar donde se adelantará la edificación, ya sea por medio de unos efectos de sitio o formas espectrales especiales, se deben utilizar los resultados de ésta, así como los valores del coeficiente de sitio, dados en ella, en vez de los presentados en A.2.4 y A.2.6 de dicha normativa.
- **Estudios sísmicos particulares de sitio** — Cuando el ingeniero responsable del estudio geotécnico defina unos efectos locales particulares para el lugar donde se encuentra localizada la edificación, utilizando estudios de amplificación de las ondas sísmicas o estudios especiales referentes a efectos topográficos, o ambos, éstos deben

realizarse de acuerdo con lo prescrito en el punto A.2.10 de la normativa NSR-10.

De igual manera se actuará en el caso de los movimientos sísmicos de diseño, según se expone en el punto A.2.1.3 de la normativa NSR-10.

El diseño sísmico de las estructuras incluidas en el alcance del presente proyecto se realizará de acuerdo a los niveles de movimientos sísmicos de diseño o **niveles de demanda** a los que se verá sometida la estructura y a los que deberá responder con un nivel de deformaciones o de **daños aceptables** (*performance* o capacidad). Dichos niveles se establecen (PIANC 2001, NSR-10) de acuerdo a los siguientes criterios de referencia:

- Movimientos sísmicos de Nivel L1: Representa a los movimientos sísmicos frecuentes que ocurrirán durante la vida útil de la estructura.
- Movimientos sísmicos de Nivel L2: Representa a los movimientos sísmicos muy poco frecuentes o raros.
- Seísmo Máximo Esperable Nivel L3: Eventos muy raros considerado para la fuerza adicional y requisitos de ductilidad de precisión.
- Nivel L4: Evento muy raro para puertos de índole particular que requieran un alto nivel de contención (petróleos o materiales peligrosos).

El nivel de daño admisible para cada estructura es responsabilidad del inversionista, el peligro de los materiales que se manejan en el muelle, tiempo y costo de reparar la estructura dañada para devolverla a un nivel de servicio aceptable y las necesidades específicas del usuario.

De acuerdo a (PIANC, 2001), se consideran cuatro niveles de daño admisibles, para cada uno de los cuales se definirá un daño que puede ser tanto estructural como funcional (u operativo), esto es:

- La categoría de daño estructural está directamente relacionada con el costo de restaurar la capacidad funcional de la estructura para su vida útil completa y se refiere, a menudo, como pérdida directa debido a terremotos.
- La categoría de daño operacional está relacionada con el costo de restaurar la capacidad de servicio completo o parcial. Las pérdidas económicas asociadas con la pérdida de la capacidad de servicio se refieren a menudo como las pérdidas indirectas. Además de las funciones fundamentales para el transporte marítimo, las funciones de las estructuras portuarias podrán incluir la protección de la vida humana y la propiedad, que funciona como una base de emergencia para el transporte y como protección frente a las amenazas ambientales a partir de materiales peligrosos.



Así se consideran los siguientes niveles de daño admisible:

**Tabla 5. Niveles de daño sobre la estructura para escenarios sísmicos**

NIVELES DE DAÑO	CATEGORÍA DE DAÑO	
	ESTRUCTURAL	OPERACIONAL
<b>GRADO I: Operacional</b>	Sin daño estructural o con daños menores.	Sin pérdida de capacidad de servicio.
<b>GRADO II: Reparable</b>	Daño estructural controlado. Deformaciones residuales.	Pérdida de la capacidad de servicio durante poco tiempo (T<6 meses).
<b>GRADO III: Daño grave</b>	Grandes daños estructurales. Estructura al borde del colapso.	Pérdida de la capacidad de servicio durante largo tiempo (T>6 meses).
<b>GRADO IV: Colapso</b>	Colapso. Pérdida completa de la estructura.	Pérdida de la capacidad de servicio total

Fuente: PIANC, 2001

A efectos de las presentes bases de diseño, el nivel de daño operacional o de Grado I se corresponde al indicado en la NSR-10 como Inicio del daño, o Umbral de daño, según el cual la edificación (o estructura) se mantiene dentro del rango elástico de respuesta al verse sometida a las solicitaciones sísmicas correspondientes.

Una vez que los niveles de sismo de diseño y los niveles aceptables de daños hayan sido identificados, el comportamiento requerido de una estructura (Grado) para ese nivel de demanda puede ser especificado a partir de la respuesta deseada para las estructuras en función de su importancia.

Para la caracterización de dicha importancia PIANC, 2001 define los grados S, A, B, o C definidos en la Tabla 6.

**Tabla 6. Grados de comportamiento estructural**

NIVEL RESPUESTA		GRADOS DE COMPORTAMIENTO		
		NIVEL DEMANDA SÍSMICA		
Importancia (PIANC 2001)	Grupo de Uso (NSR-10)	Nivel1 (L1)	Nivel 2 (L2)	Nivel 3 y 4 (L3,L4)
<b>Clase S</b>	IV	Grado I: Operacional	Grado I: Operacional	Grado III: Inicio colapso
<b>Clase A</b>	III	Grado I: Operacional	Grado II: Reparable	Grado IV: Colapso
<b>Clase B</b>	II	Grado I: Operacional	Grado III: Inicio colapso	Grado IV: Colapso

NIVEL RESPUESTA		GRADOS DE COMPORTAMIENTO		
Clase C	I	Grado II: Reparable	Grado IV: Colapso	Grado IV: Colapso

Fuente: PIANC, 2001. ASCE 61, 2010. POLA, 2010

Donde cada clase indicada se define en función de los efectos admisibles sobre las estructuras, como se recoge en la tabla siguiente:

**Tabla 7. Tipo de estructuras en función de su importancia**

IMPORTANCIA (PIANC 2001)	GRUPO DE USO (NSR- 10)	EFFECTOS SÍSMICOS SOBRE LAS ESTRUCTURAS
Clase S	IV	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estructuras críticas con potencial pérdida masiva de vidas humanas y propiedad ante un evento sísmico mayor</li> <li>2. Estructuras críticas que se requieren para el manejo de un desastre sísmico y deben mantener su capacidad de servicio ante un evento sísmico mayor</li> <li>3. Estructuras críticas que almacenan o manipulan materiales peligrosos.</li> <li>4. Estructuras críticas cuya falla o interrupción, produciría efectos devastadores sobre actividades sociales y económicas en toda la zona afectada por el sismo.</li> </ol>
Clase A	III	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estructuras primarias que tienen efectos menos serios para los puntos 1 a 4 que las estructuras de Clase S.</li> <li>2. Estructuras primarias que, si resultaran dañadas, son difíciles de reparar o restaurar su capacidad de servicio.</li> </ol>
Clase B	II	Estructuras ordinarias que no aplican Grado S, A ó C
Clase C	I	Pequeñas estructuras fácilmente reparables

Fuente: PIANC, 2001

Las Clases de importancia indicadas por PIANC 2001, tal y como se recoge en la tabla anterior. De esta forma, a fin de mantener coherencia respecto a la normatividad de referencia aplicable (NSR-10), en adelante se utilizará el término Grupos de Uso, en lugar del de Importancia.

Debido al carácter de las estructuras principales de la Terminal, estas deben considerarse de modo preliminar como de los siguientes Grupos de uso:

**Tabla 8. Grupos de uso**

Estructura	Grupo de Uso
Duques de alba, acceso terrestre y otras estructuras secundarias	III
Plataforma de operaciones	IV

Fuente: NSR-10

Combinando todo lo anterior (grados de rendimiento, niveles de demanda sísmica y grupos de uso) de obtienen los escenarios o **condiciones de trabajo** bajo los cuales se deberán diseñar las estructuras de la terminal:

**Tabla 9. Condiciones de trabajo relacionadas con la actividad sísmica para estructuras del Grupo de Uso III**

Clasificación		NIVEL DEMANDA SÍSMICA PARA ESTRUCTURAS DE GRUPO DE USO III		
		NIVEL L1	NIVEL L2	NIVEL L3-L4
Probabilidad excedencia en 50 años		20%	10%	5%
CATEGORIA DE DAÑO (PIANC, ASCE)	OPERACIONAL	OLE		
	REPARABLE		CLE	
	COLAPSO			DE
OLE: Operating Level Earthquake (CT1) CLE: Contingency Level Earthquake (CT2) DE : Design Earthquake Level (CT3)				
Coeficiente de Importancia, I. Para Grupo de Uso III, a falta de estudio de microzonificación sísmica se toma 1,25				
Clasificación		NIVEL DEMANDA SÍSMICA PARA ESTRUCTURAS DE GRUPO DE USO IV		
		NIVEL L1	NIVEL L2	NIVEL L3-L4
Probabilidad excedencia en 50 años		20%	10% x I (1,50)	5%
CATEGORIA DE DAÑO (PIANC, ASCE)	OPERACIONAL	OLE		
	OPERACIONAL		CLE	
	INICIO COLAPSO			DE

**OLE: Operating Level Earthquake (CT1)**  
**CLE: Contingency Level Earthquake (CT2)**  
**DE: Design Earthquake Level (CT3)**

**Coeficiente de Importancia, I. Para Grupo de Uso IV, a falta de estudio de microzonificación sísmica se toma 1,50**

Fuente: PIANC, 2001. ASCE 61, 2010.

Las probabilidades de excedencia se han definido de acuerdo a los criterios establecidos en la NSR-10 o, en su defecto en la ASCE 61 (coincidentes con PIANC 2001):

- Nivel L1 (Sismo Operativo o Escenario OLE): Probabilidad de excedencia igual al 20% en 50 años (según NSR-10), equivalente a una TR=225 años cuando se asocia a un nivel de daño Operacional (Umbral de daño). Esto implica verificar que estas estructuras permanecen operativas (sin daños) después de la ocurrencia de un sismo menor al de diseño, en particular un sismo con probabilidad de no-excedencia del 80 % para un periodo de 50 años.
- Nivel L2 (Sismo de Diseño o CLE):
  - Probabilidad de excedencia de igual al 10% en 50 años (TR=475) cuando se disponga de estudio de Microzonificación Sísmica
  - De acuerdo al apartado A.2.5.2 del Capítulo A.2, Zonas de amenaza sísmica y movimientos sísmicos de diseño de la NSR-10, según la cual se aplica un Coeficiente de Importancia, I, que modifica el espectro, y con ello las fuerzas de diseño, de acuerdo con el grupo de uso a que esté asignada la edificación (estructura). Para tomar en cuenta que para edificaciones de los grupos II, III y IV deben considerarse valores de aceleración con una probabilidad menor de ser excedidos que aquella del diez por ciento en un lapso de cincuenta años se adoptarán los valores de I se dan en la tabla A.2.5-1.

**Tabla 10. Valores del coeficiente de importancia, I**

Grupo de Uso	Coeficiente de Importancia, I
IV	1,50
III	1,25
II	1,10
I	1,00

Fuente: Tabla A.2.5-1, NSR-10.

- Nivel L3 (Sismo Raro):
  - a. POLA 2010, ASCE 7-05 Sect. 11.2: 10% en 100 años  $TR > 1000$ ); ó
  - b. Otros: Seísmos con un 5% de probabilidad de excedencia en 50 años de exposición ( $TR = 949$  años)
- L4 (Sismo Excepcional): Sismo con 3 o 2% de probabilidad de excedencia en 50 años ( $TR > 1641$  o 2500 años, respectivamente).

#### 4.1.4 Buques de Diseño

La futura terminal deberá satisfacer las necesidades de servicio a las futuras instalaciones de regasificación. Así los buques de diseño serán los siguientes:

- Buque FSRU de mínimo 170.000 m<sup>3</sup>.
- De modo preliminar se establecen buques carrier de diseño en el rango 65.000 m<sup>3</sup> a 267.000 m<sup>3</sup> para dar servicio a las futuras instalaciones de regasificación. No obstante la flota de diseño deberá ser definida y confirmada por el operador en función de la flota que operará en la terminal.

A modo orientativo se muestran en la siguiente tabla las características de buques similares a los que previsiblemente operarán en la futura terminal:

**Tabla 11. Datos preliminares FSRU DE 170.000 M<sup>3</sup> de capacidad**

Nombre	Unidad	Valor
Tipología de embarcación		FSRU
Capacidad de carga nominal	m <sup>3</sup>	170.000
Tipo de tanques	-	Membrana
Eslora total	m	294
Eslora entre perpendiculares	m	282
Manga de diseño	m	46
Calado de diseño	m	12,6
Calado en lastre	m	9,23
Calado a plena carga	m	12,6
Puntal moldeado	m	26
Desplazamiento a plena carga	toneladas	117.014
Francobordo en condiciones de lastre	m	16,77
Francobordo en condiciones de carga	m	13.4
Descompensación del "Manifold" (Positivo hacia proa)	m	-

Nombre	Unidad	Valor
Altura del "manifold" sobre la quilla	m	-
Superficie expuesta al viento en condiciones de lastre	-	-
Transversal	m <sup>2</sup>	1.750
Longitudinal	m <sup>2</sup>	8.000
Distancia entre el "Manifold" y la línea de flotación	-	-
- En condiciones de lastre	m	22,2
- En condiciones de carga	m	18,8
Líneas de amarre	-	-
- Número de líneas	-	-
- Tipo de líneas	-	-
- Carga mínima de rotura (MBL) <sup>(1)</sup>	toneladas	-
Longitud de las colas de Nylon	m	-
Diámetro de las colas de Nylon	mm	-
MBL de las colas de Nylon	toneladas	-
Tamaño de las bridas de conexión	pulgadas	-

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

Tabla 12. Flota de diseño preliminar

Parámetro	Unidad	BUQUES DE TRANSPORTE DE GNL		
		65.000	145.000	267.000
<b>Capacidad nominal</b>	<b>(m<sup>3</sup>)</b>			
Tipo de contención		Membrana	Esfera	Membrana
Capacidad		63.700	136.300	265.000
Eslora	(m)	216	290	345
Eslora entre perpendiculares	(m)	205	272	325
Manga	(m)	34	48	55
Calado de diseño	(m)	9,5	11,5	12,0
Calado en lastre	(m)	9,0	9,6	11
Puntal	(m)	21,3	27	29,5
Desplazamiento a plena carga	(ton)	52.900	105.000	177.000
Descentramiento manifold (positivo hacia proa)	(m)	+2,9	+15,6	-
Longitud hacia proa y popa del parallel body respecto al manifold	(m)	44/60	F39 to 56 A84 to 85	99/66
FP to Manifold	(m)	100	130	170



Parámetro	Unidad	BUQUES DE TRANSPORTE DE GNL		
		65.000	145.000	267.000
<b>Capacidad nominal</b>	(m <sup>3</sup> )			
Área expuesta al viento en condiciones de lastre				
– Longitudinal	(m <sup>2</sup> )	3.962	8.600	9.000
– Transversal	(m <sup>2</sup> )	1.061	2.000	2.000
Distancia manifold sobre línea de flotación	(m)	17.6	21.3	22.0
– Condiciones de lastre	(m)	16.2	19.3	20.5
– Plena carga				
Líneas de amarre				
– Número de líneas	(-)	16	20	20
– Tipo de líneas	(-)	SW	SW	HMPE
– Carga de rotura mínima	(tonnes)	75	125	137
Longitud colas de nylon	(m)	11	11	11
Diámetro colas e nylon	(mm)	75	95	100
Carga de rotura mínima cargas de nylon	(tonnes)	99	172	188
Tamaño conexiones	inches	12 or 16	16	16 or 20"
Número de reductores 20"x16"	No.	6	8	8

Fuente: SENER Pacífico, 2017,

Asimismo se deberá garantizar el atraque y amarre de los remolcadores y embarcaciones auxiliares ya sea mediante la compatibilidad del atraque con estas embarcaciones o mediante la habilitación de una zona específicamente habilitada para el atraque de las mismas. Las embarcaciones a considerar son las siguientes:

- Remolcadores de diversas potencias de tiro que sean requeridos para brindar asistencia en las maniobras de atraque y desatraque de los buques GNLC, según sea su tonelaje (peso muerto).
- Una lancha de apoyo para el amarre. De modo preliminar se pueden considerar las siguientes dimensiones aproximadas: Eslora = 20 m, manga = 4.50 m; puntal = 2,80 m; calado = 1,80 m.

Los remolcadores deberán satisfacer las siguientes características:

- Eslora total de 30-40 m.
- Manga de 10-13 m.
- Calado entre 4.5 y 5 m.
- Potencia de tiro entre 60 y 80 t.
- Desplazamiento entre 1000 y 1200 t.



No obstante, las características de los remolcadores se podrán ajustar por parte del Inversionista, según los resultados del estudio de maniobras a realizar durante la fase de ingeniería básica. Asimismo se ajustarán las características de los mismos en función del rango de flota que opere en cada fase.

#### 4.1.5 Criterios de Diseño Funcional

##### 4.1.5.1 Criterios relativos a la configuración en planta del esquema de atraque y amarre

Se deberá definir una configuración de atraque y amarre que sea compatible con todo el rango de buques GNL que podrán operar. Para el diseño preliminar de la configuración del atraque se seguirán las recomendaciones de la OCIMF. A continuación se resumen los principales criterios a considerar para la definición de la configuración en planta del esquema de atraque y amarre:

- Al menos dos defensas deberán estar en contacto con el cuerpo paralelo de cada buque, para poder garantizar la correcta alineación y apoyo del buque. Las defensas que cumplen esto se llamarán defensas “activas”.
- Para cada buque de diseño, la distancia entre las defensas activas más exteriores ( $l_f$ ) debe estar comprendida entre  $l_f \in [0.25 \cdot L, 0.40 \cdot L]$ , donde  $L$  es la eslora del buque. Se recomienda asimismo que las defensas activas más exteriores para cada buque estén colocadas lo más simétricamente posible respecto a su brazo de carga.
- Se emplearán el menor número posible de amarras en el esquema de amarre de cada buque que satisfaga la operatividad requerida.
- La longitud de las amarras estará comprendida entre 35 y 50 m, y serán preferentemente de igual longitud.
- Los buques mayores se amarrarán preferiblemente mediante traveses y springs. Dado que los atraques albergarán un amplio rango de tamaños de buques, los buques menores deberán utilizar largos además de los traveses y springs.
- Los ángulos en planta de las amarras serán preferiblemente:
  - Traveses: menos de  $15^\circ$  respecto a la perpendicular al atraque
  - Springs: menos de  $10^\circ$  respecto a la alineación del atraque.
- La altura de los buques de alba de atraque y de amarre será tal que se minimicen los ángulos verticales de las amarras. Se evitará superar los  $25^\circ$  con la horizontal.
- Para cada tamaño de buque se deberá considerar su equipamiento estándar en cuanto al número de líneas disponibles, su tipo y su mena.
- La pretensión de las líneas será inferior al 10% de su carga de trabajo.

Se deberá garantizar un resguardo de al menos 1 m entre el casco del buque y las pilas frontales de los duques de alba y la plataforma para garantizar que no hay contacto en caso de deflexión máxima de las defensas combinado con un balance del buque igual a 3°.

#### **4.1.5.2 Criterios relativos a la configuración en alzado del atraque**

##### **4.1.5.2.1 Cota de estructuras**

Según la API (RP 2A-WSD) Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design, para la determinación de la cota mínima aceptable para evitar olas impactando sobre superestructura, deben considerarse condiciones climáticas asociadas a un periodo de retorno de 100 años. Asimismo, la API recomienda un margen de seguridad (air gap) de como mínimo 5 pies a la elevación de la cresta del oleaje en consideración de asientos, incertidumbre en calado y posibilidad de olas extremas.

Los valores asociados a un periodo de retorno de 100 años deberán tener en cuenta el incremento del nivel del mar futuro establecido para este proyecto.

En caso de no poder adoptarse una cota de estructuras que garantice que no hay impacto del oleaje (por ejemplo por razones funcionales y operativas) deberán incluirse las acciones correspondientes al impacto del oleaje (*wave slamming*) sobre las estructuras.

##### **4.1.5.2.2 Profundidad y dragados preventivos**

Se definirán las profundidades requeridas en las zonas de atraque y maniobra en base a las recomendaciones de la ROM 3.1-99 y PIANC MARCOM WG 49.

El diseño de las estructuras se realizará teniendo en cuenta un sobredragado que tenga en cuenta la sedimentación máxima esperada entre tiempos de actuaciones de dragado de mantenimiento.

##### **4.1.5.2.3 Resguardo de socavación**

Deberá considerarse en el diseño de pilotes las posibles erosiones por oleaje y corriente.

Se considerará como criterio mínimo una socavación de 1.5 veces el diámetro, a confirmar en función de la naturaleza del fondo. En todo caso, deberán realizarse los cálculos justificativos para establecer la socavación a considerar para los valores de oleaje, corriente y niveles establecidos para este proyecto.

#### 4.1.5.3 Criterios para el diseño del sistema de amarre

Se definirán las condiciones límite meteorológicas para las operaciones de carga/descarga y permanencia de los buques en los atraques, a partir de estudios de buque amarrado, teniendo en cuenta los movimientos máximos admisibles de los buques y las tensiones máximas admisibles en las amarras.

##### 4.1.5.3.1 Movimientos máximos admisibles de los buques en los atraques

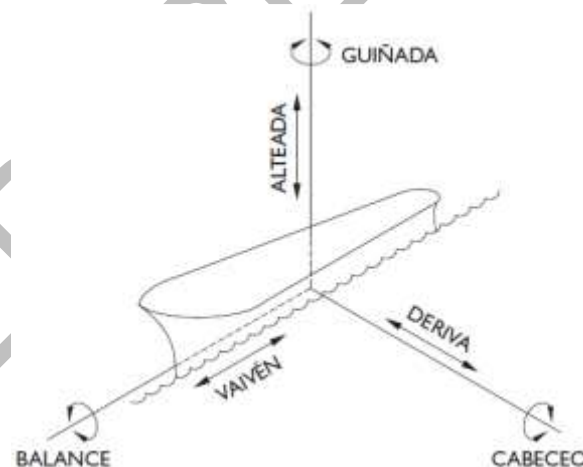
Según el PIANC “PTC II WG 24 – Criteria for movements of moored ships in harbours (1995)”, los movimientos máximos admisibles para los buques de diseño, durante las operaciones de carga o descarga, son los siguientes.

**Tabla 13. Movimientos máximos admisibles. Amplitudes de pico a pico, menos la deriva que es de 0 a pico**

Tipo de buque y equipo de muelle	Vaivén (m)	Deriva (m)	Alteada (m)	Guiñada (°)	Cabeceo (°)	Balance (°)
Buques gaseros	2,0	2,0	-	2	2	2

Fuente: PIANC, 1995.

**Figura 2. Movimientos del buque en sus 6 grados de libertad**



Fuente: SENER Pacífico, 2017.

##### 4.1.5.3.2 Máxima tensión admisible en amarras

Según la OCIMF, en su “Mooring Equipment Guidelines (2008)”, la tensión en las amarras no superará el 55% de su tensión mínima de rotura (MBL) para el caso de amarras de acero, el 45% para el caso de amarras de poliamida, y el 50% MBL para el resto de amarras sintéticas. Este criterio deberá cumplirse siempre que el buque

esté amarrado (durante la carga y descarga y durante la permanencia del buque en el atraque).

#### 4.1.5.4 Criterios funcionales infraestructuras

- Los duques de alba de atraque y amarre estarán conectados mediante pasarelas peatonales con la plataforma principal y con los duques de alba adyacentes con espacio suficiente para el paso de personas así como para bandejas de cables eléctricos e instrumentación. Estarán dotados de barandillas y escaleras de acceso para permitir un acceso seguro desde el mar.
- El acceso al jetty principal a través de la plataforma de servicios constará de tres zonas:
  - Acceso rodado
  - Acceso peatonal y bandejas de cables
  - Acceso rack
- Para garantizar la seguridad del personal que opere en la terminal y del tráfico rodado, se deberán instalar barandillas alrededor de todo el perímetro de la plataforma principal.

#### 4.1.5.5 Otros criterios

##### 4.1.5.5.1 Zona de salpicadura (*splash*)

Según la DNV-OS-C101, la zona de salpicadura se define como el rango de cotas entres las cuales la estructura está sometida a inmersiones y salpicadura intermitente.

En base a DNV-OS-C101, se define la zona de salpicadura que deberá ser calculada a partir del siguiente criterio:

- Cota superior: Nivel máximo de mar asociado (HAT) +60% de la altura de ola significativa de probabilidad de presentación anual del 99%.
- Cota inferior: Nivel mínimo de mar asociado (LAT) – 40% de la altura de ola significativa de probabilidad de presentación anual del 99%.

##### 4.1.5.5.2 Adherencias marinas sobre pilotes

Se definirá en base a los valores indicados por la DNV-RP-C205 o BS 6349-1:2000, la más restrictiva. Se considerará para el sobreespesor por adherencias marinas una densidad de 10 kN/m<sup>3</sup>.

#### 4.1.6 Acciones de Diseño

Se definen los siguientes tipos de acciones (cargas) a tener en cuenta en el diseño de las estructuras presentes en el proyecto:

- Cargas muertas (D): Cubre todas las cargas de los elementos permanentes de construcción incluyendo su estructura principal y elementos secundarios, equipos fijos y todas aquellas cargas que no son causadas por la ocupación y uso de la estructura.
- Cargas sísmicas (E): Incluye todas las cargas causadas en la estructura por la aplicación del sismo en el diseño de la estructura.
- Cargas de fluidos (F): Cargas derivadas del peso y presión de fluidos.
- Cargas vivas (L): Todas aquellas cargas derivadas del uso y ocupación de la estructura. Las cargas de impacto deben incluirse como cargas vivas.
- Cargas de empuje lateral (H): Incluye las cargas debidas al empuje lateral del terreno, empuje hidrostático de agua y/o empuje lateral de materiales almacenados.
- Cargas térmicas (T): Todas aquellas cargas derivadas de la acción de variaciones de temperatura sobre la estructura. También se incluyen aquí los efectos debidos a la retracción del hormigón y a asientos diferenciales.
- Cargas de viento (W): Cargas derivadas de la acción del viento sobre la estructura.

Para la determinación de los valores de dichas acciones, se atenderá a lo indicado en los apartados siguientes.

##### 4.1.6.1 Pesos Muertos y cargas permanentes

Como cargas muertas se incluirán todos los pesos de elementos estructurales y no estructurales, según las densidades especificadas en el presente documento. También se considerarán como muertas todas aquellas cargas que sean permanentes, tales como pesos de equipos fijos.

Para estimar los pesos muertos y cargas permanentes, se tendrán en cuenta las densidades de los materiales definidas en la tabla B.3.2-1 de la norma NSR-10:



**Tabla 14. Masa de los materiales**

<i>Material</i>	<i>Densidad (kg/m<sup>3</sup>)</i>	<i>Material</i>	<i>Densidad (kg/m<sup>3</sup>)</i>
Acero	7 800	Mortero de inyección para mampostería	2 250
Agua		Mortero de pega para mampostería	2 100
Dulce	1 000	Piedra	
Marina	1 030	Caliza, mármol, cuarzo	2 700
Aluminio	2 700	Basalto, granito, gneis	2 850
Arena		Arenisca	2 200
Limpia y seca	1 440	Pizarra	2 600
Seca de río	1 700	Plomo	11 400
Baldosa cerámica	2 400	Productos bituminosos	
Bronce	8 850	Asfalto y alquitrán	1 300
Cal		Gasolina	700
Hidratada suelta	500	Grafito	2 160
Hidratada compacta	730	Parafina	900
Carbón, apilado	800	Petróleo	850
Carbón vegetal	200	Relleno de ceniza	920
Cemento pórtland, a granel	1 440	Tableros de madera aglutinada	750
Cobre	9 000	Terracota	
Concreto simple	2 300	Poros saturados	1 950
Concreto reforzado	2 400	Poros no saturados	1 150
Corcho, comprimido	250	Tierra	
Estaño	7 360	Arcilla húmeda	1 750
Grava seca	1 660	Arcilla seca	1 100
Hielo	920	Arcilla y grava seca	1 600
Hierro		Arena y grava húmeda	1 900
Fundido	7 200	Arena y grava seca apisonada	1 750
Forjado	7 700	Arena y grava seca suelta	1 600
Latón	8 430	Limo húmedo consolidado	1 550
Madera laminada	600	Limo húmedo suelto	1 250
Madera seca	450-750	Vidrio	2 600
Mampostería de concreto	2 150	Yeso en tableros para muros	800
Mampostería de ladrillo macizo	1 850	Yeso suelto	1 150
Mampostería de piedra	2 200	Zinc en láminas enrolladas	7 200

Fuente: Tabla B.3.2.2-1 Norma NSR-10

Las cargas muertas principales que gravitan sobre las plataformas sin limitarse son las siguientes:

- Estructuras como las torres monitor, pasarelas para embarco/desembarco, brazos de descarga, etc.
- Tuberías
- Edificios sobre plataformas.



- Torre de venteo

Es importante tener en cuenta que las cargas de equipo deben ser definidas por los proveedores. No obstante, como durante la fase de ingeniería básica no se dispondrá de esta información, el valor de las cargas de los equipos deberá ser estimado en base a referencias similares.

A continuación se definen a modo orientativo los valores preliminares a adoptar para los principales equipos. Estos datos son preliminares y deberán ser revisados durante la ingeniería básica una vez definidas las características específicas de los equipos.

**Tabla 15. Cargas muertas de los principales equipos sobre las plataformas**

Estructura	Carga muerta (incluye el peso propio)
Pasarela grande embarco/desembarco	500 kN
Brazos de descarga	700 kN (por brazo)
Torre monitor	250 kN

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

Adicionalmente, deberán tenerse en cuenta las cargas muertas de tuberías y edificios.

#### 4.1.6.2 Cargas de fluido

Se considerarán como cargas de fluido todas aquellas cargas derivadas de la operación de tuberías y almacenaje en tanques presentes en la Terminal.

Para los rack de tuberías, debido a no existencia de datos de detalle sobre la configuración de los mismos, se considera una carga mínima actuante uniformemente repartida de 10 kN/m<sup>2</sup>.

#### 4.1.6.3 Cargas vivas

Dentro del tipo Cargas Vivas se incluirán todas aquellas cargas provenientes del uso u operación y ocupación de las estructuras. También las cargas de impacto se incluyen en este tipo de cargas, a consensuar con el operador debido al importante impacto que pueden tener en el diseño.

A efectos mínimos, las cargas de impacto serán contempladas en aquellos elementos destinados a tales efectos como pueden ser barreras para vehículos y principalmente las provenientes de elementos destinados al atraque de los buques, es decir, las defensas que absorben los impactos sobre los muelles durante el atraque de los buques.

#### 4.1.6.3.1 Cargas de atraque de buques

En el caso de las acciones de atraque de los buques, se tendrá en cuenta los siguientes datos para la determinación de las cargas de atraque:

- Velocidad de aproximación según las normas internacionales. Se adoptarán como mínimo los valores establecidos en el PIANC (Clasificación Brolsma) según la facilidad o dificultad del atraque, la exposición del mismo y el tamaño del buque.
- No se podrán, en ningún caso, adoptar velocidades de aproximación menores a 0,12 m/s.
- Para la determinación de la energía accidental deberá adoptarse un factor anormal de 1,75 para los buques metaneros (grandes y pequeños) y de 2 para embarcaciones auxiliares y remolcadores.
- Para el cálculo de las cadenas, la carga de fricción de dimensionamiento será igual a 0,2 la reacción de la defensa y será aplicada en cualquier dirección paralela al panel de la defensa (horizontal o vertical).
- Se deberán utilizar las tolerancias específicas indicadas por el fabricante de defensas así como tener en cuenta los factores de corrección a aplicar para tener en cuenta el efecto de ángulo de compresión de la defensa, el efecto de la temperatura y el efecto de la velocidad de impacto.
- La presión máxima sobre el casco de los GNLC no será superior a 200 kN/m<sup>2</sup>. Deberá verificarse que las presiones sobre el casco son inferiores a este valor para el área de contacto real entre defensa y buque para cualquier nivel de marea y de carga del buque.
- El ángulo de atraque oscilará entre 7 y 10°.

#### 4.1.6.3.2 Cargas de amarre

Las cargas de amarre de buques se incluirán en el grupo de cargas vivas debidas a la operación de equipos fijos. Se calcularán teniendo en cuenta la resistencia (*Minimum Breaking Load*, MBL) de las amarras que suelen utilizar los buques esperados en cada atraque y las cargas de viento, oleaje y corriente sobre el buque amarrado.

#### 4.1.6.3.3 Cargas de uso y explotación

Las cargas vivas provenientes del uso de la terminal incluyen las acciones de los equipos fijos y móviles, debidas a su operación y las cargas de almacenamiento de mercancías. A continuación se enumeran y detallan algunas de estas cargas.

#### 4.1.6.3.3.1 Cargas de equipos fijos

Algunos ejemplos de equipos fijos presentes en la terminal se enumeran a continuación:

- Brazos de descarga
- Torres monitor
- Venteo
- Etc.

#### 4.1.6.3.3.2 Cargas de equipos móviles

Algunos ejemplos de equipos móviles presentes en la terminal se enumeran a continuación:

- Pasarelas para acceso a buques.
- Otros.

#### 4.1.6.3.3.3 Cargas de operación sobre muelles

En el diseño se deberán tener en cuenta las cargas de todos estos equipos según la definición exacta que se le dé a los mismos (marca y modelo) así como sus posiciones y áreas definitivas de trabajo. Como regla general, adicionalmente a los equipos anteriormente descritos, se ha considerado la aplicación sobre los muelles, en concepto de cargas de operación, las siguientes acciones uniformemente repartidas (UDL), obtenidas de acuerdo a lo indicado en UFC 4-152:

- Muelles para graneles líquidos:  $UDL = 10 \text{ kN/m}^2$ .

#### 4.1.6.3.3.4 Cargas de almacenamiento

No aplica.

#### 4.1.6.3.3.5 Otras cargas vivas

Existen zonas y estructuras dentro de la Terminal con usos diferentes a los especificados anteriormente.

A continuación se definen algunos usos posibles y sus valores de cargas asociados:

- Áreas libres:  $10 \text{ kN/m}^2$ .

- Áreas libres con uso (manipulación o almacenamiento general de mercancías):  $20 \text{ kN/m}^2$ .
- Aparcamientos vehículos ligeros:  $6 \text{ kN/m}^2$ .
- Estructuras de uso peatonal:  $3 \text{ kN/m}^2$ .
- Escaleras:  $5 \text{ kN/m}^2$ .
- Plataformas elevadas:  $5 \text{ kN/m}^2$ .

Para estructuras elevadas de paso de vehículos (puentes, viaductos) se utilizarán los carros de carga de paso para el vehículo más pesado (o que produzca el efecto más desfavorable) que pueda utilizar tal estructura, según la operativa de movimientos internos de la Terminal, y no en operación, sólo en tránsito.

#### 4.1.6.4 Cargas de empuje lateral

No aplica.

#### 4.1.6.5 Cargas Térmicas

Se considerarán cargas térmicas todas aquellas acciones indirectas que actúen sobre la estructura, como variaciones de temperatura, retracciones en el concreto o asientos diferenciales. También se incluirán aquí aquellas cargas inducidas en las estructuras que provengan por efectos térmicos de los fluidos en tuberías o tanques.

Para la determinación de las temperaturas de diseño se propone realizar un estudio estadístico de los registros para la determinación de los valores con un periodo de retorno de  $T = 100$  años.

La aplicación de las variaciones de temperatura sobre las estructuras se realizará con respecto a una temperatura inicial en el momento de la construcción. Asimismo se tendrá en cuenta la acción de la radiación solar en aquellas superficies sensibles a ella y que estén en exposición directa.

#### 4.1.6.6 Cargas de viento

Todas aquellas acciones sobre las estructuras derivadas de la acción del viento directamente sobre las mismas o sobre elementos soportados en ellas deberán ser consideradas como cargas de viento. Las cargas de viento se calcularán de acuerdo a lo establecido en el capítulo B.6 de la norma NSR-10.

#### 4.1.6.7 Cargas vivas dinámicas

##### 4.1.6.7.1 Comportamiento del terreno frente a cargas cíclicas.

Frente a la actuación de cargas cíclicas puede considerarse que un suelo saturado se comporta en condiciones drenadas, parcialmente drenadas o no drenadas dependiendo del grado de similitud entre la escala de tiempos necesarios para la completa consolidación del suelo ante la actuación de la carga ( $t_U(100\%)$ ) (es decir, para drenar el exceso de presión intersticial) y la de separación entre ciclos de la carga ( $t_c$ ), equivalente al semiperíodo de la misma ( $t_c = T/2$ ) o a la duración de una carga impulsiva.

De esta forma, si:

- $t_U(100\%) \ll t_c$  puede considerarse que la acción, a los efectos del comportamiento del suelo, es estática y que éste se encuentra en condiciones totalmente drenadas.
- $t_U(100\%) \approx t_c$  puede considerarse que la acción, a los efectos del comportamiento del suelo, es cíclica y que éste se encuentra en condiciones parcialmente drenadas.
- $t_U(100\%) \gg t_c$  puede considerarse que la acción, a los efectos del comportamiento del suelo, es cíclica y que éste se encuentra en condiciones no drenadas.

De este modo, se puede aproximar el valor de  $t_U(100\%)$  por medio de la siguiente expresión:

$$t_{u(100\%)} = \frac{H^2}{C_v}$$

Siendo:

- H: espesor del estrato permeable si se drena a una cara y la mitad si se drena a dos caras.
- $C_v$ : coeficiente de consolidación del suelo

De esta forma,

- El comportamiento del suelo frente a la acción del sismo ( $t_c$  en el rango entre 0,05 s y 0,5 s) será en general en condiciones no drenadas para la mayoría de suelos y algunos rellenos de todo-uno.
- El comportamiento del suelo frente a la acción del oleaje en condiciones de no rotura (período T en el rango entre 5 y 20 s) será en general en condiciones no drenadas para suelos saturados, tanto cohesivos como granulares finos. Las arenas medias podrán considerarse en condiciones

parcialmente drenadas y las arenas gruesas, gravas y escolleras en condiciones drenadas.

- Por otra parte, el comportamiento del suelo frente a la acción del oleaje en condiciones de rotura, a las acciones impulsivas producidas por el oleaje en estructuras monolíticas (tc en el rango entre 0,01 y 0,05 s) será en general en condiciones no drenadas para la mayoría de suelos y algunos rellenos de todo-uno.

Una descripción detallada de los diferentes tipos de comportamiento del terreno puede encontrarse, entre otros, en la ROM 0.5-05, en sus apartados 3.10.2.1. a 3.10.2.3.

#### 4.1.6.7.2 Otras acciones dinámicas a considerar

En el caso de puertos se deberán considerar otras acciones dinámicas debidas a la acción del oleaje, viento, etc.

A este respecto, en los puntos donde la normativa NSR-10 no alcance a definir las necesidades de diseño aplicadas a obras portuarias, se tendrá en cuenta lo expuesto en el Capítulo IV de la ROM 0.5-05 así como en el punto 3.10.5 de la ROM 0.5-05.

#### 4.1.6.8 Cargas sísmicas

##### 4.1.6.8.1 Parámetros sísmicos de diseño

En este apartado se definen los principios básicos a seguir para la determinación del sismo de diseño según se establece en el capítulo A de la NSR-10.

A falta de conocer los parámetros de diseño sísmico, que deberán ser determinados en una futura fase de ingeniería en base al estudio de microzonificación sísmica a realizar, se asumen los establecidos en la norma de referencia NSR-10:

**Tabla 16. Parámetros diseño sísmico**

#	Parámetros principales de sitio, Buenaventura	Valor de diseño
[1].	Nivel de amenaza sísmica	Alto
[2].	Coeficiente de aceleración horizontal pico efectiva: $A_a$	0.40
[3].	Coeficiente de velocidad horizontal pico efectiva: $A_v$	0.35
[4].	Clasificación del perfil de suelo	Tipo suelo F
[5].	Coeficientes de sitio Nota: Los parámetros anteriores serán definidos según estudio específico de sitio	

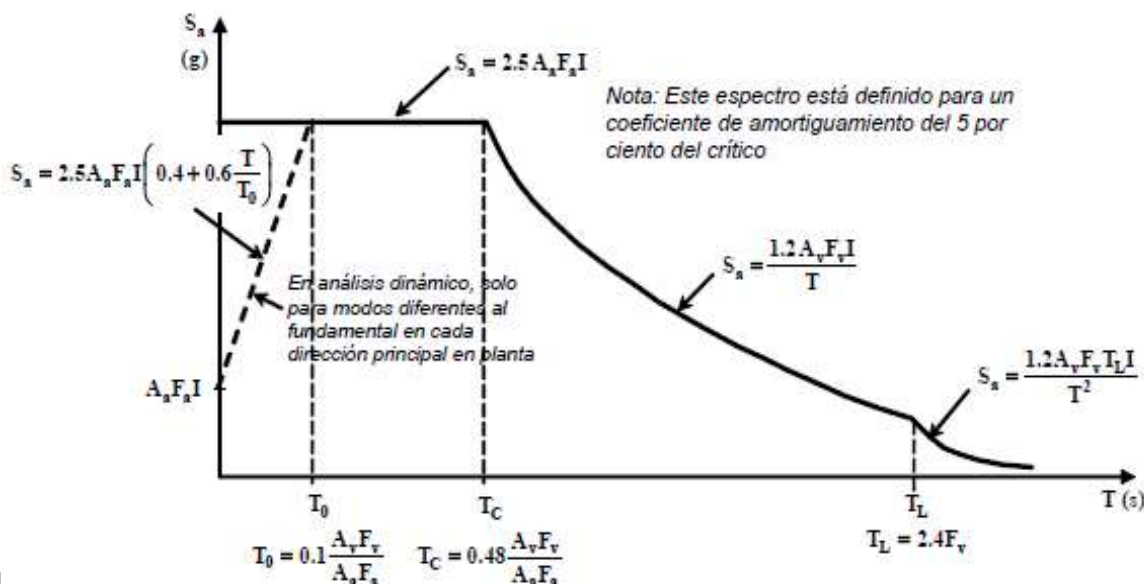


#	Parámetros principales de sitio, Buenaventura	Valor de diseño
	Coeficiente de amplificación de la aceleración para periodos cortos:	$F_a$ = pendiente geotecnia
	Coeficiente de amplificación de la aceleración para periodos intermedios:	$F_v$ = pendiente geotecnia
	Grupo de uso de la estructura:	Grupo III/IV
	Coeficiente de importancia:	$I = 1.25/1.50$
[6].	Aceleración pico efectiva al nivel del umbral de daño:	$A_d = 0.08$
	Coeficiente de sitio para el espectro sísmico del umbral de daño:	$S = a$ definir
[7].	Coeficiente de amortiguamiento	5 %

Fuente: NSR-10

Con las definiciones anteriores se puede establecer el espectro elástico de aceleraciones horizontales (amortiguamiento del 5%):

**Figura 3. Espectro elástico de aceleraciones horizontales (amortiguamiento del 5%)**



Fuente: NSR-10

El espectro elástico de aceleraciones verticales se tomará como mínimo de 2/3 del espectro de aceleraciones horizontales. La combinación direccional de los efectos de sismo se realizará considerando el 100 % de la acción en una dirección y el 30 % en las otras dos direcciones ortogonales (Método de Newmark). Alternativamente se podrá utilizar el módulo de los efectos de las tres direcciones (raíz cuadrada de la suma de los cuadrados, Método SRSS).

En caso de necesitar también en el diseño el espectro de velocidades o de desplazamientos, éstos también pueden ser determinados de acuerdo al capítulo A.2.6 de la NSR-10.

Para el diseño de las estructuras principales a sismo se deberá utilizar un método de cálculo dinámico, ya sea elástico, inelástico o preferentemente con plastificación progresiva (push-over). Sólo se permitirá el método de la fuerza horizontal equivalente para elementos estructurales secundarios o equipos dentro de la Terminal cuyo posible fallo o colapso no dañe a ninguna estructura o equipo principales. Para equipos de importancia alta y tuberías principales, soportados por otras estructuras, se deberán determinar espectros de piso en su base para su diseño dinámico o deberán ser implementados directamente en el modelo general de estructura.

Se podrá reducir la acción del sismo mediante la consideración de la disipación de energía debida a la plastificación de los elementos estructurales, siempre y cuando estos elementos dispongan de secciones (críticas) con capacidad plástica. Especial mención se realiza a estructuras pilotadas con tubos de acero, donde suele ocurrir que las secciones de éstos no permiten la plastificación del material, debido a la pérdida de capacidad previa de las secciones (en este caso la ovalización del tubo).

Se recomienda la consideración de la interacción suelo - estructura, ya que la consideración de la rigidez dinámica del suelo y su capacidad de disipación de energía (amortiguamiento) pueden variar la magnitud de la acción así como los modos de vibración de la estructura. Las estructuras pilotadas (en general las estructuras flexibles) son especialmente sensibles a estos efectos.

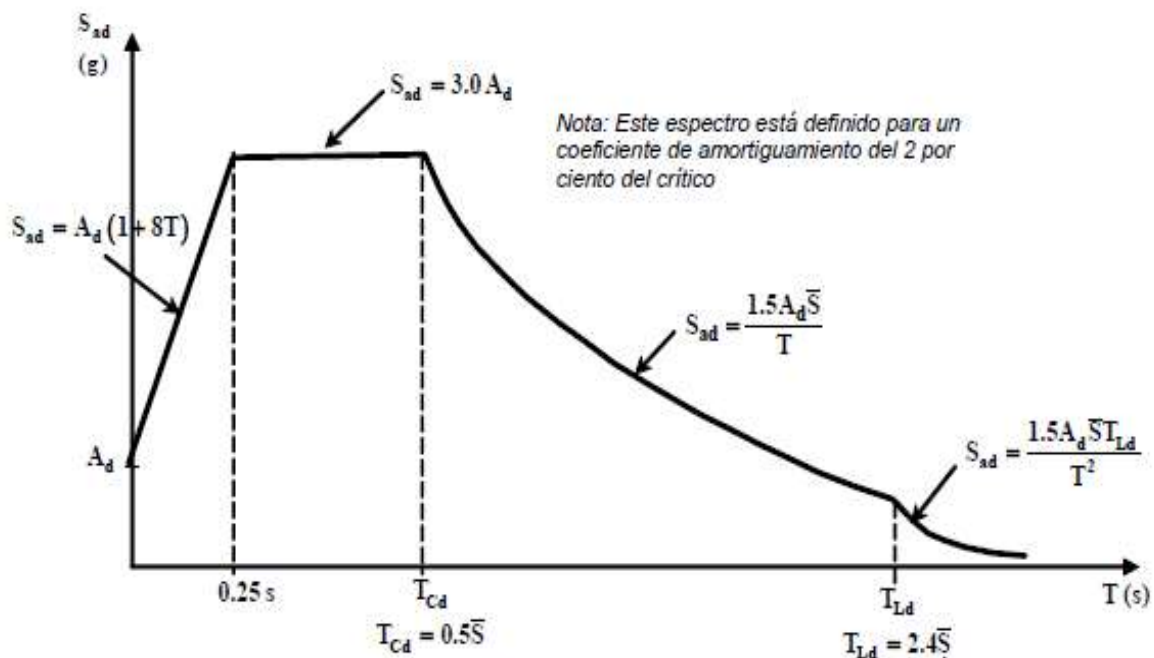
Para las verificaciones sísmicas se tendrán en cuenta como masas colaborativas todas aquellas derivadas de las cargas clasificadas como muertas. De esta misma forma, se considerará la masa asociada a cualquier carga que esté presente en más del 50% del tiempo de la vida útil. Además, se tendrán en cuenta las siguientes participaciones de masa:

- Para cargas de fluidos: en depósitos se tendrá en cuenta la masa del fluido correspondiente al nivel medio esperado de operación. Las tuberías se considerarán llenas de fluido, excepto que se tenga constancia que éstas permanecen vacías la mayor parte del tiempo de operación (más del 50% del tiempo).
- Para cargas vivas generales de uso, uniformemente distribuidas, se considerará el 10% del valor de la masa asociada a dichas cargas.
- Para cargas de almacenamiento, se considerará la masa correspondiente a un valor medio operativo, que se establecerá según los datos disponibles de

capacidad y tráfico de mercancías. A falta de datos detallados, se asumirá el 80 % del valor característico de la acción.

Debido a la importancia de las estructuras principales (Grupo de uso IV) de la Terminal, se debe verificar también que estas estructuras permanecen operativas (sin daños) después de la ocurrencia de un sismo menor al de diseño, en particular un sismo con probabilidad de excedencia del 80 % para un periodo de 50 años. El espectro de aceleraciones horizontales para este sismo se define como (amortiguamiento del 2 %):

**Figura 4. Espectro elástico de aceleraciones horizontales (amortiguamiento del 2 %)**



Fuente: NSR – 10.

Los elementos estructurales deben permanecer en régimen elástico para la acción de este sismo de umbral de daño. Aparte de la permanencia del régimen elástico, a la estructura se le debe requerir un límite en los desplazamientos o deformaciones máximas. No se establecerán límites exactos en el presente documento, pues su determinación dependerá de la configuración geométrica de las diferentes estructuras y sus elementos, de manera que sus desplazamientos (o derivas) no provoquen daño permanente en ninguna estructura colindante, ni en ningún sistema soportado (tuberías o equipos). Solamente a título informativo, en la NSR-10 se define un límite de  $H/250$ .

#### 4.1.6.8.2 Movimientos sísmicos de diseño

En el diseño sísmico deben ser definidos aspectos específicos para el desarrollo de los diseños tales como:

- Parámetros dinámicos del suelo
- Respuesta del sitio
- Riesgos geológicos.

La inestabilidad de cualquier estructura debido a la reacción del suelo ante cualquier evento sísmico debe ser evaluada calculando y cuantificando, como mínimo, los siguientes riesgos y parámetros:

- Riesgo de Licuefacción
- Desplazamientos laterales
- Incrementos de las presiones intersticiales
- Desarrollo de asentamientos diferenciales
- Afección a arcillas de tipo sensitivo

Proporcionando medidas de mitigación y garantizando de esta manera que la estructura no quede comprometida luego del evento sísmico.

Dado el carácter de diseño preliminar de la ingeniería básica objeto del presente documento, a efectos del diseño sísmico se considerarán los valores expuestos en el capítulo A-2 de la NSR-10 “Zonas de amenaza sísmica y movimientos sísmicos de diseño”.

Para fases posteriores de diseño, según expone el punto A.2.1.2 de la citada normativa, se deberá realizar un estudio particularizado de la propagación de la onda sísmica y de la influencia de la topografía para la zona donde se propone construir el puerto en los siguientes casos:

- Estudios de microzonificación sísmica — Cuando las autoridades municipales o distritales han aprobado un estudio de microzonificación sísmica, realizado de acuerdo con el alcance que fija la sección A.2.9 de la normativa NSR-10, el cual contenga recomendaciones para el lugar donde se adelantará la edificación, ya sea por medio de unos efectos de sitio o formas espectrales especiales, se deben utilizar los resultados de ésta, así como los valores del coeficiente de sitio, dados en ella, en vez de los presentados en A.2.4 y A.2.6 de dicha normativa.
- Estudios sísmicos particulares de sitio — Cuando el ingeniero responsable del estudio geotécnico defina unos efectos locales particulares para el lugar donde se encuentra localizada la edificación, utilizando estudios de

amplificación de las ondas sísmicas o estudios especiales referentes a efectos topográficos, o ambos, éstos deben realizarse de acuerdo con lo prescrito en A.2.10 de la normativa NSR-10.

De igual manera se actuará en el caso de los movimientos sísmicos de diseño, según se expone en el punto A.2.1.3. de la normativa NSR-10.

#### 4.1.6.8.2.1 Definición del perfil de suelo

En la normativa NSR-10 se definen seis tipos de perfil de suelo los cuales, que se presentan en la tabla A.2.4-1. Los parámetros utilizados en la clasificación son los correspondientes a los 30 m superiores del perfil para los perfiles tipo A a E.

Aquellos perfiles que tengan estratos claramente diferenciables deben subdividirse, asignándoles un subíndice i que va desde 1 en la superficie, hasta n en la parte inferior de los 30 m superiores del perfil.

Para el perfil tipo F se aplican otros criterios y la respuesta no debe limitarse a los 30 m superiores del perfil en los casos de perfiles con espesor de suelo significativo.

Los parámetros que deben ser obtenidos para la clasificación del perfil de suelo se exponen en el punto A.2.4.3 de dicha normativa, definiéndose los pasos a seguir para su clasificación en el punto A.2.4.5. En el caso del coeficiente de importancia, se detalla en el punto A.2.4.6.

Las diferentes tipos de perfil expuestos por la normativa NSR-10 en su tabla A.2.4-1 y sus parámetros de clasificación se muestran a continuación:

**Tabla 17. Tipos de perfil de suelo**

Tipo de perfil	Descripción	Definición
A	Perfil de roca competente	$v_s \geq 1500$ m/s
B	Perfil de roca de rigidez media	$1500 \text{ m/s} > v_s \geq 760$ m/s
C	Perfiles de suelos muy densos o roca blanda, que cumplan con el criterio de velocidad de la onda de cortante, o perfiles de suelos muy densos o roca blanda, que cumplan con cualquiera de los dos criterios	$760 \text{ m/s} > v_s \geq 360$ m/s $N \geq 50$ , o $S_u \geq 100$ kPa ( $\approx 1$ kgf/cm <sup>2</sup> )
D	Perfiles de suelos rígidos que cumplan con el criterio de velocidad de la onda de cortante, o	$360 \text{ m/s} > v_s \geq 180$ m/s $50 > N \geq 15$ , o $100 \text{ kPa} (\approx 1 \text{ kgf/cm}^2) >$



Tipo de perfil	Descripción	Definición
	perfiles de suelos rígidos que cumplan cualquiera de las dos condiciones	$su \geq 50 \text{ kPa}$ ( $\approx 0.5 \text{ kgf/cm}^2$ )
E	Perfil que cumpla el criterio de velocidad de la onda de cortante, o perfil que contiene un espesor total H mayor de 3 m de arcillas blandas	$180 \text{ m/s} > v_s$ $IP > 20$ $w \geq 40\%$ $50 \text{ kPa}$ ( $\approx 0.50 \text{ kgf/cm}^2$ ) $> Su$
F	<p>Los perfiles de suelo tipo F requieren una evaluación realizada explícitamente en el sitio por un ingenierogeotécnico de acuerdo con el procedimiento de A.2.10. Se contemplan las siguientes subclases</p> <p>F1 — Suelos susceptibles a la falla o colapso causado por la excitación sísmica, tales como: suelos licuables, arcillas sensitivas, suelos dispersivos o débilmente cementados, etc.</p> <p>F2 — Turba y arcillas orgánicas y muy orgánicas (<math>H &gt; 3 \text{ m}</math> para turba o arcillas orgánicas y muy orgánicas).</p> <p>F3 — Arcillas de muy alta plasticidad (<math>H &gt; 7.5 \text{ m}</math> con Índice de Plasticidad <math>IP &gt; 75</math>).</p> <p>F4 — Perfiles de gran espesor de arcillas de rigidez mediana a blanda (<math>H &gt; 36 \text{ m}</math>)</p>	

Fuente: NSR-10.

Como se indica en el punto 2.10, la existencia de suelos tipo F obligaría a la realización de un estudio particular del sitio. Dado el carácter preliminar del presente documento, no se ha realizado en esta fase el citado estudio particular del sitio, dejándose esta verificación para fases de diseño más avanzadas.

#### 4.1.6.8.2.2 Evaluación geotécnica de efectos sísmicos

La evaluación geotécnica de los efectos sísmicos se realizará según lo expuesto en el capítulo H.7 de la normativa NSR-10. De este modo, se deberá estudiar:

- Efecto de la litología y tipos de suelos.
- Efecto del tipo de sollicitación.
- Efecto de la topografía.
- Efecto del sismo en la interacción suelo estructura.
- Análisis de respuesta dinámica.
- Análisis de estabilidad.
- Estudio del riesgo de licuefacción y riesgos asociados.



#### 4.1.6.8.3 Cálculo dinámico del conjunto suelo estructura

Para establecer la respuesta de la interacción entre el suelo y la estructura en condiciones dinámicas (Sismo, oleaje, etc.), se procederá según se expone en la normativa NSR-10.

De igual modo, en los puntos donde la normativa NSR-10 no alcance a definir las necesidades de diseño aplicadas a obras portuarias, se tendrá en cuenta lo expuesto en los siguientes códigos de diseño (por orden de preferencia):

- 1) ASCE/COPRI 61-14. Seismic Design of Piers and Wharves
- 2) ROM 05.05, en su Capítulo IV, así como su apartado 3.10.5

La influencia sobre las estructuras de los efectos dinámicos (ya sean sísmicos o de otra índole) podrá ser determinada de dos maneras diferenciadas, según requiera cada caso.

##### 4.1.6.8.3.1 Cálculo dinámico de la cimentación

El cálculo dinámico de la cimentación se realizará:

- Conjuntamente con el cálculo estructural cuando el procedimiento (o la alternativa) elegida es la “a” propuesta en el punto 3.10.5 (cálculos con modelos numéricos con representación completa del cimient) de la ROM 05.05.
- Realizando un modelo específico del cimient, sometiéndolo a las acciones dinámicas que se obtienen del cálculo estructural.

##### 4.1.6.8.3.2 Cálculo pseudo-estático de la cimentación

El cálculo dinámico de una cimentación o en general de una construcción apoyada en el terreno (incluyendo excavaciones con o sin sostenimiento) puede abordarse con los procedimientos usuales de la estática pero añadiendo fuerzas adicionales que representan a la acción dinámica.

##### 4.1.6.8.3.3 Acciones estáticas equivalentes a la acción del oleaje o del viento

En los problemas de carga dinámica debida al oleaje, al viento sobre la estructura, etc., se pueden utilizar métodos de cálculo estático representando las acciones dinámicas mediante unas acciones estáticas equivalentes.

En este caso, el cálculo dinámico del conjunto suelo-estructura se realizará mediante las metodologías propuestas en el apartado 3.10.5 de la ROM-0.5-05.

Para la evaluación de la seguridad frente a los modos de fallo asociados a los Estados Límite Últimos de las cimentaciones superficiales y profundas se emplearán las fórmulas estáticas que se indican en los apartados 3.4 y 3.5 de la ROM 0.5-05.

Asimismo, en estas recomendaciones se recomienda no añadir, como acción dinámica debida a la inercia del suelo, ninguna fuerza adicional.

#### 4.1.6.8.3.4 Acciones estáticas equivalentes a la acción sísmica

Para la determinación de las fuerzas estáticas equivalentes a la acción sísmica se atenderá a lo propuesto en el punto 3.7.2 de la norma NSR-10.

Para el caso específico de comprobar el efecto de la acción sísmica en el estudio de los problemas de estabilidad global controlados por la resistencia del terreno, y a falta de un mejor procedimiento para realizar el cálculo dinámico, se ha considerado el criterio (propuesto entre otros códigos en la ROM 0.5-05) según el cual se supone que la acción sísmica equivale a unas fuerzas másicas de inercia definidas como el producto de la masa por las aceleraciones siguientes:

- Horizontal:  $a_h = \alpha \cdot a_c$
- Vertical:  $a_v = k_h \cdot a_h$

Donde

- $a_c$ : La aceleración sísmica de cálculo en el emplazamiento, definida en la vigente Norma de Construcción Sismorresistente (NSR-10).
- $\alpha$ : Evalúa la flexibilidad de la obra frente a los terremotos. Su valor debe ser tanto más alto cuanto más coartado esté el movimiento.

A falta de una definición en la NSR-10 de dicho parámetro  $\alpha$  toma los valores propuestos por la ROM 0.5-05, que son:

- Taludes exentos y muelles de gravedad sin coacciones, etc.  $\alpha=0,5$ .
- Taludes con inclusiones rígidas (p.e. pilotes) o muros con coacciones en cabeza, muelles de pantallas ancladas, etc.  $\alpha = 0,75$  a 1
- $K_h$ : factor de equivalencia entre cargas verticales y horizontales. Toma los valores
  - a.  $K_h = 2/3$  según la NSR-10 para estructuras
  - b. Para obras de contención de tierras

#### 4.1.7 Criterios Geotécnicos

El diseño Geotécnico de las estructuras portuarias se realizará, con carácter general, de acuerdo a lo que se establezca en los siguientes códigos de diseño (por orden de prelación):

**Tabla 18. Tipos de perfil de suelo**

Orden	Código	Título /referencia	País
[1].	INVIAS	Manual de diseño de cimentaciones de obras de carreteras	Colombia
[2].	NSR-10	Reglamento colombiano de construcción sísmo resistente	Colombia
[3].	API RP 2A-WSD	Diseño de pilotes de acero	USA
[4].	ASCE/COPRI 61-14	Seismic Design of Piers and Wharves	USA
[5].	ROM 0.5-05	Recomendaciones para Obras Marítimas. Criterios Geotécnicos	España

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

Dado que las citadas normativas y códigos de diseño no recogen, cada una por separado, toda la casuística posible en cuanto a las verificaciones geotécnicas a realizar, en los siguientes apartados se establece el criterio de referencia de acuerdo a la prelación previa.

#### **4.1.7.1 Combinación de acciones e hipótesis realizadas**

##### **4.1.7.1.1 Frente a Estados Límite Últimos**

Para verificar la seguridad frente a Estados Límite Últimos (estado de falla), se tomarán las siguientes combinaciones de acciones, (e.g. según lo definido en EC, ROM 0.5-05):

[1]. Combinación cuasi-permanente

En términos generales, esta combinación intenta representar el valor medio de las acciones durante el intervalo de tiempo asociado al estado o situación de proyecto considerado.

$$G + \sum \psi_{2,i} \cdot Q_i \text{ para } i \text{ entre } 1 \text{ y } n$$

Dónde:

- G = acciones permanentes.
- $Q_i$  = acciones variables de actuación simultánea.
- $\psi_{2,i}$  = coeficiente de compatibilidad cuasi-permanente

[2]. Combinaciones fundamentales o características

Esta combinación toma en consideración la actuación simultánea de varias acciones variables con valores compatibles en la ocurrencia del modo de fallo:

$$\gamma_g \cdot G + \gamma_{q,1} \cdot Q_1 + \sum \psi_{0,i} \cdot \gamma_{q,i} \cdot Q_i \text{ para } i \text{ entre } 2 \text{ y } n$$

Dónde:

- $G$  = acciones permanentes.
- $Q_1$  = acción variable principal o predominante en la ocurrencia del modo de fallo y acciones variables de actuación simultánea directamente dependientes de la predominante.
- $Q_i$  = otras acciones variables de actuación simultánea compatibles con la predominante e independientes estadísticamente de la misma.
- $\psi_{0,i}$  = coeficiente de compatibilidad fundamental o característico.
- $\gamma_g, \gamma_q$  = coeficientes de ponderación parciales.

[3]. Combinaciones accidentales

Cuando en la verificación del modo de fallo se considere la actuación de una acción extraordinaria, sea o no accidental, con una probabilidad de presentación muy baja durante el intervalo considerado y, a la vez, con un periodo de actuación corto, el valor de compatibilidad de las acciones variables que actúan de forma simultánea debe ser claramente menor.

$$G + A + \psi_1 \cdot Q_1 + \sum \psi_{2,i} \cdot Q_i \text{ para } i \text{ entre } 2 \text{ y } n$$

Dónde:

- $G$  = acciones permanentes.
- $A$  = acción extraordinaria.
- $Q_1$  = acción variable principal o predominante en la ocurrencia del modo de fallo y acciones variables de actuación simultánea directamente dependientes de la predominante.
- $Q_i$  = otras acciones variables de actuación simultánea compatibles con la predominante e independientes estadísticamente de la misma.
- $\psi_1$  = coeficiente de compatibilidad frecuente.
- $\psi_{2,i}$  = coeficientes de compatibilidad cuasi-permanente.

[4]. Sísmicas

Esta combinación intenta tomar en consideración que el valor de compatibilidad de las acciones variables a considerar cuando actúa el sismo es aproximadamente el valor medio de las acciones durante el intervalo de tiempo asociado al estado o situación de proyecto considerado.

$$G + S + \sum \psi_{2,i} \cdot Q_i \text{ para } i \text{ entre } 1 \text{ y } n$$

Dónde:

- $G$  = acciones permanentes.
- $S$  = acción sísmica.
- $Q_i$  = acciones variables de actuación simultánea.
- $\psi_{2,i}$  = coeficiente de compatibilidad cuasi-permanente.

En el caso de la geotécnica se tomarán como referencia las combinaciones cuasi-permanentes y las sísmicas a la hora de plantear los cálculos y de seleccionar los coeficientes de seguridad correspondientes.

Los valores de los coeficientes de compatibilidad y de ponderación de acciones se tomarán de acuerdo a lo establecido por la NSR-10 cuando ésta sea de aplicación para las combinaciones, dependiendo del caso:

- Carga Muerta + Carga Viva Normal.
- Carga Muerta + Carga Viva Máxima.
- Carga Muerta + Carga Viva Normal + Sismo de Diseño pseudo estático.

#### 4.1.7.1.2 Frente a Estados Límite de Servicio

Para verificar los modos de fallo adscritos a Estados Límite de Servicio (EC, ROM 0.5-05, etc) se utilizarán las siguientes combinaciones de acciones:

[1]. Combinación poco frecuente:

$$G + Q_1 + \sum \psi_{0,i} \cdot Q_i \text{ para } i \text{ entre } 2 \text{ y } n$$

[2]. Combinación frecuente:

$$G + \psi_1 \cdot Q_1 + \sum \psi_{2,i} \cdot Q_i \text{ para } i \text{ entre } 2 \text{ y } n$$

[3]. Combinación cuasi-permanente:

$$G + \sum \psi_{2,i} \cdot Q_i \text{ para } i \text{ entre } 1 \text{ y } n$$

Dónde:

- G = acciones permanentes.
- Q1 = acción principal o predominante en la ocurrencia del modo de fallo y acciones variables de actuación simultánea directamente dependientes.
- Qi = otras acciones variables de actuación simultánea compatibles con la predominante e independientes estadísticamente de la misma.
- $\psi_{0,i}$  = coeficientes de compatibilidad fundamentales.
- $\psi_1$  = coeficiente de compatibilidad frecuente.
- $\psi_{2,i}$  = coeficientes de compatibilidad cuasi-permanentes.

#### 4.1.7.2 Selección de los coeficientes de seguridad

En general, la ecuación de verificación de la seguridad de una obra o tramo de la misma ante un modo de fallo geotécnico se formula en términos de coeficiente de seguridad, considerando acciones mayoradas y resistencias no minoradas:

$$F = R/E_d > F_m$$

Especificándose en cada circunstancia el coeficiente de seguridad mínimo,  $F_m$ , que debe alcanzarse.

En general, para la verificación de cada modo de fallo geotécnico concreto se definirá específicamente la ecuación de verificación correspondiente así como tres coeficientes de seguridad global claramente diferentes asociados a la misma, dependiendo del tipo de estado o situación de proyecto y del tipo de combinación de acciones consideradas, según se indica en la siguiente tabla:

**Tabla 19. Coeficiente de seguridad**

Situación de proyecto	Combinación de acciones	Coeficiente de seguridad exigible, F
Persistente	Cuasi-Permanente	F1
	Fundamental	F2
Transitoria (incluyendo situaciones geotécnicas a corto plazo)	Cuasi-Permanente	F1 o F2
	Fundamental	F2 o F3
Excepcional	Accidental sin sismo	F3
	Sísmica	F3

Fuente: Rom 0.5-05.

Siendo siempre  $F1 > F2$  y  $F2 > F3$ .



Los coeficientes se especificarán para cada tipo de acción en los puntos correspondientes.

#### 4.1.7.3 Verificación geotécnica de los pilotes

En el presente apartado se exponen los criterios a tomar en el caso de la verificación geotécnica de las cimentaciones de elementos estructurales como muelles pilotados y demás estructuras marítimas.

##### 4.1.7.3.1 Estados Límite Últimos

Los Estados Límites de Último o de falla, considerados desde un punto de vista geotécnico, según se expone en las normativas anteriormente comentadas serán al menos los siguientes:

- Hundimiento de la cimentación.
- Arrancamiento de la cimentación.
- Rotura del terreno por cargas transversales.
- Estabilidad global de la cimentación.

Para ello, se deberán tener en cuenta, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Sistema de cimentación empleado en el caso de cimentaciones combinadas o pilotes de fricción.
- Posición del nivel freático más desfavorable para el cálculo.
- Excentricidades de carga.
- Influencia de estratos blandos y rígidos, así como la alternancia de los mismos.
- Posibilidad de licuefacción total o parcial.
- Existencia de oquedades, servicios, etc. bajo la cimentación o en sus inmediaciones.
- Influencia de taludes próximos en la cimentación (estabilidad, empujes, etc.)
- Posibilidad de rozamiento negativo.
- Transmisión de cargas por existencia de cargas superficiales adyacentes.
- Efectos de las cargas cíclicas (degradación de la resistencia al fuste, aumento de la deformabilidad, esfuerzos horizontales, etc.).

A los estados límite se debe añadir la capacidad estructural de la cimentación; sin embargo, este punto excede el alcance geotécnico y deberá ser comprobado por los responsables de cálculo de estructuras.

Todas las anteriores premisas deben ser comprobadas tanto para un pilote individual como para el grupo de pilotes siguiendo la manera que se considere más adecuada entre las propuestas en la ROM 0.5-05 y la API RD 2A-WSD en los casos que corresponda.

#### 4.1.7.3.1.1 Cálculo de la carga de hundimiento en pilotes

La verificación de la seguridad de la cimentación al hundimiento se realizará según lo expuesto en el punto 3.6.4. de la ROM 0.5-05 o en las formulaciones propuestas en la API RP 2A-WSD en su punto 6.4.

Entre las anteriores normativas se seleccionará el método adecuado al tipo de pilote, al terreno y a las circunstancias que lo rodean.

De este modo, se puede definir el coeficiente de seguridad frente al hundimiento de la siguiente manera:

$$FS_h = \frac{Q_h}{N_1 + W_i'} \geq FS_{requerido}$$

Siendo:

- $FS_h$  Factor de seguridad frente al hundimiento.
- $N_1$  Carga vertical que actúa sobre el pilote (Debe ser mayorada).
- $W_i'$  Peso efectivo de la parte exenta del pilote.
- $Q_h$  Carga de hundimiento del pilote.

El cálculo de la carga de hundimiento de los pilotes ( $Q_h$ ) se realizará una vez seleccionado el método adecuado entre los expuestos en el punto 3.6.4.7 de las ROM 0.5-05 y en el punto 6.4 de la API RP 2A-WSD según el tipo de pilote, los tipos de terreno y las circunstancias que rodean al pilote.

En caso de disponer de ensayos de penetración estática, los valores medidos pueden ser aplicados al cálculo de la carga de hundimiento de pilotes verticales hincados, teniendo en cuenta las consideraciones expuestas en el punto 3.6.4.4 de la ROM 0.5 o en por medio de los métodos expuestos en el punto 6.4 de la API RP 2A-WSD.

De esta manera, en el caso de estructuras portuarias (muelles, etc.), se tomarán los factores de seguridad propuestos por la ROM 0.5. De este modo, para valores del índice ISA bajos (5 a 19), los valores mínimos recomendados del coeficiente de seguridad para cada combinación de acciones son los que se indican a continuación:

**Tabla 20. Valores mínimos recomendados del coeficiente de seguridad**

Procedimiento de análisis utilizado en la estimación de la carga de hundimiento	Coeficiente de seguridad (Combinaciones)		
	Cuasi-permanente (F1)	Fundamental (F2)	Accidental o sísmica (F3)
Cualquier tipo de pilote			
Método del SPT en suelos granulares	2,5	2,2	2
Método basado en el penetrómetro estático	2	1,8	1,7
Métodos basados en otros ensayos penetrométricos continuos, ensayos presiométricos y otros ensayos de campo	2,6	2,3	2,1
Método basado en la resistencia a compresión simple de la roca (sólo para pilotes empotrados en roca)	2,5	2,2	2
Método basado en las fórmulas analíticas y ensayos de laboratorio para medir el ángulo de rozamiento (o de laboratorio o campo para medir la resistencia al corte sin drenaje de arcillas)	2,5	2,2	2

Fuente: ROM 0.5-05

Estos valores se muestran en la tabla 3.6.1 de la ROM 0.5. Para el cálculo geotécnico no sísmico se tomarán los valores de la sollicitación Cuasi-permanente. En el caso de pilotes hincados, los coeficientes de seguridad específicos se muestran en la tabla 3.6.1. de la ROM 0.5.

En caso de edificaciones de tipo administrativo y similar y, por tanto, no correspondientes a obras portuarias, se podrá acudir a los factores de seguridad propuestos para la capacidad por punta de los pilotes por la normativa NSR-10, los cuales se aportan para cada estado de carga propuesto. Estos factores se muestran a continuación:

**Tabla 21. Factores de seguridad para la capacidad por punta de los pilotes**

Condición	FS <sub>ICP</sub> Mínimo Diseño (Capacidad por punta)
Carga Muerta + Carga Viva Normal	3,0
Carga Muerta + Carga Viva Máxima	2,5
Carga Muerta + Carga Viva Normal + Sismo de Diseño pseudo estático	1,5

Fuente: NSR – 10.

Estos valores se encuentran en la tabla H-4.7-1 de la NSR-10. En caso de disponer de ensayos de tipo presiométrico o de penetración estática se podrá acudir a los factores de seguridad propuestos por la ROM 0.5.

Todas las anteriores premisas deben ser comprobadas tanto para un pilote individual como para el grupo de pilotes siguiendo la manera que se considere más adecuada entre las propuestas en la ROM 0.5-05 y la API RD 2A-WSD.

#### 4.1.7.3.1.2 Cálculo de la carga de arranque en pilotes

Siguiendo el procedimiento expuesto en el punto 3.6.7 de las ROM 0.5-05, la verificación de la seguridad del pilote frente al arranque se ha calculado a partir de:

$$FS_t = \frac{T}{|N_i|} \geq FS_{\text{requerido}}$$

Siendo,

- $FS_t$  Factor de seguridad frente al arranque
- $|N_i|$  Valor absoluto de la carga de tracción
- $T$ : Resistencia al arranque, obtenida a partir de :

$$T = W_\alpha + \frac{1}{2} R_f$$

Con,

- $W_\alpha$  Componente del peso del pilote en la dirección del tiro
- $R_f$  Resistencia por fuste determinada según lo indicado en el punto 3.6.4.7 de la ROM 0.5-05.

De igual modo, si se cree más conveniente se podrá seguir la metodología propuesta en el punto 6.5 del documento API RP 2A-WSD.

Se tomarán los mismos coeficientes de seguridad mostrados en el punto anterior.

#### 4.1.7.3.1.3 Rotura del terreno por cargas transversales

La verificación de la seguridad de los pilotes contra empujes horizontales se realizará según lo expuesto en el punto 3.6.8 de la ROM 0.5-05. De esta manera, se considerará suficiente la seguridad contra dichos empujes cuando se verifique que el coeficiente de seguridad expuesto a continuación supera los expuestos en la siguiente tabla según el tipo de combinación de cálculo.

$$F = \frac{H_{rot}}{H} \geq F_{min}$$

El coeficiente de seguridad F debe calcularse para el pilote individual (apartado 3.6.8.1) y para el grupo (apartado 3.6.8.2).

De esta manera, en el caso de estructuras portuarias (muelles, etc.), se tomarán los factores de seguridad propuestos por la ROM 0.5. De este modo, para valores del índice ISA bajos (5 a 19), los valores mínimos recomendados del coeficiente de seguridad para cada combinación de acciones son los que se indican a continuación:

**Tabla 22. Factores de seguridad para la capacidad por punta de los pilotes**

Tipo de Combinación	Coeficiente de Seguridad
Cuasi-Permanente, F1	1,8
Fundamental, F2	1,6
Accidental o sísmica, F3	1,5

Fuente: ROM 0.5

Estos valores se muestran en la tabla 3.6.2 de la ROM 0.5. Para el cálculo geotécnico no sísmico se tomarán los valores de la sollicitación Cuasi-permanente. Se tomarán los anteriores valores para todas las estructuras, al no proponer valores asociados a este estado límite el resto de normativas.

#### 4.1.7.3.2 Estados límite de servicio

##### 4.1.7.3.2.1 Verificación de asientos

En el caso de que el asiento de la cimentación pilotada resultara ser un aspecto crítico del proyecto, es recomendable realizar pruebas de carga, ya que ésta es la única manera precisa de conocer la relación carga-asiento.

Si dicho aspecto resulta no ser crítico, se pueden estimar los asientos tal como se indica en los apartados 3.6.9.1 de la ROM 0.5-05 o bien del punto 7.7.2 de la Guía de Cimentaciones de INVIAS, teniendo en cuenta las particularidades de cada caso de cálculo, tipo de pilote, terreno, etc.,

Se debe considerar que el asiento así estimado debe ser, al menos, tres veces menor del que obligaría a poner a la estructura fuera del límite de servicio.

En caso de que no se dispusiera de pruebas de carga o no fuera posible realizarlas, la estimación se realizará como se indica a lo largo del apartado 3.6.9.1. de la ROM 0.5-05.

##### 4.1.7.3.2.2 Movimientos horizontales y esfuerzos

Para calcular los movimientos horizontales en pilotes solicitados por cargas transversales se debe utilizar algún procedimiento numérico.

Resulta más recomendable el uso de programas de cálculo específicos de geotecnia basados en métodos como el de elementos o diferencias finitas para la evaluación de la interacción entre pilotes y terreno. En estos casos se debe especificar las hipótesis de carga y los parámetros aplicados al cálculo.

De esta manera, como indica la Guía de Cimentaciones de INVIAS, se deberán desarrollar criterios para los movimientos verticales y horizontales que sean consistentes con el tipo y función de la estructura, su vida de servicio anticipada y las consecuencias de los movimientos inaceptables sobre el comportamiento de la estructura.

Según indica esta normativa, y basando el criterio en el CCDSP-95, el criterio del desplazamiento horizontal admisible, debe establecerse considerando los efectos de los movimientos verticales y horizontales; es así, que donde pueda presentarse una combinación de desplazamiento horizontal y vertical, los movimientos horizontales deben limitarse a una pulgada o menos. Cuando los desplazamientos verticales son pequeños, los desplazamientos horizontales deben limitarse a 1,5 pulgadas o menos (38 mm).



Asimismo, se podrá acudir a formulaciones propuestas en la ROM 0.5-05 y en el punto 6.8 de la APR RD 2A-WSD para la estimación inicial de los desplazamientos horizontales.

#### 4.1.7.3.2.3 Otras consideraciones

Según expone la guía de cimentaciones de INVIAS, se deben evitar los pilotes inclinados si se anticipan cargas de fricción negativa y si la estructura está ubicada en zonas sísmicas con coeficiente de aceleración  $A_a$  entre 0,19 y 0,29.

De igual modo, se deberá tener en cuenta, como mínimo, la Influencia de taludes próximos en la cimentación (estabilidad, empujes, etc.), la posibilidad de rozamiento negativo, la influencia debida a la transmisión de cargas por existencia de cargas superficiales adyacentes y los efectos de las cargas cíclicas sobre el pilote (degradación de la resistencia al fuste, aumento de la deformabilidad, esfuerzos horizontales, etc.).

#### 4.1.7.4 Licuefacción del suelo debido a la acción sísmica

##### 4.1.7.4.1 Valor de la resistencia a la licuefacción. Parámetro CRR.

Para cada valor de (N)<sub>60</sub> corregido se obtiene un valor del número adimensional CRR (*Cyclic Resistance Ratio*) que mide la resistencia a la licuefacción. Este número es diferente según el contenido en finos del terreno y puede observarse en la tabla 3.10.2 de la ROM 0.5-05.

Estos valores de CRR son empíricos y están basados en datos de campo que van acumulándose. Es posible que sufran cierta modificación con el paso del tiempo. El valor de CRR indicado está obtenido únicamente para terremotos de magnitud  $M_w = 7,5$ . Cuando la magnitud del terremoto sea diferente se deben multiplicar los valores de CRR por los factores de corrección propuestos en la tabla 3.10.3 de la ROM 0.5-05.

El valor obtenido de la resistencia adimensional, CRR, después de considerar el valor de (N)<sub>60</sub>, el porcentaje de finos y la magnitud del terremoto, se debe comparar con la sollicitación que se describe en el subapartado siguiente.

##### 4.1.7.4.2 Sollicitaciones sísmicas. Parámetro CSR (*Cyclic Stress Ratio*)

A una determinada profundidad dentro del depósito de suelos y con la información geotécnica disponible, se puede calcular el número adimensional siguiente:

$$CRS = 0,65 \frac{\sigma'_{vo}}{\sigma_{vo}} \cdot \frac{a_{max}}{g} \cdot r_d$$

Donde:

- $\sigma'_{vo}$  : tensión vertical efectiva antes del terremoto
- $\sigma_{vo}$  : tensión vertical total antes del terremoto
- $a_{max}$  : valor de cálculo de la aceleración horizontal máxima del terreno en el emplazamiento considerado.
- $g$ : aceleración de la gravedad
- $r_d$  : factor de reducción que depende principalmente de la profundidad. Siempre menor a 1. Es posible aproximararlo por medio de la siguiente expresión:

$$r_d = 1 - 0,001 \cdot z^2$$

Siendo  $z$  la profundidad de la zona investigada, en metros.

#### 4.1.7.4.3 Verificación de la seguridad frente a la licuefacción

La comparación de resistencia, CRR, y sollicitación, CSR, permite definir el coeficiente en seguridad frente a licuefacción:

$$F = \frac{CRR}{CSR}$$

Cuando este coeficiente es próximo a la unidad ( $0,9 < F < 1,1$ ) se debe entender que las posibilidades de licuefacción del suelo son altas.

Cuando el coeficiente de seguridad a la licuefacción no sea aceptable ha de procederse a cambiar la tipología de la solución o, en casos muy específicos, a proceder a un tratamiento o sustitución del terreno, o a la colocación de drenes para facilitar la disipación de las presiones intersticiales generadas.

Este proceso podrá ser usado de igual modo para el caso de la cimentación de rellenos.

#### 4.1.7.5 Dragados

Para el diseño y definición de los dragados se seguirán las indicaciones incluidas en el punto 4.9 de la ROM 0.5-05.

La estabilidad de los taludes de dragado debe analizarse siguiendo las recomendaciones que se indican en el apartado 3.8 y 3.10 de la ROM 0.5-05.

Las operaciones de dragado son, sin embargo, específicas y requieren algunas consideraciones especiales a tener en cuenta, respecto a los procedimientos generales de cálculo que allí se indican.

- En los suelos blandos (sean arenosos o arcillosos) el dragado suele generar excesos de presión intersticial transitorios que hacen que la estabilidad en condiciones no drenadas pueda ser crítica debido a estos incrementos, que deben tenerse en cuenta.
- Las arenas densas y las arcillas firmes, sin embargo, suelen soportar mejor la acción de las dragas. Su estabilidad está condicionada, en general, por las condiciones drenadas

Algunos taludes usuales de dragado se indican en la tabla 4.9.6 de la ROM 0.5-05. Esta tabla se muestra a continuación:

**Tabla 23. Taludes usuales de dragado**

Tipo de terreno	Taludes de dragado usuales (H/V)	
	Aguas tranquilas	Zonas con movimiento de agua del interior al exterior del talud
Fangos	20 a 6	20 a 10
Arenas Finas Flojas	6 a 4	10 a 6
Arenas gruesas	4 a 3	6 a 4
Arenas arcillosas	3 a 2	4 a 3
Arcillas de consistencia firme	2 a 1	3 a 1,33
Arcillas duras	1 a 0,5	1,33 a 0,5
Rocas	0,5 a 0,1	0,5 a 1

Fuente: ROM 0.5-05.

Los coeficientes de seguridad recomendados por la ROM 0.5-05 para los taludes de dragado son los siguientes:

**Tabla 24. Coeficientes para los taludes de dragado**

Tipo de combinación de acciones	Coeficiente
Cuasi-permanentes	1,3
Fundamentales	1,2
Accidentales o sísmicas	1

Fuente: ROM 0.5-05.

#### 4.1.8 Criterios Estructurales

Sin perjuicio de los análisis y estudios que haga el Inversionista como dueño del Proyecto, en este capítulo se definen los diferentes criterios mínimos de diseño para

estructuras a nivel de materiales, durabilidad y cargas aplicables y sus combinaciones.

#### 4.1.8.1 Materiales

Los siguientes requisitos respecto a la definición de materiales a utilizar deben ser considerados en el diseño de estructuras.

##### 4.1.8.1.1 Concreto

Los siguientes requisitos principales deben ser considerados en el diseño de las estructuras de concreto:

- [1]. Vida útil de las estructuras de concreto: 50 años
- [2]. Peso específico:
  - a. Concreto simple:  $2.300 \text{ kg/m}^3$ .
  - b. Concreto reforzado:  $2.400 \text{ kg/m}^3$ .
- [3]. Coeficiente de Poisson:  $\mu = 0,2$
- [4]. Módulo de elasticidad:  $E = 4700(f_c')^{1/2} \approx 27.800 \text{ MPa}$ .
- [5]. Coeficiente lineal de expansión térmica:
  - a. A falta de datos más precisos se tomará igual a  $\alpha = 10^{-5}$ .
- [6]. Clases de exposición:
  - a. F – Congelamiento y deshielo:
    - i. F0: Concreto no expuesto a ciclos de congelamiento y deshielo.
  - b. S – Sulfato:
    - i. S1: Moderada (agua marina).
  - c. P – Permeabilidad:
    - i. P1: en contacto con el agua donde se requiera baja permeabilidad.
  - d. C – Protección del refuerzo para la corrosión:
    - i. C2: Presencia de cloruros de agua de mar.
- [7]. Requisitos derivados de las clases de exposición:
  - a. Resistencia especificada a la compresión mínima:  $f_c' \geq 35 \text{ MPa}$ .

- b. Relación agua-material cementante máxima:  $a/mc \leq 0,40$ .
- c. Contenido de aire: sin restricción.
- d. Contenido máximo de iones cloruro ( $Cl^-$ ) soluble en agua:
  - i. Concreto reforzado:  $Cl^- \leq 0,15 \%$
  - ii. Concreto preesforzado:  $Cl^- \leq 0,06 \%$
- e. Aditivo de cloruro de calcio: Sin restricción.
- f. Requisitos para tipos de material cementante:
  - i. ASTM C 150: cementos tipo II, tipo I (si  $C_3A < 5\%$ ) y tipo III (si  $C_3A < 8\%$ ).
  - ii. ASTM C 595 / C 1157: cementos con puzolana o escoria ( $<70\%$ ), de resistencia moderada a los sulfatos.

[8]. Recubrimientos mínimos de concreto para el refuerzo:

a. Concreto construido en sitio:

- i. Colocado contra el suelo y en permanente exposición a él 75 mm
- ii. Exposición al suelo o a la intemperie:
  1. Barras de 55 a 20 mm 50 mm
  2. Barras de 16 mm o menores 40 mm
- iii. No expuesto al suelo ni a la intemperie:
  1. Losas, muros, viguetas:
    - a. Barras de 55 ó 45 mm 40 mm
    - b. Barras de 36 mm o menores 20 mm
  2. Vigas, columnas 40 mm

b. Concreto construido en sitio (preesforzado):

- i. Colocado contra el suelo y en permanente exposición a él 75 mm
- ii. Exposición al suelo o a la intemperie:
  1. Paneles de muros, losas, viguetas: 25 mm
  2. Otros elementos 40 mm
- iii. No expuesto al suelo ni a la intemperie:
  1. Losas, muros, viguetas 20 mm
  2. Vigas, columnas:
    - a. Refuerzo principal 40 mm
    - b. Estribos, espirales 25 mm

c. Concreto prefabricado:

- i. Exposición al suelo o a la intemperie:

1. Paneles de muros:

- |                                |       |
|--------------------------------|-------|
| a. Barras de 55 ó 45 mm        | 40 mm |
| b. Tendones mayores de 40 mm   | 40 mm |
| c. Barras de 36 mm o menores   | 20 mm |
| d. Tendones de 40 mm o menores | 20 mm |

2. Otros elementos:

- |                                |       |
|--------------------------------|-------|
| a. Barras de 55 ó 45 mm        | 50 mm |
| b. tendones mayores de 40 mm   | 50 mm |
| c. Barras de 36 a 20 mm        | 40 mm |
| d. Tendones de 40 a 16 mm      | 40 mm |
| e. Barras de 16 mm o menores   | 30 mm |
| f. Tendones de 16 mm o menores | 30 mm |

ii. No expuesto al suelo ni a la intemperie:

1. Losas, muros, viguetas:

- |                                |       |
|--------------------------------|-------|
| a. Barras de 55 ó 45 mm        | 30 mm |
| b. tendones mayores de 40 mm   | 30 mm |
| c. Tendones de 40 mm o menores | 20 mm |
| d. Barras de 36 mm o menores   | 16 mm |

2. Vigas columnas:

- |                                  |             |
|----------------------------------|-------------|
| a. Refuerzo principal            | diam. Barra |
| No menor de 16 ni mayor de 40 mm |             |
| b. Estribos, espirales           | 10 mm       |

[9]. El tamaño máximo nominal del agregado debe ser menor a:

- 1/5 de la menor separación entre los lados del encofrado,
- 1/3 de la altura de la losa,
- 3/4 del espaciamiento mínimo libre entre barras.

[10]. Acero de refuerzo:

- El refuerzo debe ser corrugado.
- El refuerzo liso solo puede utilizarse en estribos, espirales o tendones, y refuerzo de repartición y temperatura.
- El acero de refuerzo será de grados 420 ó 550 (MPa).

[11]. Resistencia de diseño del concreto para estados límite de resistencia. Factores  $\phi$  de reducción de resistencia:



- 1 a. Secciones controladas por tracción
- 2 0,90
- 3 b. Secciones controladas por compresión:
- 4 i. Elementos con refuerzo en espiral
- 5 0,75
- 6 ii. Otros elementos reforzados
- 7 0,65
- 8 c. Cortante y torsión 0,75
- 9 d. Aplastamiento en el concreto
- 10 0,65
- 11 e. Zonas de anclaje de pretensado 0,85
- 12 f. Modelos puntal-tensor (nudos, apoyos) 0,75
- 13 g. Secciones a flexión de los elementos pretensados 0,75
- 14 h. Flexión, compresión, cortante y aplastamiento en concreto estructural
- 15 simple 0,60

#### 4.1.8.1.2 Acero estructural

Los siguientes requisitos principales deben ser los mínimos considerados en el diseño de las estructuras de acero:

- [1]. Vida útil de las estructuras de acero: 50 años.
- [2]. Peso específico: 7.800 kg/m<sup>3</sup>.
- [3]. Módulo de elasticidad del acero:  $E_s = 200.000$  MPa.
- [4]. Módulo de elasticidad a corte del acero:  $G = 77.200$  MPa.
- [5]. Resistencia mínima especificada a la fluencia,  $F_y$ . Se utilizarán los aceros dentro del campo de aplicación según se especifica en la normativa ASTM (listado según Capítulo F.2 de la NSR-10).
- [6]. Coeficientes de reducción de resistencia del acero,  $\phi$ , para estados límite de resistencia:
  - a. Compresión (sobre resistencia de pandeo),  $\phi_c$ : 0,90
  - b. Resistencia de diseño a tensión,  $\phi_t$ :
    - i. Fluencia por tensión sobre área bruta: 0,90
    - ii. Rotura por tensión sobre área neta: 0,75
  - c. Resistencia a tensión para miembros conectados con pasadores,  $\phi_t$ :
    - i. Rotura por tensión sobre área neta efectiva: 0,75
    - ii. Rotura por cortante sobre área efectiva: 0,75
  - d. Flexión,  $\phi_b$ : 0,90

- 1 e. Cortante,  $\phi_v$ : 0,90  
2 f. Torsión,  $\phi_T$ : 0,90  
3 g. Para diseño de elementos de sección compuesta (acero-concreto) se  
4 deberán seguir los requisitos establecidos en el capítulo F.2.9 de la  
5 NSR-10.:  
6 h. Para diseño de conexiones (atornilladas, soldadas, anclajes al  
7 hormigón) se deberán seguir los requisitos establecidos en el capítulo  
8 F.2.10 y F.2.11 de la NSR-10.  
9 i. Para el dimensionamiento sísmico de conexiones de miembros  
10 dúctiles, se utilizará la resistencia esperada según se especifica en el  
11 capítulo F.3 de la NSR-10.  
12 j. Para elementos de acero estructural conformados en frío se deberán  
13 seguir los requisitos establecidos en el capítulo F.4 de la NSR-10.  
14

15 [7]. Los elementos de acero embebidos en el hormigón deberán ser galvanizados  
16 en caliente (pernos de anclaje, chapas, tomas a tierra).  
17

#### 18 4.1.8.1.3 Acero para cimentaciones

19

20 Se considera que puede ser requerido el uso de los siguientes elementos de acero  
21 para cimentaciones:  
22

- 23 • Tablestacas.
- 24 • Pilotes.
- 25

26 Las especificaciones para el diseño de estos elementos seguirán lo establecido en  
27 el apartado general de acero estructural, así como lo relativo a las consideraciones  
28 geotécnicas aplicables.  
29

30 (\*) El Inversionista, por su propia cuenta y riesgo, podrá usar pilotes soldados en  
31 espiral, siempre que el material y el proceso de fabricación tengan el control de  
32 calidad adecuados al uso estructural.  
33

#### 34 4.1.8.1.4 Consideraciones de durabilidad para los aceros

35

36 Como consideración general se definen las siguientes zonas relativas a la  
37 exposición de las estructuras de acero:  
38

- 39 • Zona enterrada: por debajo del nivel del terreno o en contacto permanente  
40 con él (para cimentaciones).
- 41 • Zona sumergida: por encima del nivel del terreno o no en contacto con él y  
42 por debajo de la zona de carrera de mareas.
- 43 • Zona de carrera de mareas: zona sometida a ciclos de mojado y secado de  
44 agua de mar.

- Zona aérea: zona por encima de la zona de carrera de mareas.

En el diseño de las estructuras y cimentaciones metálicas se considerarán los siguientes sistemas para el tratamiento de la corrosión:

- Pérdida por corrosión: a falta de datos más exactos del sitio que deberá confirmar el diseñador, se tomarán los siguientes valores de pérdida por corrosión en el diseño de las estructuras y cimentaciones metálicas, considerando una vida útil de 50 años:
  - Zona enterrada: 1 mm
  - Zona sumergida: 2 mm
  - Zona de carrera de marea: 4 mm.
  - Zona aérea: 1 mm.

En perfiles tubulares cerrados se considerará la pérdida por corrosión solamente en la cara externa.

- Pintura: Se deberán pintar con sistemas adecuados al tipo de agresión las estructuras y cimentaciones de acero situadas las zonas aérea y de carrera de marea. Las estructuras de acero situadas en la parte interior de la terminal, no en atraques, podrán ser galvanizadas en caliente.
- Protección catódica: Se deberá proveer de protección catódica, tipo pasiva (ánodos de sacrificio), a las estructuras y cimentaciones en contacto permanente con agua de mar.

#### 4.1.8.2 Combinaciones de carga

Se consideran dos situaciones de diseño diferentes, según el método de los Estados Límite: 1) Estados Límite de Servicio o Esfuerzos de Trabajo y 2) Estados Límite de Resistencia. Se incluyen las combinaciones establecidas en la NSR-10; sin embargo, también se hace referencia a las combinaciones específicas para muelles de la norma UFC 4-152-01.

##### 4.1.8.2.1 Combinaciones para Estado Límite de Servicio

Las siguientes combinaciones básicas serán las mínimas consideradas en el diseño de las estructuras cuando la verificación por esfuerzos admisibles sea requerida (como por ejemplo para la determinación de deformaciones y vibraciones):

- 1)  $D + F$
- 2)  $D + H + F + L + T$
- 3)  $D + H + F + 0,75(L + T)$

- 4)  $D + H + F + W$
- 5)  $D + H + F + 0,7E$
- 6)  $D + H + F + 0,75W + 0,75L$
- 7)  $D + H + F + 0,75(0,7E) + 0,75L$
- 8)  $0,6D + W + H$
- 9)  $0,6D + 0,7E + H$

(\*) Se considera que los efectos de sismo y viento no pueden actuar a la vez.

El diseñador deberá comprobar que las combinaciones indicadas en esta sección son compatibles con la normativa referencial aplicable al proyecto.

#### 4.1.8.2.2 Criterios de aceptación para los estados límite de servicio. Límites de flecha y vibraciones

En este capítulo se definen algunos criterios a considerar como criterios de aceptación para límites de flecha y vibraciones. Se deberán tomar sólo como guía de diseño y deberán ser adaptados (incluso relajados) a los requisitos impuestos por el correcto servicio y funcionalidad de la estructura (ver también apartado relativo a cargas sísmicas).

- Limitaciones de flechas:
  - Vigas y losas (flecha total): L/360
  - Vigas y losas que soporten equipos (flecha total): L/500
- Limitaciones de deriva:
  - General: H/100
- Vibraciones: Debe realizarse el control de los modos propios de vibración de las estructuras de manera que no provoquen incomodidad en el uso de las estructuras ni ningún tipo de amplificación dinámica de las cargas (resonancia). Este punto se considerará de obligado análisis para:
  - Estructuras flexibles sometidas a la acción del viento (torres, chimeneas).
  - Estructuras de uso de paso de personas (pasarelas): se deberán evitar frecuencias propias de vibración cercanas a las de paso de personas (2 y 4 Hz).
  - Estructuras que soporten equipos rotativos.

#### 4.1.8.2.3 Combinaciones para Estado Límite de Resistencia

Deberán considerarse las siguientes combinaciones para el diseño de todas las estructuras, excepto en aquellos casos que se requiera la verificación por medio del Método de los Esfuerzos de Trabajo:

- 1)  $1,4(D + F)$
- 2)  $1,2(D + F + T) + 1,6(L + H)$
- 3)  $1,2D + (L \text{ ó } 0,8W)$
- 4)  $1,2D + 1,6W + 1,0L$
- 5)  $1,2D + 1,0E + 1,0L$
- 6)  $0,9D + 1,6W + 1,6H$
- 7)  $0,9D + 1,0E + 1,6H$

(\*) Para las combinaciones 3), 4) y 5), se permite reducir el factor de carga de carga viva L a 0,5, excepto si se trata de estacionamiento o áreas donde el valor de la carga viva sea superior a 4.8 kN/m<sup>2</sup>.

(\*\*) Para las combinaciones 4) y 6), se permite reducir el factor de carga de carga de viento W de 1,6 a 1,3 si el valor de la carga no ha sido reducido por el factor de direccionalidad.

(\*\*\*) Para las combinaciones 5) y 7) se puede usar 1.4E en lugar de 1,0E, cuando los efectos de carga por sismo E se basen en los niveles de servicio de las fuerzas sísmicas.

(\*\*\*\*) Para las combinaciones 6) y 7) el factor de carga para H debe fijarse igual a 0 si la acción estructural debida a H neutraliza las causadas por viento W o sismo E.

El diseñador deberá comprobar que las combinaciones indicadas en esta sección son compatibles con la normativa referencial aplicable al proyecto.

## 4.2 Instalaciones receptoras de gas regasificado (*Topside* de atraque e instalaciones en tierra)

### 4.2.1 Introducción

El proyecto de la Terminal de GNL de Buenaventura incluye:

- Una instalación flotante para almacenar y regasificar el GNL (el FSRU)
- Unas instalaciones en el atraque para transferencia del gas natural

- Una tubería de envío del gas natural a tierra
- Unas instalaciones en tierra para recibir el gas natural e inyectarlo en el gasoducto

Este apartado incluye las instalaciones en el atraque, la tubería de envío de gas natural y las instalaciones de recepción en tierra.

Los datos contenidos en este apartado se agrupan en cuatro categorías principales:

- a) Criterios generales de Alcance de los trabajos
- b) Datos básicos del proyecto, es decir, parámetros seleccionados en los que se basará el proyecto, tales como vida útil del diseño, capacidades, códigos, estándares, etc.
- c) Especificación funcional de las instalaciones objeto del alcance
- d) Filosofía de Operación.

#### 4.2.2 Criterios generales de alcance de los trabajos en Topside de atraque e instalaciones en Tierra

##### 4.2.2.1 Definiciones

**Tabla 25. Definiciones generales**

Descripción	Definición
AUDITORA	Empresa Auditora o Interventora actuando en su nombre
INVERSIONISTA	Inversionista adjudicatario para el desarrollo de la Terminal de GNL de Buenaventura
PROYECTO	Terminal de GNL de Buenaventura

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

##### 4.2.2.2 Funciones y responsabilidades del Auditor

Las funciones y responsabilidades del Auditor son aquellas establecidas en las Resoluciones CREG aplicables, en los DSI y en el Contrato de Auditoría.

##### 4.2.2.3 Funciones y responsabilidades del inversionista

El Inversionista tiene las obligaciones y deberes establecidos en la Normatividad Aplicable y en los DSI.



#### 4.2.2.3.1 General

El inversionista deberá gestionar y ejecutar todas las actividades para asegurar un desempeño satisfactorio y la finalización del Proyecto en todos los aspectos. El inversionista se asegurará de estar informado con respecto al estado planificado y real de todas las actividades en todo momento y tomará rápidamente medidas preventivas y correctivas necesarias para corregir o evitar las desviaciones reales y potenciales de los requerimientos y objetivos.

El inversionista deberá tener una organización de gestión eficiente, totalmente respaldada por sistemas y procedimientos eficaces, para garantizar que todos los trabajos se realicen para cumplir plenamente con los requisitos de calidad, de la planificación, de seguridad, medioambientales y de otro tipo.

Sin perjuicio de lo dispuesto en la Normatividad Aplicable y en los DSI, los siguientes apartados sirven para aclarar la responsabilidad general del inversionista, sin embargo, las omisiones de texto en áreas específicas no reducen el alcance de su responsabilidad:

1. Prestación de requisitos de cualquier Autoridad que tenga jurisdicción sobre el Proyecto.
2. Prueba de aceptación de fábrica (FAT), prueba de aceptación de sitio (SAT) y actividades de calibración.
3. Seguridad del sitio adecuada y protección del trabajo.
4. Diseño básico y de detalle, ingeniería, suministro, puesta en servicio de todos los elementos discutidos en este documento;
5. Estudios de seguridad HAZOP, HAZID, SIL y QRA de la instalación;
6. Implementación del Proyecto de acuerdo con las normas mínimas especificadas de Seguridad, Salud y Medioambiente;
7. Implementación del Proyecto con los estándares de calidad mínimos especificados en el plan de abastecimiento de gas, la Normatividad Aplicable y los DSI;
8. Revisión previa a la ingeniería, revisión previa al trazado de tuberías, revisión posterior al trazado de tuberías;
9. Suministro del material de tubería, accesorios, bridas y todos los materiales requeridos para ejecutar el montaje de tuberías.
10. Movilización y desmovilización de buques de reconocimiento o barcasas de trabajo;
11. Precomisionado, comisionado, limpieza, secado y pruebas de estanqueidad.

12. Realización de los paquetes de Ingeniería Básica y de Detalle y preparación de Aprobado para la Construcción (AFC) incluyendo la incorporación de datos aprobados de los proveedores.
13. Realización de la Ingeniería de construcción asociada con las metodologías de fabricación, transporte, construcción, instalación, conexiones, integración del sistema de control y puesta en marcha.
14. Especificación, compra, inspección, transporte, despacho de aduana y entrega en obra de todos los equipos y materiales de suministros del inversionista.
15. Involucrar y gestionar la asistencia de los ingenieros de campo de los proveedores durante la construcción y puesta en marcha.
16. Asumir la plena responsabilidad de las actividades de compra de los suministros de largo plazo de entrega, incluyendo inspección, verificación de certificados de materiales, y seguimiento del transporte y entrega en obra.
17. Proporcionar todo el equipo, herramientas, material, personal y otros elementos necesarios para completar todas las actividades de fabricación en taller.
18. Suministrar todo el equipo, herramientas, material, personal (incluido el alojamiento) y otros elementos necesarios para completar todas las actividades de construcción, precomisionado y puesta en marcha.
19. Proveer de transporte para todo el personal del inversionista durante todas las actividades de construcción, precomisionado y puesta en marcha.
20. Todas las obras de construcción requeridas, incluidas las cimentaciones de equipos y la obra civil para la construcción de carreteras y edificios.
21. Compra, fabricación, pruebas FAT, calibrado, transporte, instalación, precomisionado y puesta en marcha de estaciones de medición de gas, incluyendo el sistema de medida de caudal y el cromatógrafo de gases según las especificaciones requeridas para el gas natural de envío al gasoducto por parte de la firma auditora.
22. Adquisición, pruebas, instalación, precomisionado y puesta en marcha de todas las instalaciones requeridas para completar el Proyecto
23. Fabricación, pruebas, instalación y precomisionado de todos los carretes de tubería entre equipos.
24. Llevar a cabo el trabajo en el sitio de manera segura sin causar ningún daño a personal ni propiedades de la firma.
25. Suministro de energía.
26. Documentación final, incluida la documentación *as-built*.
27. Operar y mantener el Proyecto de acuerdo con los requisitos de la Normatividad Aplicable.

#### 4.2.2.3.2 Estudios previos a la ingeniería

- Estudio Geotécnico

El inversionista a su propio costo llevará a cabo el estudio geotécnico detallado y deberá preparar la especificación detallada para la prospección geotécnica, que deberá ser entregada al Auditor.

- Datos Meteoceánicos

El inversionista contratará a una empresa de datos meteorológicos acreditada para obtener datos meteorológicos detallados para el diseño del *jetty* y del *trestle*.

#### 4.2.2.3.3 Interfaces

El Inversionista será responsable de la gestión de las interfaces entre distintos suministradores durante todas las fases de los trabajos, incluidas las actividades de diseño, construcción, puesta en servicio y funcionamiento. La programación de las actividades clave se optimizará para evitar retrasos en el Proyecto.

#### 4.2.2.3.4 Conformidad del trabajo

Todos los trabajos de ingeniería, compras, construcción, precomisionado y puesta en marcha responsabilidad del inversionista deben cumplir con los más altos estándares esperados de los inversionistas internacionales dedicados profesionalmente a la industria del gas natural licuado y los requisitos específicos previstos en los DSI.

Los trabajos y todos los componentes del mismo se diseñarán para un entorno marino costero.

#### 4.2.2.4 Seguridad, Salud y Medio Ambiente (SSMA)

El inversionista prestará la más alta consideración a la protección de la Salud, la Seguridad y el Medio Ambiente en el diseño y la ejecución de cada fase del Proyecto.

El Inversionista tendrá el objetivo de completar los trabajos sin accidente o incidente y es el único responsable de:

- Proporcionar un ambiente de trabajo seguro y saludable.
- El desempeño seguro de los trabajos por parte de todo el personal.
- Asegurar que se promueve la importancia de la seguridad con la capacitación adecuada para todo el personal (incluidos los visitantes autorizados que ingresen a cualquiera de los sitios del Inversionista).
- Asegurarse de que todo el personal del inversionista, el personal de contratistas, subcontratistas y cualquier representante de suministradores

reciban la capacitación de seguridad y el equipo de protección personal necesarios.

- El Inversionista garantizará mediante la aplicación adecuada de sus procedimientos de protección ambiental que el trabajo es:
  - Administrado, planificado y diseñado para minimizar cualquier impacto sobre el medio ambiente;
  - Realizado y completado sin incidentes perjudiciales para el medio ambiente, y
  - Realizado en pleno cumplimiento de los objetivos de la política ambiental

Se espera que el inversionista cumpla estrictamente con los estándares de Salud, Seguridad y Medio Ambiente.

#### **4.2.2.5 Gestión y Administración del Proyecto**

##### **4.2.2.5.1 General**

El Inversionista es responsable de la gestión y ejecución correcta del Proyecto y deberá contar con representación adecuada en todos los sitios donde se realicen para asegurar el desempeño seguro y oportuno de acuerdo con los estándares de calidad, el plan de abastecimiento de gas natural, la Normatividad Aplicable y los DSI.

##### **4.2.2.5.2 Plan de Ejecución del Proyecto**

El inversionista deberá preparar un Plan de Ejecución del Proyecto (PEP). Dicho plan deberá recoger todos los sistemas y procesos de gestión, planificación y programación, control interno, calidad, seguridad y otros que se requieran para garantizar la correcta ejecución de los trabajos. El Inversionista llevará a cabo todo el trabajo de acuerdo con este plan de ejecución.

##### **4.2.2.5.3 Gestión de la Ingeniería**

El inversionista dirigirá toda la ingeniería relacionada con los trabajos, prestando especial atención a todos los requisitos e interfaces de ingeniería, adquisición, fabricación, instalación y puesta en marcha.

El inversionista debe preparar un Plan de Ejecución de Ingeniería.

El inversionista se asegurará de que toda la ingeniería se realice de acuerdo con el cronograma y la Curva S.

El inversionista deberá designar al personal de ingeniería que tendrá la responsabilidad específica y continua a lo largo de todas las fases del proyecto.

El inversionista también incluirá en su organización un nivel adecuado de supervisión en los lugares de fabricación y construcción y proporcionará el personal apropiado de su organización de ingeniería para garantizar la implementación adecuada del diseño.

#### 4.2.2.5.4 Gestión de la construcción

El inversionista será responsable de la gestión de todas las actividades de construcción relacionadas con los trabajos.

El inversionista debe preparar un plan de construcción detallado para las operaciones requeridas para la instalación de los *topsides* del *jetty*, el gasoducto y de la planta de tierra, para garantizar que se lleven a cabo de manera segura, eficiente y de conformidad con el programa contractual. El inversionista se asegurará de que toda la construcción se realice de acuerdo con el cronograma y la Curva S. El plan de construcción debe incluir la siguiente información:

- Plan de construcción detallado y planificación asociada, incluyendo todas las actividades, duraciones, materiales, equipos y personal necesarios para llevar a cabo la instalación.
- Plan de movilización y desmovilización de todos los equipos de personas necesarios para realizar los trabajos conforme a las especificaciones, planos y programa del proyecto.
- Plan de trabajos previos.
- Plan de instalación de equipos mecánicos y eléctricos.
- Plan de montaje de tuberías.
- Plan de tendido de cables eléctricos y de instrumentación.
- Plan de pruebas de estanqueidad de tuberías y equipos
- Gestión de interfaces, físicas u otras
- Criterios meteorológicos y ventanas meteorológicas para todas las operaciones.
- Detalles de las instalaciones previstas en el sitio de movilización.
- Consumibles y logística de materiales;
- Comunicaciones
- Cualificación del personal, certificación;
- Transporte y alojamiento del personal;
- Procedimientos de aseguramiento de calidad;
- Procedimientos SSMA.
- Planes de contingencia.



El organigrama del Proyecto del Inversionista incluirá un director de construcción experimentado. Será una persona clave y será específicamente responsable del desarrollo y aprobación de todos los procedimientos de movilización e instalación, de las actividades de movilización y del desempeño seguro y en plazo de todas las actividades de construcción.

#### **4.2.2.5.5 Gestión de las actividades de Precomisionado y Puesta en Marcha**

El inversionista es completamente responsable de las actividades de Finalización Mecánica, Precomisionado y Puesta en Marcha de los trabajos. El inversionista se asegurará de que estas actividades se realicen de acuerdo con el cronograma y la Curva S.

El organigrama del Inversionista incluirá un gerente de puesta en marcha experimentado, que será específicamente responsable de definir y organizar las actividades de los trabajos de comisionado y las instrucciones para la ejecución, administración, registro y certificación a implementar durante la fase de Puesta en Marcha hasta el traspaso a Operaciones.

El Inversionista será responsable por la mano de obra, equipo, materiales, suministros y servicios, incluidos, entre otros, energía eléctrica temporal, combustible diésel, aire de instrumentos, agua potable, etc., según sea necesario para realizar todas las actividades de puesta en marcha.

#### **4.2.2.5.6 Gestión de la documentación**

El Inversionista establecerá un sistema de gestión de documentos e información seguro. El sistema de gestión de la información debe ser capaz de hacer una distribución, archivo y recuperación eficiente de todos los datos y documentos relacionados con los trabajos.

#### **4.2.2.5.7 Gestión de interfaces**

El Inversionista administrará y coordinará las interfaces relacionadas con el trabajo, incluidas todas las interfaces con el auditor, y entre el Grupo del inversionista.

El Inversionista llevará a cabo todas las actividades requeridas para asegurar la ejecución exitosa del Proyecto y todo el trabajo de interconexión realizado por otras entidades.

El Inversionista mantendrá al auditor completamente informado en todo momento con respecto a su calendario propuesto de reuniones de interfaces. El inversionista mantendrá completamente informado al auditor con respecto a los resultados de todas las reuniones.



## 4.2.2.6 Ingeniería

### 4.2.2.6.1 General

El Inversionista deberá realizar toda la ingeniería necesaria para los documentos y planos de diseño aprobados para construcción (APC) que se utilizarán durante la fabricación, construcción, instalación y conexión, precomisionado y puesta en marcha.

El inversionista deberá realizar los estudios previos a la Ingeniería Básica necesarios antes de comenzar la ingeniería detallada.

El inversionista deberá preparar todos los documentos necesarios y todos los planos “As-Built”.

La siguiente lista de estudios y tareas de ingeniería no se prioriza en orden de importancia o secuencia lógica. El Inversionista deberá realizar estas tareas en una secuencia lógica que permita reducir al mínimo el reprocesamiento y se completen primero los estudios más importantes.

### 4.2.2.6.2 Ingeniería de Procesos y Seguridad

El Inversionista asumirá la responsabilidad total de todos los aspectos del diseño de procesos. El Inversionista deberá desarrollar todos los aspectos del diseño de procesos para facilitar la fabricación, instalación, precomisionado, puesta en marcha y operación, y reducir el impacto ambiental de las instalaciones de acuerdo con los criterios de diseño, los requisitos funcionales, el plan de abastecimiento de gas natural, las Disposiciones Aplicables, los DSI, las concesiones, licencias y permisos.

El Inversionista llevará a cabo todo el diseño e ingeniería de la disciplina de procesos asociado con los *top-sides* del *jetty*, el gasoducto y la planta de recepción en tierra.

El inversionista deberá desarrollar los diagramas de flujo de proceso (PFD), las hojas de datos de proceso y los diagramas de tuberías e instrumentos (P&ID).

El Inversionista preparará como mínimo los siguientes documentos de ingeniería de procesos.

- Diagramas de flujo de proceso (PFD), incluyendo:
  - Equipos de proceso y servicios auxiliares, debidamente identificados

- Corrientes principales de proceso y de servicios auxiliares, debidamente identificados.
- Válvulas más relevantes desde el punto de vista de operación, indicando aquellas que son NC (normalmente cerradas).
- Lazos de control más importantes.

El inversionista deberá actualizar los PFD a lo largo de la ejecución del proyecto y emitirá una última revisión “As-Built”.

- Diagramas de tuberías e instrumentos (P&ID), incluyendo entre otros detalles:
  - Equipos: numeración y características principales.
  - Tuberías: Diámetros de todas las líneas en base a cálculos hidráulicos, numeración de líneas, especificación de material, servicio y espesor de aislamiento.
  - Válvulas manuales indicando tamaño, localización y tipo.
  - Instrumentos, indicando el tipo y la magnitud medida.
  - Señales hacia / desde sistema de control.
  - Lazos de instrumentación y control.
  - Enclavamientos de proceso y de seguridad (ESD).
  - Posición de fallo en las válvulas de control.
  - Presión de disparo de válvulas de seguridad tamaño y el escenario de alivio de control.

El inversionista deberá actualizar los P&ID durante la ejecución del proyecto para reflejar el diseño actual a medida que se desarrolla e incluir la información de los proveedores a medida que esté disponible.

- Contenido mínimo de los estudios y cálculos:
  - Filosofías de proceso, estudios, informes.
  - Análisis de dispersión, estudios de radiación, etc.
  - Estudio de Impacto Ambiental.
  - Procedimientos de arranque, operación, parada y mantenimiento.
  - Revisión de corrosión para equipos de proceso y tuberías.
- Hojas de datos de proceso

El Inversionista deberá preparar hojas de datos de proceso para equipos e instrumentos para su supervisión. El Inversionista deberá actualizar las hojas de datos para reflejar las condiciones reales de diseño, la información del equipo proporcionada por los proveedores y cualquier otro desarrollo del diseño.

- Diagramas de Causa y Efecto

El inversionista deberá preparar los diagramas de Causa y Efecto para las instalaciones. Estos se actualizarán según sea necesario para incorporar la información real del equipo seleccionado y cualquier cambio en el diseño.

- Manuales de Operación

El Inversionista deberá preparar los manuales de operación de los sistemas de proceso y servicios auxiliares. Estos documentos deben incluir lo siguiente:

- Descripción del sistema
- Interfaces y dependencias del sistema
- Consumo de servicios auxiliares
- Lista de equipos y datos específicos del proveedor
- Datos de instrumentos, incluidos control, alarma y disparo
- Procedimientos de arranque y parada
- Pautas generales para la operación

- Estudios HAZID y HAZOP

El inversionista será responsable de realizar los estudios de HAZID y HAZOP, cerrar las acciones y recomendaciones que surjan de las revisiones y su implementación en el desarrollo del diseño.

- Servicios Auxiliares

El inversionista deberá preparar y mantener un resumen de los consumos requeridos de servicios auxiliares. El Inversionista deberá revisar y actualizar los consumos previstos durante la ejecución del proyecto.

- Ingeniería de seguridad de procesos

El inversionista será responsable de garantizar que el diseño de las instalaciones estén debidamente aprobados y cuenten con los estudios HAZID y HAZOP y los requisitos ambientales.

El Inversionista debe desarrollar documentos de ingeniería de seguridad. Como mínimo, se deberán producir los siguientes documentos:

- Planos de clasificación de áreas peligrosas
- Planos de ruta de escape
- Planos implantación de equipos de seguridad

- Hoja de datos de seguridad del material para todos los productos químicos
- Lista de equipos de seguridad
- Hojas de datos para equipos de seguridad y protección contra incendios

El Inversionista realizará un análisis transitorio dinámico de la tubería de gas natural desde su conexión con el FSRU hasta la conexión con el gasoducto en tierra.

Sin perjuicio de lo previsto en los instrumentos de manejo ambiental respectivos, el Inversionista diseñará, procurará e instalará aislamiento acústico alrededor de las estaciones de reducción de presión a fin de garantizar que el ruido de las válvulas de control no supere los 80 dB.

#### 4.2.2.6.3 Ingeniería de Tuberías

El Inversionista llevará a cabo el diseño detallado de las tuberías, desde la conexión con los brazos de transferencia en el *jetty* hasta la conexión con el gasoducto de tierra, de acuerdo con los requisitos de las Bases de Diseño, las especificaciones, el plan de abastecimiento de gas natural, la Normatividad Aplicable y los DSI.

El Inversionista relacionará y conservará los detalles de las longitudes de tuberías que utilizará, incluidas las tuberías para la Prueba de Calificación de Procedimientos de Soldadura (WPQT), las calificaciones de los soldadores, piezas de repuesto, etc.. El diseño del Inversionista debe incluir el peso y el recubrimiento de juntas (si es necesario), protección contra la corrosión, protección catódica, conexiones de instalación, detalles de conexión y ayudas de instalación.

El Inversionista se asegurará de que se cumplan los requisitos estipulados en los códigos y normas, especificaciones y documentos vigentes relativos al diseño, construcción, fabricación, montaje, pruebas, suministro, instalación y pre-comisionado de las tuberías.

El inversionista realizará, como mínimo, las siguientes actividades de diseño y análisis:

- Determinar el recorrido final de las tuberías.
- Producir toda la documentación de diseño necesaria para las tuberías, incluido el diseño mecánico, el diseño de estabilidad, el análisis de pandeo, los cálculos de esfuerzos, las especificaciones y el análisis de instalación;
- Verificar los requisitos de peso del recubrimiento para garantizar la estabilidad.
- Verificar el ánodo de sacrificio / sistema de protección catódica;

- Producir las hojas de datos para todo el material requerido para los sistemas de tuberías, incluidos, entre otros, válvulas, codos, bridas, ánodo, juntas aislantes y válvulas.
- Realizar el recuento de material (MTO) de todas las tuberías.

El inversionista deberá mantener disponible para el Auditor la información sobre los criterios de diseño, análisis, cálculos y software utilizados en todos los aspectos del diseño de las tuberías.

El Inversionista deberá confirmar que las tensiones inducidas por la expansión / contracción térmica de la tubería no excedan la tensión máxima permitida para el material utilizado.

El Inversionista deberá desarrollar un sistema de protección catódica para todo el sistema de tuberías. El sistema de protección catódica se basará en un sistema de ánodo de sacrificio para cumplir con la vida útil de diseño de la Instalación.

El Inversionista deberá preparar un informe de análisis de diseño de protección catódica.

Es responsabilidad del Inversionista obtener la aprobación de la autoridad de certificación para el diseño, la fabricación y la instalación de las tuberías.

El Inversionista deberá realizar una Evaluación de Riesgo de tuberías, que considerará los riesgos para el sistema de tuberías y determinará los requisitos de protección basados en los principios ALARP.

La evaluación de riesgos de ductos identificará todos los riesgos que afecten a la operación de las tuberías (por ejemplo, derivados del tráfico marítimo, actividad pesquera, actividad sísmica, inestabilidad y otros peligros potenciales), determinará las frecuencias probables de ocurrencia de peligros y cuantificará dichos peligros como aceptables / inaceptables. Para riesgos que involucran un riesgo inaceptable, el Inversionista implementará medidas de mitigación de riesgos y determinará los valores de diseño asociados.

El Inversionista será el único responsable de la verificación del diseño de acuerdo con las Disposiciones Aplicables.

- Selección de materiales

El inversionista deberá desarrollar y aplicar una filosofía consistente de selección de materiales de tubería sujeto a los DSI.

- Aislamiento y Protección contra la corrosión



El inversionista deberá desarrollar especificaciones de aislamiento térmico y/o acústico y de pintura.

- Modelo tridimensional

El inversionista desarrollará todos los diseños utilizando un programa de software de modelado de plantas de proceso tridimensional. El modelado tridimensional debe comenzar durante las etapas iniciales de la ingeniería. El modelo 3-D se actualizará continuamente a lo largo de todo el proyecto. Durante la ingeniería, se le proporcionará acceso electrónico al auditor al modelo 3D en tiempo real.

Al modelo se incorporarán las especificaciones y datos de los proveedores de equipos.

El inversionista debe preparar los recuentos de materiales (MTO) a partir del modelo 3D.

- Planos de Tuberías

El Inversionista preparará planos de detalle de tuberías, secciones y soportes de tubería para todas las tuberías de la planta, con detalles suficientes para definir el trazado de las tuberías, ubicaciones de soportes de tuberías, pendientes, ubicación y orientación de las válvulas, aislamiento, instrumentación, instalaciones de dispositivos de control y acceso al equipo. El diseño se debe desarrollar teniendo en cuenta el acceso y el espacio libre para el mantenimiento de la instalación del equipo, las consideraciones de seguridad y los requisitos de los códigos.

- Isométricos

El Inversionista deberá preparar planos isométricos para las líneas que se muestran en los planos de tuberías. Los isométricos mostrarán las dimensiones, el recuento del material, las soldaduras y los componentes de las tuberías con los detalles adecuados para la fabricación.

El Inversionista deberá completar el diseño incorporando los comentarios de los estudios de HAZOP y HAZID.

El inversionista verificará y revisará las especificaciones de las tuberías, válvulas y materiales de montaje en el modelo 3-D, incluidos los datos de proveedores para los diversos sistemas de proceso.



#### 4.2.2.6.4 Implantación de Equipos

El inversionista deberá desarrollar un plano detallado de implantación que muestre cada equipo con su identificación (número de equipo). El plano de implantación confirmará que el área asignada es suficiente para albergar las tuberías y equipos necesarios. Esta implantación debe optimizarse teniendo en cuenta los factores reales que afectan el diseño en el emplazamiento de la planta.

El inversionista deberá preparar / obtener de los proveedores de equipos montados en *skid* o unidades paquete, planos generales de disposición. Los planos deben proporcionar información sobre las dimensiones del *skid*, disposición del equipo principal, paneles de control, cajas de conexiones, conexiones de drenaje, áreas de mantenimiento y límites de batería para conexiones de tuberías.

Los planos de implantación deben incluir dimensiones, disposición de los equipos principales, paneles de control, racks de tuberías, bandejas de cables, áreas de mantenimiento, escaleras, plataformas, pasillos, etc.

El Inversionista deberá realizar un estudio HAZID antes de finalizar la implantación de equipos.

#### 4.2.2.6.5 Ingeniería Civil y Estructural

- Estudios del suelo, rellenos y drenajes.

El Inversionista realizará una investigación del suelo y obtendrá los datos geotécnicos y geofísicos necesarios para el diseño civil.

El Inversionista deberá preparar planos detallados de nivelación y drenaje del emplazamiento para garantizar que el agua superficial no se acumule. Todas las zanjas en áreas que se utilizan regularmente para la operación y el mantenimiento se cubrirán con rejillas de acero o cubiertas adecuadas para garantizar la seguridad del personal.

- Diseño de cimentaciones

El Inversionista deberá diseñar las cimentaciones adecuadas para los equipos, *racks* / *tracks* de tuberías, edificios, estructuras y soportes misceláneos. Las cimentaciones para equipos principales y otras cargas sujetas a asentamiento deberán ser pilotadas. En aquellos equipos que no lleven cimentaciones pilotadas, el relleno y la compactación deben realizarse a niveles adecuados para soportar la carga prevista.

- Edificios

El Inversionista deberá preparar todos los planos, especificaciones y documentos necesarios para el diseño y la construcción de los edificios que incluya el Proyecto. El inversionista tendrá en cuenta las condiciones del suelo.

Los edificios se diseñarán de acuerdo con la especificación para la construcción del Proyecto. La construcción de los edificios se hará conforme a la especificación del trabajo de construcción del Proyecto.

- Pavimentos y Carreteras

El Inversionista diseñará y construirá en la planta de tierra viales internos que se conectarán a las carreteras exteriores. Se proporcionará una superficie dura donde se requiera como por ejemplo para áreas de estacionamiento.

- Vallado

El Inversionista diseñará y construirá cercas de seguridad adecuadas alrededor del perímetro de la planta.

#### 4.2.2.6.6 Ingeniería Mecánica

El Inversionista deberá completar los trabajos de ingeniería mecánica necesarios para adquirir e instalar los equipos mecánicos necesarios para el proyecto.

El Inversionista deberá desarrollar requisiciones completas de ingeniería, diseño, instalación y prueba, así como especificaciones técnicas para todos los equipos mecánicos del Proyecto. La documentación generada por el Inversionista se utilizará para la adquisición de todos esos equipos. El Inversionista deberá incorporar todos los datos de los proveedores en el diseño de la planta a medida que dichos datos estén disponibles.

El Inversionista se asegurará de cumplir con los requisitos estipulados en las especificaciones vigentes sobre diseño, suministro, montaje, puesta en marcha y pruebas de garantía de los equipos.

Todos los equipos deben cumplir con los criterios de aceptación estipulados en las especificaciones técnicas con respecto al diseño probado, la operación sin problemas y el rendimiento en planta. La lista de referencia que cumpla con lo anterior se obtendrá de cada proveedor de equipos.

- Estudios Mecánicos

El Inversionista llevará a cabo todos los estudios necesarios para garantizar que los aspectos clave de ingeniería han sido evaluados en su totalidad, incluidos, entre otros, los siguientes:

- Selección de materiales:

El Inversionista deberá desarrollar un informe de selección de Materiales para los requisitos del proceso.

- Estudios de ruido y vibración

El Inversionista deberá garantizar que no se excedan las limitaciones de ruido impuestas por la industria, la Normatividad Aplicable y los respectivos instrumentos de manejo ambiental. El Inversionista deberá incorporar la información del proveedor en el modelo de predicción. El Inversionista deberá implementar aislamiento de ruido u otras medidas según sea necesario para reducir los niveles de ruido a niveles aceptables.

Se deben realizar análisis de vibración según se requiera para tuberías conectadas a equipos giratorios y soportes para evitar la resonancia. El Inversionista deberá determinar qué tubería funcionará bajo condiciones cíclicas severas y deberá aplicar estas condiciones en consecuencia en el diseño, fabricación, instalación y prueba de dicha tubería.

El Inversionista realizará un estudio de vibración inducido acústicamente para garantizar que la tubería del sistema de venteo (es decir, las descargas de válvulas de alivio) tengan suficiente resistencia y una vida útil prolongada a la fatiga.

- Estudio de manejo de materiales, incluido el acceso de mantenimiento

El inversionista deberá identificar el tamaño y la cantidad de polipastos, monorraíles y otros equipos de manipulación necesarios, asegurando que se satisfagan la eficiencia operativa y los aspectos relacionados con la seguridad.

- Lista de equipos

El Inversionista deberá desarrollar y mantener una lista completa de todos los equipos a lo largo de todo el proyecto.

- Hojas de datos de equipos

El Inversionista deberá actualizar las hojas de datos para reflejar las condiciones reales de diseño, la información del equipo proporcionada por los vendedores y cualquier otro desarrollo de diseño. Cuando las hojas de datos especifiquen

"Estándar del vendedor" o "Estándar del fabricante", el Inversionista evaluará si el proveedor o el estándar del fabricante son aceptables para las condiciones de diseño. Cuando el "Estándar del vendedor" o el "Estándar del fabricante" se consideren inaceptables, el Inversionista revisará las hojas de datos con los requisitos correspondientes.

- Datos del proveedor

El Inversionista deberá conservar una lista de documentos del proveedor de cada equipo.

- Montaje de equipos

El Inversionista deberá preparar un plan de montaje de equipos. El plan debe indicar los detalles de las conexiones, los datos de apriete los pernos, cementado y vibraciones del equipo. Este plan incluirá todos los requisitos del proveedor, y se mantendrá actualizado a lo largo del Proyecto. El Inversionista deberá desarrollar procedimientos previos a la puesta en marcha y puesta en servicio para todos los equipos y paquetes.

- Mitigación del nivel de ruido

El Inversionista se asegurará de que todos los equipos tengan niveles de ruido dentro de los límites especificados en las especificaciones del Proyecto. Cualquier requisito especial de diseño para mitigar el nivel de ruido hasta el límite especificado deberá ser incorporado por el inversionista.

- Dosieres de equipos

El inversionista deberá preparar dosieres para todos los equipos mecánicos.

#### **4.2.2.6.6.1 Ingeniería de Control e Instrumentación**

Las actividades de ingeniería de control e instrumentación serán responsabilidad exclusiva del Inversionista e incluyen el desarrollo de la ingeniería de control e instrumentación de los *top-sides* del *jetty* y de la planta de recepción de tierra e identificar los requisitos de certificación del sistema de medición de transferencia de custodia y el sistema de analizador de gases. La ingeniería deberá incluir equipos de campo, transmisión de datos, hardware y software de sistemas e interfaces / requisitos de integración con sistemas de control y parada existentes y / o de terceros.

El inversionista deberá prestar una atención especial al sistema de medición fiscal. El inversionista coordinará las actividades de ingeniería, compra, instalación y

puesta en marcha de un *skid* de medición, de acuerdo con las especificaciones vigentes, el acuerdo de venta de gas y cualquier requisito reglamentario.

Los trabajos de ingeniería de detalle de instrumentación y control incluirán, pero no necesariamente se limitarán a:

- Índice de instrumentos / lista de E/S
- Especificaciones técnicas
- Hojas de datos de instrumentos
- Cálculos de instrumentos
- Requisiciones de material
- Evaluaciones técnicas de ofertas
- Revisión de la documentación de los proveedores
- Asistencia a revisión SIL
- Actualización general de la arquitectura del sistema (PCS / ESD / F&G)
- Diagrama de lazos
- Planos de implantación de instrumentos
- Diagramas de conexión a proceso (hook-up)
- Recuento de materiales (MTO)
- Disposición general de cuadros y diagramas de cableado
- Plano de localización de detectores de fuego y gases
- Matriz de causa y efecto
- Diagramas lógicos
- Asignaciones de E/S del sistema y tablas de intercambio de datos en serie
- Pantallas sistema de control
- Plan de inspección y pruebas
- Procedimientos e informes de pruebas de aceptación
- Procedimientos de pre-comisionado y puesta en marcha.

#### 4.2.2.6.6.2 Ingeniería Eléctrica

El Inversionista llevará a cabo todos los trabajos de diseño e ingeniería eléctrica necesarios, tales como especificaciones, hojas de datos, planos, estudios, procedimientos, recuento de materiales y manual de ingeniería, como requisito mínimo.

El Inversionista deberá preparar todas las especificaciones técnicas requeridas para la compra y los procedimientos para la instalación de los equipos eléctricos necesarios para el proyecto, tales como transformadores y cuadros de distribución.

El Inversionista deberá desarrollar todos los planos y esquemas eléctricos requeridos para la instalación, que incluyen, entre otros:



- Diagramas Unifilares
- Implantación de equipos eléctricos
- Recorridos de cables y bandejas
- Implantación de pararrayos y puesta a tierra
- Alumbrado
- Lista de cables eléctricos
- Planos para la instalación de todos los equipos eléctricos.

El Inversionista deberá realizar todos los cálculos y estudios requeridos, que incluyen pero no se limitan a:

- Dimensionamiento de cable
- Lista de cargas eléctricas
- Cálculos de iluminación

Dentro de las actividades de ingeniería relacionadas con la adquisición de equipos, el Inversionista deberá, como mínimo:

- Producir todos los documentos (planos, requisiciones de materiales, especificaciones, informes, procedimientos, listas de materiales detalladas, evaluaciones técnicas de ofertas, etc.) necesarios para la adquisición eficiente de todos los equipos;
- Asegurar que los entregables de los proveedores y contratistas cumplan con los requisitos del Proyecto;
- Coordinar que el proveedor o contratista actualice los entregables cuando corresponda y proporcionar especificaciones adicionales según sea necesario, e
- Incorporar los datos de ingeniería de proveedores y contratistas aplicables a los entregables relevantes.

#### 4.2.2.6.6.3 Códigos de diseño de ingeniería

La ingeniería desarrollada por el Inversionista debe cumplir con las especificaciones, estándares técnicos, códigos de construcción y normas medioambientales o definidos por la Normatividad Aplicable y los DSI.

En las base de diseño se presenta una lista de diferentes códigos de diseño, especificaciones y manuales de diseño, a los que se hará referencia, pero no necesariamente se limitará a ellos.



#### 4.2.2.6.6.4 Participación de operaciones

El Inversionista incluirá personal relevante de operaciones en la revisión de planos en las fases de diseño conceptual y de detalle.

El personal de operaciones del Inversionista también participará en las sesiones de HAZID, HAZOP y revisiones de seguridad similares.

El personal de operaciones deberá participar, en la medida de lo posible, en las actividades de construcción y en las actividades de finalización mecánica, pre-comisionado y puesta en marcha.

#### 4.2.2.6.6.5 Documentación Final

El Inversionista conservará la documentación final que incluye, pero no debe limitarse, a:

- Entregables de ingeniería incluyendo archivos electrónicos nativos;
- Documentos y planos “As-Built”;
- Archivos electrónicos, incluidos cálculos, análisis de documentos y bases de datos de ingeniería;
- Planes e informes de Seguridad, Salud y Medio Ambiente;
- Planes e informes de control de calidad
- Comentarios desde la experiencia, recomendaciones de mejora continua, lecciones aprendidas;
- Datos relacionados con las compras;
- Registros de embalaje y envío;
- Dossier de fabricación;
- Dossier de montaje;
- Dosiéres / registros de pruebas hidrostáticas;
- Informes de inspección y certificación;
- Informes de pre-comisionado
- Informes de puesta en marcha;
- Registro de cambios;
- Especificaciones y procedimientos;
- Certificaciones de Inspección de Terceros y Autoridades Gubernamentales, y
- Disposiciones reglamentarias de Colombia para sistemas de medición de gas.

#### 4.2.2.6.6 Preparación de Manuales

El Inversionista deberá preparar como mínimo los siguientes manuales:

- Manuales de instalación y mantenimiento de equipos
- Manuales de puesta en marcha y operación
- Manual de pruebas de rendimiento del sistema
- Libro de datos de ingeniería
- Informes de datos de materiales para la finalización mecánica
- Dossier de certificación

#### 4.2.2.6.7 Documentación As-Built

El Inversionista será responsable de emitir todos los documentos y planos del proyecto en revisión “As-Built” que sean necesarios.

El Inversionista supervisará las actividades “As-Built” de todas las disciplinas y garantizará que al finalizar dicha actividad haya disponible un conjunto completo de documentos y planos claramente identificados como “As-Built”. Se mantendrá una copia maestra de cada conjunto de planos marcados como tal.

Como responsable de gestionar la obtención de documentos y planos de proveedores y subcontratistas, el inversionista será responsable de garantizar que todos los datos “as-Built” están incorporados en los planos y documentos de proveedores y subcontratistas, sin que haya información faltante o “holds” en los documentos y planos.

#### 4.2.2.7 Compras

##### 4.2.2.7.1 General

El Inversionista será responsable de la adquisición de todos los materiales y equipos necesarios para completar el proyecto. Las actividades de adquisición incluirán, entre otras, la preparación de todos los recuentos y requisiciones de materiales, compras, activación, informes, recepción de materiales, inspección, pruebas, documentación de QA/QC, datos del proveedor, almacenamiento, preservación, seguridad y transporte al emplazamiento del Inversionista.

Además de lo anterior, el Inversionista deberá:

- Preparar la documentación necesaria para la importación de aquellos equipos que sean necesarios.

- Organizar y activar la entrega de todos los materiales y equipos.
- Activar la entrega de documentación y datos de proveedores.
- Asegurar el almacenamiento, manejo y preservación adecuados para todos los materiales y equipos.
- Mantener un sistema de gestión de materiales eficiente y adecuado que proporcione una trazabilidad completa del uso previsto de los materiales y equipos y sus movimientos y ubicación específicos.
- Gestionar la asistencia de representantes de proveedores al emplazamiento.
- Actualizar en tiempo real la planificación de compras.

El Inversionista deberá emitir procedimientos para la compra, control del proveedor / contratista, activación, el control de materiales, el almacenamiento y la logística.

El Inversionista deberá preparar un plan de compras detallado. El plan de compras establecerá la filosofía, organización, alcance, sistemas, procedimientos de acción correctiva y similares, que se aplicarán a las actividades de compra y cómo se gestionarán y se llevarán a cabo de manera eficiente.

El Inversionista tendrá una planificación de compras específica del Proyecto, que muestre todos los materiales, equipos y servicios que se van a adquirir.

El Inversionista deberá utilizar sistemas y procedimientos comprobados, instalaciones y recursos suficientes para identificar, comprar, gestionar e informar sobre requerimientos de materiales, escasez de materiales, requisitos de anticipación, recepción de materiales, transporte, almacenamiento, conservación, mantenimiento en almacenamiento y seguridad de todos los suministros del Inversionista.

#### **4.2.2.7.2 Proveedores y subcontratistas**

El Inversionista deberá:

- Verificar las capacidades organizativas y técnicas de los proveedores o contratistas y su nivel de competencia para cumplir con el alcance del trabajo o suministro respectivo;
- Revisar la documentación de todos los proveedores propuestos para verificar el cumplimiento de los requisitos de calidad;
- Determinar el nivel de vigilancia de calidad requerido para garantizar la integridad técnica del producto o servicio;
- Gestionar todos los proveedores y subcontratistas y garantizar que cumplan sus requisitos de calidad de acuerdo con las responsabilidades del inversionista, y
- Realizar auditorías de calidad a proveedores y subcontratistas.

#### 4.2.2.7.3 Comercio Exterior. Importar / Exportar

El Inversionista es el único responsable de hacer todas las gestiones necesarias para el cumplimiento de las normas de comercio exterior, incluyendo la exportación e importación adecuada y oportuna desde cualquier país de los suministros del Proyecto. En caso de ubicarse en una zona franca, el Inversionista deberá cumplir la Normatividad Aplicable al régimen franco.

El Inversionista deberá hacer todas las gestiones oportunamente, incluido el pago de todos los tributos, impuestos, tarifas, gravámenes, recargos u otros cargos aplicables. El Inversionista deberá hacerlo oportunamente para cumplir con el Programa y de acuerdo con la Normatividad Aplicable.

El Inversionista organizará el pago de los aranceles de importación, despacho de aduana y similares aplicables a los artículos importados a Colombia.

El Inversionista también deberá preparar para su envío a la aduana de Colombia y/u otra Autoridad cualquier informe requerido para dar cuenta satisfactoriamente de la disposición final de todos los artículos importados de manera permanente o temporal para el Proyecto.

#### 4.2.2.8 Construcción

##### 4.2.2.8.1 General

El inversionista deberá contar oportunamente con el equipo de construcción adecuado, materiales de construcción, instalaciones de fabricación, supervisión, mano de obra, equipo, herramientas y material para que pueda completar el Proyecto.

El Auditor podrá inspeccionar todas las fases de las operaciones de construcción del Proyecto, incluidos talleres de fabricación, montaje de equipos, pruebas, embalaje y operaciones de transporte para garantizar la conformidad con el plan de abastecimiento de gas natural, las Disposiciones Aplicables y los DSI.

Estarán a cargo del Inversionista, entre otras:

- Realizar todas las actividades, incluida la fabricación y el montaje, para terminar completamente el Proyecto.
- Completar todos los trabajos de construcción.
- Completar todos los requisitos de inspección y pruebas de acuerdo con el plan de abastecimiento de gas natural, las Disposiciones Aplicables y los DSI.

#### 4.2.2.8.2 Personal de construcción

El Inversionista deberá contar con mano de obra calificada de construcción y fabricación adecuada y suficiente para cumplir el cronograma y la curva S. El Inversionista utilizará procedimientos de soldadura certificados según el tipo de labor que adelanten y hara las pruebas de soldadores necesarias según las Disposiciones Aplicables y las buenas prácticas.

El inversionista se asegurará de que todo el personal que trabaje en el Proyecto tenga los permisos apropiados para ingresar y trabajar en Colombia, según las Disposiciones Aplicables.

#### 4.2.2.8.3 Instalaciones en el emplazamiento

El Inversionista deberá proporcionar, como mínimo, lo siguiente:

- Instalación(es) en el emplazamiento capaz(es) de emprender todos los aspectos de la fase de construcción, incluidas las pruebas;
- Oficinas, talleres de fabricación, almacenes de materiales y equipos, estacionamientos y similares;
- Personal y equipo para el funcionamiento satisfactorio de las instalaciones del emplazamiento y para la recepción, manejo, almacenamiento y preservación de todos y cada uno de los elementos del material y equipo de construcción;
- Equipos de elevación e izado temporales: todos los equipos deben ser probados y certificados por la autoridad de certificación local correspondiente;
- Asegurarse de que el material desechado se retira regularmente para evitar que se pierda entre los materiales almacenados o en las obras. El(los) emplazamiento(s) debe(n) mantenerse limpio(s) y ordenado(s).

#### 4.2.2.8.4 Control dimensional

El Inversionista requerirá todos los medios humanos y materiales, incluyendo inspectores calificados y equipos topográficos para garantizar que la construcción se realiza de acuerdo con las tolerancias establecidas en los planos (APC) y las especificaciones aprobadas.

#### 4.2.2.8.5 Logística

El Inversionista deberá contar con un plan de logística detallado para apoyar todas las actividades relacionadas con el transporte y la instalación.

El plan de logística incluirá, al menos:



- Transporte de personal hacia / desde los sitios de trabajo;
- Suministro y transporte de combustible, alimentos, agua y otros bienes fungibles a los sitios de trabajo;
- Eliminación de basura y desechos de los sitios de trabajo, y
- Transporte de equipos de construcción a los sitios de trabajo.

El Inversionista es responsable de la transferencia de todos los equipos, tuberías y materiales entre las instalaciones portuarias (*jetty*) y el emplazamiento de la planta de tierra. El Inversionista deberá preparar un plan detallado de levantamiento y transporte de materiales, incluyendo las comunicaciones necesarias entre ambos emplazamientos.

#### 4.2.2.8.6 Pre-comisionado, Puesta en Marcha y Operación

Se considerará que el Inversionista ha completado la construcción de las instalaciones con la Terminación Mecánica sin elementos destacados de la lista de faltas o de pendientes.

- Pre-comisionado

Al finalizar las actividades de instalación de tuberías y equipos, el Inversionista deberá precomisionar todos los elementos nuevos de tuberías, tuberías, mecánicos, eléctricos e instrumentación instalados. Esto incluye verificar la integridad de todas las conexiones y juntas y todas las pruebas funcionales.

Las actividades previas a la puesta en marcha incluirán, pero no se limitarán a lo siguiente:

- Pruebas de estanqueidad a presión y limpieza de la tuberías;
- Pruebas funcionales de todos los equipos y motores eléctricos;
- Pruebas funcionales de todos los equipos mecánicos y válvulas;
- Verificación operativa de todos los sistemas de control, tanto como sea posible;
- Prueba y calibración de toda la instrumentación;
- Retoque de todas las pinturas y revestimientos protectores donde sea requerido.

El Inversionista elaborará listas de verificación de finalización mecánica y pre-comisionado.



El Inversionista deberá contar con las piezas de repuesto y los consumibles requeridos previamente a la puesta en servicio.

- Procedimiento de pre-comisionado

El inversionista preparará un procedimiento de pre-comisionado que incluirá cada una de las actividades pertinentes.

Como mínimo, el procedimiento de pre-comisionado incluirá lo siguiente:

- Organización, cualificaciones, procedimientos de seguridad y análisis de riesgos laborales.
- Procedimientos de calidad que incluyan planes de inspección y prueba.
- Aspectos de gestión ambiental que abordan los problemas específicos de las pruebas y su impacto.
- Detalles del segmento de la tubería a ser probado que definen la longitud, el diámetro, el espesor de pared, el volumen y las elevaciones. También se incluirán diagramas de tuberías e instrumentación, esquemas y planos de disposición.
- Descripción de actividades en cada extremo de las tuberías.
- Dibujos detallados e información de presión de diseño que incluya resultados de Ensayos No Destructivos (NDE) y resultados de pruebas de presión
- Marca / tipo de todos los equipos que se utilizarán, incluidas bombas, manómetros, termómetros, caudalímetros de alta / baja presión, amortiguadores, filtros, sondas de temperatura e instrumentación (incluida la certificación de calibración)
- Diagrama de flujo para el llenado de la tubería.
- Fuente de agua para llenar y probar las tuberías.
- Detalles completos de los químicos, MSDS, tasas de dosificación, metodología de mezcla, basados en muestras de agua y consideraciones de descarga.
- Disposiciones para el almacenamiento de sustancias químicas, la mezcla de sustancias químicas con el medio de prueba y la inyección.
- Determinación del período de estabilización térmica.
- Presión de prueba especificada.
- Tiempos de espera para las pruebas.
- Inventario de equipos e instrumentos de prueba.
- Procedimiento para limpiar y llenar las tuberías.
- Procedimiento para probar hidrostáticamente las tuberías, incluidas las actividades de presurización y despresurización y los criterios de aceptación.

- Procedimiento de cálculo para determinar el efecto de las variaciones de temperatura sobre la presión registrada.
  - Métodos para registrar la temperatura.
  - Procedimiento para vaciar las tuberías y eliminar los contenidos de una manera ambientalmente aceptable.
  - Experiencia en pruebas de personal y certificación.
  - Procedimientos de control de calidad
- Requisitos para las actividades de pre-comisionado:
    - Las tuberías y accesorios deberán estar libres de suciedad y de restos de materiales antes de la prueba.
    - Cualquier brida o accesorio de tubería bajo presión no debe ser apretado o alterado de otra manera.
    - Cualquier sustancia química utilizada no debe ser perjudicial para el medio ambiente. El líquido de prueba hidrostática y el colorante de indicación deben ser aceptados por las Autoridades competentes. El Inversionista deberá elaborar y mantener hojas de datos de seguridad del material junto con instrucciones de manejo para todos los productos químicos y productos.
    - El Inversionista definirá los esquemas del equipo de prueba que identifiquen el alivio de presión y los componentes de alta presión que requieran certificación.
    - El Inversionista deberá contar con un Plan de gestión ambiental.
    - En caso de que la prueba hidrostática de las tuberías falle, las tuberías se volverán a probar completamente, una vez que se completen los trabajos de reparación.
    - Se deben mantener registros completos de los fallos que ocurrieron durante la prueba hidráulica, incluidas las ubicaciones exactas, el tipo y la causa del fallo y el método de reparación. Los tubos, accesorios y válvulas que fallen y sean reemplazados, deberán marcarse con su ubicación en la tubería y la presión a la que fallaron.
  - Presiones de prueba hidrostática
- El Inversionista deberá determinar las presiones de prueba.
- Documentación

Una vez completada cada prueba hidrostática, se enviará al auditor un informe que incluirá todos los resultados de la prueba, incluyendo un registro de lecturas de manómetros, gráficos, diagrama de PV (presión – volumen), certificados de calibración de instrumentos, vaciado, secado y otros datos pertinentes para la prueba.

- Puesta en marcha

El Inversionista planificará y ejecutará todas las actividades de puesta en marcha. Las responsabilidades del Inversionista incluirán, entre otras, las siguientes:

- Suministro de piezas de repuesto de puesta en marcha;
- Suministro de todos los materiales, equipos y consumibles necesarios para ayudar en la puesta en marcha;
- Suministro de mano de obra y conocimientos necesarios para ayudar en la puesta en marcha;
- Coordinación de proveedores necesarios para ayudar en la puesta en marcha;
- Primer llenado e instalación de todos los lubricantes necesarios para el funcionamiento de la planta.

- Pruebas de desempeño

El Inversionista definirá los procedimientos de prueba de desempeño del Proyecto. Las pruebas de desempeño deben demostrar plenamente que las instalaciones cumplen con el plan de abastecimiento de gas, la normatividad Aplicable, las concesiones, licencias y permisos y los DSI. Además las pruebas deben demostrar plenamente que las instalaciones son capaces de alcanzar la capacidad requerida, con el consumo de servicios y los niveles de emisiones que se indican en los planos y documentos aprobados para construcción y en las bases de diseño originales.

El inversionista estará a cargo de reparar o reemplazar, según sea necesario, cualquier parte(s) de las Instalaciones que no cumplan con el desempeño y de realizar las adecuaciones necesarias para que el Proyecto cumpla con lo indicado en el párrafo anterior.

- Operación

El Inversionista operará y mantendrá las instalaciones de acuerdo con el plan de abastecimiento de gas, la Normatividad Aplicable, incluyendo los reglamentos técnicos. La operación y el mantenimiento de las instalaciones se llevarán a cabo de tal manera que se optimicen los índices de disponibilidad.

### 4.2.3 Bases de Diseño

#### 4.2.3.1 Caso Base de Diseño

El caso base de diseño para la terminal de almacenamiento y regasificación de GNL de Buenaventura es una terminal flotante de regasificación (FSRU) amarrado en el *jetty* en la costa de forma permanente.

El GNL se transfiere a los tanques del FSRU desde un buque *carrier*. Para realizar la descarga, el buque *carrier* se puede situar amarrado junto al FSRU en una configuración “*ship to ship*” y transferir el GNL al FSRU a través de mangueras criogénicas. El GNL es medido y almacenado en los tanques criogénicos del FSRU.

El GNL es regasificado en las instalaciones del FSRU, en cambiadores de calor (vaporizadores) por medio de un fluido calefactor, controlado en su presión final, medido con sistemas de medición fiscal de gran precisión y enviado al gasoducto por medio de una conexión barco-tierra que puede ser:

- Brazo articulado de alta presión
- Mangueras de alta presión

La forma más común es la de brazo articulado de alta presión hasta el *jetty* de amarre. Desde ahí hasta tierra el gasoducto pueden transcurrir por vía superficie (*trestle*) o submarina hasta la zona de aterraje en tierra.

El Inversionista puede optar por considerar diseños de disposición / terminal de amarre alternativos sujetos al cumplimiento del plan de abastecimiento de gas, la normatividad Aplicable y los requisitos de diseño detallados en estos DSI. Cualquier arreglo de amarre alternativo debe ser adecuado para los buques proveedores de GNL que operen en las proximidades de la instalación.

Es preciso la implantación de una pequeña unidad en tierra para medir el gas regasificado enviado por el FSRU. Se deben instalar medidores de alta precisión de validez fiscal que servirán para contrastar los valores medidos por el FSRU.

Asimismo se debe equipar estas instalaciones con sistemas de análisis de calidad del gas recibido (cromatógrafo) que indique en todo momento el poder calorífico del gas.

#### 4.2.3.2 Límites de Batería

Los límites de batería se extenderán desde las bridas de conexión de la tubería de gas natural con el FSRU en el *jetty* hasta la conexión con el gasoducto en tierra,

incluyendo brazos articulados, tubería de gas natural de alta presión y trampa lanzadora de rascadores (*pig launcher*) en el *jetty*, gasoducto de conexión con tierra a través de *trestle* e instalaciones en tierra, incluyendo receptor de rascadores (*pig receiver*), estación de regulación de presión y medición fiscal de caudal de gas, hasta la conexión con el gasoducto.

#### 4.2.3.3 Condiciones en Límite de Batería

La capacidad nominal mínima de envío de gas requerida para la Terminal del pacífico es de 400 MPCD.

El gas vaporizado en el FSRU será entregado en el gasoducto en condiciones controladas de presión y temperatura. La presión de suministro del gas natural por parte del FSRU en límite de batería será de 100 barg.

En cuanto a la temperatura y presión de entrada al gasoducto se deberá cumplir con las condiciones establecidas en el RUT.

Las condiciones de presión y temperaturas en la conexión con el gasoducto serán confirmadas por el Inversionista durante la ingeniería de detalle.

#### 4.2.3.4 Vida útil

La terminal se diseñará para un mínimo de 50 años de vida útil.

#### 4.2.3.5 Disponibilidad

El Inversionista estará sujeto a las compensaciones por indisponibilidad previstas en la Normatividad Aplicable, en especial a lo previsto en los artículos 17 y 18 de la Resolución CREG 107 de 2017 y el literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 152 de 2017.

Sin perjuicio de lo anterior, como objetivo, la disponibilidad total de la terminal será de 99.5% anual, excluyendo los eventos climáticos como se describe más adelante. La terminal debe diseñarse con una filosofía de mínima inversión pero adaptada a la disponibilidad objetivo (esto se demostrará mediante un análisis de RAM a realizar por el Inversionista).

La terminal debe poder proporcionar un flujo constante de gas natural durante todo el año a la capacidad nominal de regasificación (400 MPCD), con la excepción de aquellas situaciones en las que debido a las condiciones climatológicas, el FSRU deba desconectarse de los brazos de transferencia de gas natural. En estas circunstancias, el flujo de gas natural puede ser interrumpido. El FSRU debe estar de nuevo operativo y conectado a los brazos de transferencia de gas natural en un



plazo máximo de 48 horas tras la finalización del evento que dio lugar a la interrupción en el suministro.

#### 4.2.3.6 Unidades

Todas las magnitudes referenciadas en el proyecto serán cuantificadas con las unidades del sistema métrico internacional (SI), a excepción de aquellas que son de uso común en la industria.

**Tabla 26. Unidades sistema métrico internacional**

Parámetro	Unidad
Altura manométrica	m
Área	m <sup>2</sup>
Aceleración	m/s <sup>2</sup>
Calor Específico	kJ/kg °C
Calor Latente	kJ/kg
Capacidad Eléctrica	F
Coeficiente de transmisión de calor	kW/m <sup>2</sup> °C
Coeficiente de ensuciamiento	m <sup>2</sup> °C/kW
Conductividad Térmica	W/m °C
Conductividad Eléctrica	S/m
Concentración	g/l
Densidad	kg/m <sup>3</sup>
Diámetro de tubería	In
Energía	kJ
Flujo Másico	kg/h; MTPA
Flujo Volumétrico (actual)	m <sup>3</sup> /h
Flujo Volumétrico de Gas (condiciones standard)	Sm <sup>3</sup> /h; MPCD
Frecuencia	Hz



Parámetro	Unidad
Fuerza	N
Intensidad Eléctrica	A
Longitud	m; mm
Masa	kg; t
Poder Calorífico (gas)	MJ/Sm <sup>3</sup>
Poder Calorífico (líquido)	MJ/kg
Potencia	W
Presión (absoluta)	kPa; bara
Presión (relativa)	kPag; barg
Presión diferencial	kPa; bar
Presión barométrica	mbara; mmHg
Presión estática	mm H <sub>2</sub> O
Radiación	W/m <sup>2</sup>
Ruido	dB(A)
Temperatura	°C
Tensión Superficial	mN/m
Tiempo	h; min; s
Velocidad	m/s; km/h; kt
Velocidad angular	rpm
Viscosidad Dinámica	cP
Viscosidad Cinemática	cSt
Voltaje	V
Volumen	m <sup>3</sup>

1

Fuente: SENER Pacífico, 2017

#### 4.2.3.7 Factor de conversión

A continuación se indica un factor de conversión de capacidad de regasificación de gas natural a capacidad de producción en términos de GNL, para ser utilizado a título orientativo, ya que depende de la composición del gas.

**Tabla 27. Factor de conversión**

Para Convertir	A	Multiplicar por
GN Regasificado (MPCD)	Capacidad de GNL (MTPA)	0.0076

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.2.3.8 Códigos y Estándares

**Tabla 28. Códigos y Estándares**

Código	Título
DNV-OS-A101	Safety Principals and Arrangement
DNV OS-D301	Fire Protection
DNV-OS-E201	Hydrocarbon Production Plant (pressure relief)
API RP 521	Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems
API RP 14C	Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms
API RP 70	Security for Offshore Oil and Natural Gas Operations
API 650	Design and Construction of Welded Storage Tanks
API 2000	Venting Atmospheric Storage Tanks
API RP 520	Sizing, Selection and Installation of Pressure Relief Devices
API Std 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services
API Std 671	Special Purpose Couplings for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services.

Código	Título
API Std 672	Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
API Std 674	Positive Displacement Pumps - Reciprocating
API Std 675	Positive Displacement Pumps - Controlled Volume
API Std 676	Positive Displacement Pumps - Rotary
API Std 6D	Specification for Pipeline Valves
API Std 617	Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API Std 618	Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API Std 619	Rotary Type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API 12F	Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids.
NFPA 1	Fire Protection Code
NFPA 20	Stationary Fire Pumps for Fire Protection
NFPA 37	Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines
NFPA 70	National Electrical Code
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage and Handling of LNG
EN-1473	Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations

Código	Título
EEMUA	Engineering Equipment and Material Users Association Guide No. 140: Noise Procedure Specification
ISO 14001	International Standards Association – Environmental Management System
ISO 9001	International Standards Association – Quality Management System
ISO-28460	Installation and equipment for liquefied natural gas. Ship to shore interface and port operations
ASME B 31.8S	Pipeline Integrity Management System
ASME VIII Div. 1	Rules for Construction of Pressure Vessels
ASME II	Materials for Pressure Vessels
ASME B16.5	Steel Pipe Flange and Flanged Fittings
ASME B31.3	Process Piping
API 2000	Venting Atmospheric Storage Tanks
ASME Section I	Power Boilers
ASME Section IV	Heating Boilers

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.2.4 Especificación Funcional

##### 4.2.4.1 Instalaciones en el atraque (*topsides del jetty*)

El gas natural vaporizado en el FSRU, a un caudal de 400 MPCD y una presión de aproximadamente 100 barg, será transferido a través de dos brazos articulado hasta su conexión con el tramo de tubería que lo llevará a la planta receptora de tierra, donde conectará con el gasoducto.

En el *jetty* habrá dos brazos de gas natural de alta presión (HPNG), cada uno de ellos diseñado para la máxima capacidad de envío de gas natural (400 MPCD). Uno

de ellos se encontrará en operación, mientras que el otro estará de reserva. Ambos brazos estarán conectados a una línea de descarga común de gas natural, que conectará con el tramo de gasoducto que va hacia la planta de tierra. Cada brazo dispondrá en su línea de descarga individual de una válvula de bloqueo actuada automáticamente, que permitirá cambiar de brazo y que en caso de un disparo de emergencia (ESD) en el FSRU o en la planta de tierra, cerrará para aislar la terminal del FSRU.

Los brazos, que serán de 12" como mínimo, irán provistos de doble válvula de aislamiento y dispondrá de un sistema de conexión – desconexión rápida (QCDC) y de desacoplamiento de emergencia (PERC), que permitirá cerrar las dos válvulas de aislamiento, así como la válvula del *jetty*. Por otro lado, la válvula de la línea de venteo y la válvula de purga de la unidad FSRU se abrirán para liberar el gas y reducir la presión acumulada en el tramo comprendido entre las dos válvulas de aislamiento. Los brazos se suministrarán con un sistema de control y alarma, que se integrará con el sistema de control del FSRU.

Los brazos estarán contra - equilibrados, de manera que en cualquier posicionamiento de los conjuntos de los brazos tanto en el atraque como fuera del atraque, ambas unidades PERC (en posición vertical) y el acoplamiento manual (en posición horizontal) conserven su estabilidad estática.

Cada brazo dispondrá de una envolvente de funcionamiento horizontal (deriva) y vertical (adelante y hacia arriba) de al menos  $\pm 2.5$  m en todas direcciones y compatible con el FSRU que finalmente vaya en la terminal. Todos los brazos de carga cumplirán los requerimientos de OCIMF, especificación "*Design and Construction Specification for Marine Loading Arms*".

Aguas abajo de los brazos de transferencia de gas natural, una trampa lanzadora de rascadores (*pig launcher*), conectará con el gasoducto, antes de que este alcance el *trestle*.

#### 4.2.4.2 Instalación para llenado de cisternas de GNL

El *jetty* debe disponer de instalaciones para el llenado de cisternas de GNL directamente desde el FSRU. En este caso, habría una conexión mediante brazo o manguera criogénica entre una línea de GNL de pequeño diámetro (2" o 3") del FSRU y una línea criogénica que llegaría desde el FSRU hasta la estación de carga de cisternas. La estación de carga constaría mangueras criogénica para llenado de las cisternas.

Como consideraciones a tener en cuenta en el diseño de esta instalación:

- La línea de carga de cisternas de GNL debe mantenerse en frío cuando no se esté utilizando, por medio de una recirculación de GNL hasta la estación de carga.
- Hay que hacer previsión de una línea de unas 2" para el retorno de los vapores desplazados en el llenado de las cisternas hacia el sistema de BOG del FSRU.
- Hay que considerar que las cisternas deberán despresurizarse antes de su llenado, ya que debido a la temperatura ambiente, llegarán probablemente calientes a la estación de carga.

Como alternativa al llenado con mangueras, que representa una operación con un importante componente manual y con cierto riesgo, se puede dotar a la estación de carga de cisternas con brazos de carga.

#### 4.2.4.3 Tubería de gas natural (gasoducto) de conexión a tierra

La tubería de gas natural de conexión a tierra se dimensionará para una capacidad de 400 MPCD y para llegar a la planta de recepción en tierra con una presión de entrada de unos 100 barg y una temperatura de 10 °C.

La tubería de gas natural se diseñará para un mínimo de 50 años de vida útil.

La tubería podrá ser aérea, soportada en un *trestle* en su recorrido hasta la planta de tierra. En el diseño del recorrido de la tubería se tendrán en cuenta los requerimientos de la utilización de rascadores inteligentes, considerando los mayores tramos de longitud recta posible y radios de curvatura mínimos de 10 diámetros.

#### 4.2.4.4 Planta de Recepción de Gas Natural en tierra

Esta sección proporciona una descripción general de los equipos de proceso y servicios auxiliares requeridos para ser instalados en la planta receptora de gas natural en tierra. El equipo de proceso será en la medida de lo posible, prefabricado fuera del emplazamiento como estructuras montadas en un *skid*, con todas las tuberías y accesorios asociados preinstalados para minimizar la actividad de construcción en el emplazamiento.

El gas natural del FSRU, procedente del *jetty* llega por el gasoducto a través del *trestle* a la planta de recepción de tierra. Dicha planta incluye válvulas de aislamiento y las instalaciones para permitir el ingreso del gas en el gasoducto de tierra.

Los principales equipos de los que consta la planta de tierra son:

- Trampa receptora de rascadores



- Filtros de gas
- Estación de medición fiscal
- Sistema de reducción de presión
- Poste de venteo
- Compresor y secadoras de aire de instrumentos en caso de instrumentación neumática;
- Tanque de almacenamiento de agua de uso general;
- Sistema de agua contra incendios;
- Generador diésel (según se requiera).

Desde la planta de tierra, el gas se distribuirá a los usuarios finales a través de la red de gasoducto o de vehículos cisterna.

#### **4.2.4.4.1 Requisitos generales**

##### **4.2.4.4.1.1 Vida útil**

La vida útil de diseño de la instalación y de todos los equipos, componentes y sistemas asociados será la que se indica en el apartado de bases de diseño. La vida de diseño debe ser alcanzable con un mantenimiento mínimo en el sitio y una disponibilidad óptima. Todos los componentes que por razones de practicidad, seguridad o rentabilidad no puedan cumplir con la vida útil requerida se identificarán lo antes posible. Se debe informar al Auditor de la vida útil prevista y la provisión hecha en el diseño del sistema para el mantenimiento a fin de extender la vida útil del componente o el cambio de rutina.

##### **4.2.4.4.1.2 Unidades de Medida**

Todo el equipo y la documentación deben usar unidades de medida según se indica en el apartado de bases de diseño.

##### **4.2.4.4.1.3 Clasificación de Áreas**

Todos los instrumentos, equipos, materiales y métodos de instalación deberán cumplir y cumplir plenamente con los requisitos legales para la clasificación de áreas identificadas en las especificaciones / hoja de datos del paquete.

Todos los instrumentos deben certificarse como adecuados para su uso en áreas peligrosas de Zona 1, Grupo de Gas IIB y Temperatura Clase T3 como mínimo.

La instalación de todo el equipo eléctrico en áreas peligrosas debe cumplir con los requisitos de IEC 60079-14 "Diseño, selección y montaje de instalaciones eléctricas" y IEC 60079-10 "Aparatos eléctricos para atmósferas explosivas de gas - Parte 10: Clasificación de áreas peligrosas".

Los equipos eléctricos que deben instalarse en áreas peligrosas deben contar con la certificación de las Autoridades Europeas o de los Controladores, es decir, PTB (Alemania), BASEEFA (RU), ATEX.

La protección del área peligrosa debe ser mediante el uso de una carcasa a prueba de llamas (EEx'd ') o mayor seguridad (EEx'e') y accesorios. Cuando las ejecuciones EEx'd ' y EEx'e' son poco prácticas, prohibitivas o prohibidas en cuanto a costos, se pueden utilizar circuitos intrínsecamente seguros (EEx'i ') como alternativa. No se podrán utilizar instrumentos de tipo IS.

#### 4.2.4.4.1.4 Disponibilidad

La disponibilidad será la especificada en las bases de diseño y deberá ser demostrada mediante el correspondiente estudio RAM.

El Inversionista proporcionará sus mejores estimaciones del Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF) y Tiempo Medio de Reparación (MTTR) para el equipo involucrado.

Al realizar evaluaciones de la disponibilidad y confiabilidad, el inversionista deberá estimar los tiempos de mantenimiento y reparación. A los efectos de realizar tales estimaciones, el Inversionista puede suponer que la reserva de repuestos está de acuerdo con las recomendaciones presentadas.

#### 4.2.4.4.1.5 Orden de aplicación de los documentos de diseño

El orden de aplicación que se aplica es el siguiente:

- 1) Normas y reglamentos aplicables;
- 2) Bases de diseño;
- 3) Alcance de los trabajos;
- 4) Esta especificación, y
- 5) Códigos y estándares internacionales

#### 4.2.4.4.1.6 Documentación

El Inversionista es responsable de elaborar y mantener toda la documentación necesaria de los equipos para realizar una operación para que los artículos del equipo tengan una operación sencilla, sin problemas y segura que deberá incluir, como mínimo, la documentación que se detalla a continuación:

- Planos y documentos supervisados por el auditor.
- Planos y documentos "As-Built" después de las pruebas FAT.
- Planos y documentos "As-Built" después de la puesta en marcha

El inversionista deberá programar y controlar cuidadosamente la edición de documentación “As-Built” tras las pruebas FAT para evitar retrasos en el envío después de las pruebas en fábrica.

#### 4.2.4.4.1.7 Certificación de materiales

Todos los materiales que requieren certificación deben ser identificables y como mínimo cumplir con los siguientes requisitos:

- Partes a presión o que soportan carga: EN10204, 3.1
- Juntas y piezas sin carga: EN10204, 2.2

#### 4.2.4.4.1.8 Transmisores

Los transmisores que miden las variables utilizadas en los cálculos realizados por los computadores de flujo se conectarán a estos equipos mediante comunicaciones digitales, HART o similar para evitar imprecisiones innecesarias de la conversión desde 4-20 mA.

#### 4.2.4.4.1.9 Válvulas actuadas

Las válvulas deben estar de acuerdo con la clase de tubería apropiada y la especificación del material de la válvula.

Los actuadores podrán ser neumáticos, alimentados con aire de instrumentos a las presiones definidas en el apartado de bases de diseño.

#### 4.2.4.4.1.10 Repuestos y consumibles

El Inversionista identificará los siguientes repuestos:

- Piezas de repuesto para el pre-comisionado y la puesta en marcha.
- Lista de repuestos recomendados para dos años de operación.

Al iniciar la operación del Proyecto el Inversionista deberá contar, como mínimo, con los consumibles suficientes para 6 meses de operación (incluidos los gases de calibración y prueba), los cuales se almacenarán según sea necesario.

#### 4.2.4.4.1.11 Herramientas especiales

El Inversionista deberá identificar todas las herramientas especiales necesarias para realizar el mantenimiento rutinario y cualquier otra herramienta recomendada para procedimientos especializados.

#### 4.2.4.5 Receptor de rascadores

La trampa receptora de rascadores se instalará en la planta de tierra para permitir la inspección y limpieza del gasoducto del trestle. Dado que el gas natural enviado desde el FSRU no es corrosivo y no contiene condensados, se espera que la limpieza sea requerida solo inicialmente, durante el comisionado y con posterioridad únicamente para seguimiento y según requerimientos de las autoridades.

La trampa de recepción se diseñará, fabricará, probará e inspeccionará de acuerdo con ASME Sección VIII, Div. 1. El diseño será adecuado para cumplir con los parámetros de diseño del gasoducto.

La trampa de recepción debe estar orientada horizontalmente y equipada con un cierre de apertura rápida, dispositivo de bloqueo de presión y dispositivos de seguridad. Teniendo en cuenta que los requisitos de limpieza se consideran poco frecuentes, el inversionista puede utilizar un receptor temporal antes de la instalación de un equipo permanente.

#### 4.2.4.6 Filtros

El gas entrante debe filtrarse para eliminar las partículas que pueden dañar los medidores de caudal de gas situados aguas abajo. Se instalarían dos filtros con una capacidad máxima de 400 MPCD, uno en operación y otro de reserva. Cada filtro debe estar equipado con una válvula de seguridad de presión (PSV) para proteger el filtro contra la sobrepresión y un medidor de presión diferencial para permitir el monitoreo y alertar al operador sobre la necesidad de cambiar al otro filtro. Esta será una operación manual.

Los filtros serán recipientes a presión verticales diseñados según ASME Sección VIII Div. 1, de tipo cesta o de cartucho múltiple, con un cierre de apertura rápida para cambiar la cesta. Las cestas deben ser limpiables y reutilizables.

Los filtros de gas estarán diseñados para lograr la eliminación de partículas sólidas de más de 1 micra con una eficiencia de filtración del 100%.

La caída de presión a través de un filtro debe ser de 1 bar (máximo) en condiciones de suciedad.

Los filtros deberán operar en servicio seco y, por lo tanto, están destinados a la eliminación de partículas sólidas, es decir, no se requiere una disposición de diseño para la manipulación de líquidos. Cualquier prueba de limpieza / presión u otras actividades de puesta en marcha se llevarán a cabo incluyendo un etapa de secado del equipo antes de ponerlo en servicio.

#### 4.2.4.7 Sistema de Medición Fiscal

La función del sistema de medición es medir el caudal volumétrico total del gas, calcular el poder calorífico y el índice de Wobbe, con un cromatógrafo de gases, para verificar que cumple con los valores especificados antes de su envío al gasoducto.

Se instalarán 2 líneas con medidores de flujo ultrasónico, una en operación y otra de reserva, cada una de 400 MPCD. Para verificar periódicamente el funcionamiento de la línea operativa, se proporcionará una conexión entre ambas líneas.

El sistema de medición fiscal de gas podrá ser suministrado como un skid montado en fábrica y listo para una operación segura y sin problemas.

El alcance del suministro del sistema fiscal de medición de gas debe incluir, pero no limitarse a, los siguientes equipos y servicios:

- Medidores de flujo ultrasónicos, redundantes y aprobados por la medición fiscal.
- Cromatógrafo de gases y sistema de muestreo.
- Analizador de punto de rocío de hidrocarburos.
- Analizador de contenido de agua.
- Válvulas de corte.
- Computadores de flujo.
- Instrumentación en línea
- Pintura de protección
- Empaquetado y transporte
- Pruebas
- Asistencia al pre-comisionado y puesta en marcha
- Consumibles (incluidos gases de calibración y portadores)
- Documentación, planos y certificación

#### 4.2.4.7.1 Descripción del sistema de medición

El sistema de medición fiscal de gas comprenderá dos líneas paralelas de medición con caudalímetros ultrasónicos redundantes (2x100%) completos, con acondicionadores de flujo, instrumentación de medida de presión y temperatura,



tuberías, válvulas, soportes y un panel de medición de caudal de gas fiscal donde se localizan los computadores de flujo de cada medidor independiente. El sistema también deberá incluir un cromatógrafo de gases, analizador de punto de rocío de hidrocarburos, analizador de contenido de agua (punto de rocío) y las instalaciones asociadas de extracción y acondicionamiento de muestras.

#### 4.2.4.7.2 Operación del sistema de medición

Las líneas de medida de caudal normalmente se operarán como líneas redundantes, con una única línea en operación a la vez.

El cambio entre ambas líneas de medición de caudal se realizará de forma remota, desde el sistema de control de proceso (PCS) y se activarán a través de los computadores de medición de flujo. La secuencia de cambio de medidor se configurará de forma que se asegure en todo momento la circulación del gas durante el cambio.

Los medidores ultrasónicos paralelos deberán poder alinearse en serie mediante una línea de conexión entre ambos, que incluya dos válvulas de corte de bola de paso total, para facilitar la verificación cruzada de las indicaciones de uno u otro medidor. El cambio de configuración entre la operación en paralelo y en serie de los medidores de flujo se realizará de forma remota desde el sistema de control de proceso (PCS) y los medidores se activarán a través de los computadores de flujo.

El medidor de flujo en servicio debe determinar el flujo de gas real (no corregido) mediante la medición de la velocidad del gas. Los valores de compresibilidad, densidad y poder calorífico inferior (LHV) del gas se calcularán mediante el cromatógrafo de gases a partir de los datos de composición medidos. Utilizando esos valores y las mediciones de presión y temperatura, el computador de flujo calculará el caudal volumétrico en condiciones estándar y el caudal másico y de energía.

La medición del punto de rocío de hidrocarburos del gas se hará a través de un analizador de punto de rocío de hidrocarburos dedicado que se conecta al PCS. La medición del contenido de agua del gas se realizará a través de un analizador de punto de rocío de agua que se conecta al PCS.

#### 4.2.4.7.3 Instrumentación de presión y temperatura.

Cada línea de medida deberá tener instalado un transmisor de presión manométrica y otro de temperatura. La medición de la temperatura y los termopozos de prueba se ubicarán en los tramos de medición de acuerdo con AGA-9. Los termopozos deben estar ubicados en la parte superior de la tubería.



Los cálculos de la frecuencia y esfuerzos de los termopozos se realizarán a ASME PTC-19.3 y se enviarán para su supervisión por parte del auditor.

#### 4.2.4.7.4 Cromatógrafo de gases

El skid de medición debe incluir un cromatógrafo de gases (GC) industrial. Los componentes electrónicos de control asociados pueden instalarse en el panel de computadores de flujo o ubicarse alternativamente, en campo en el propio skid. El cromatógrafo de gases deberá proporcionar un análisis en línea de la composición del gas.

El cromatógrafo de gases deberá utilizar un sistema de muestreo de lazo rápido para garantizar que se obtenga una muestra representativa. La recolección y eliminación de la muestra se diseñarán de manera adecuada de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería. La eliminación de muestras debe realizarse hacia el sistema de venteo si es posible. En caso contrario, el inversionista deberá informar si es necesario ventear a la atmósfera.

Los cromatógrafos de gases deben utilizar tecnología probada.

Las condiciones de proceso y los requisitos de rendimiento del cromatógrafo de gases se basarán en las hojas de datos de proceso que se adjuntarán a la orden de compra.

El cromatógrafo de gases deberá poder realizar un análisis de los siguientes componentes, en % en moles:

- C1 a C6 +
- Nitrógeno
- Dióxido de carbono

Según la ISO 6976, será necesarios calcular los siguientes parámetros:

- Compresibilidad (Z): debe calcularse según el Informe AGA N° 8
- Poder calorífico inferior (LHV)
- Índice de Wobbe (WI)
- Densidad relativa ( $\rho_r$ )
- Densidad en condiciones estándar ( $\rho_s$ )
- Densidad en condiciones de operación ( $\rho_f$ )
- Velocidad del sonido en el gas en condiciones de operación ( $C_f$ )

Los errores del algoritmo de truncamiento y de redondeo para los cálculos realizados por el analizador serán inferiores a  $\pm 0,0001\%$ . Este requisito debe ser verificable.

Debe evitarse el uso de hidrógeno, oxígeno puro o mezclas de gases que tengan composiciones dentro de límites explosivos para cualquier fin que no sea como muestra de calibración.

El analizador se suministrará como una unidad autónoma e incluirá todos los accesorios necesarios para la calibración y una operación de seis meses (como mínimo) que incluya el gas portador y los gases de calibración.

El analizador se debe suministrar programado, probado y calibrado de fábrica para su uso con el gas que se especifica en las bases de diseño. El acceso a las rutinas de configuración del software debe ser controlable para restringir las modificaciones no autorizadas. Se prefiere el control de bloqueo de teclas; sin embargo, el control de contraseña es aceptable. Se debe proporcionar conectividad de red para configuración / diagnóstico remoto. La conectividad será desde las oficinas del auditor a través de las redes del auditor.

El cromatógrafo de gases junto con su sistema de recogida de muestras deberá ser capaz de cumplir los siguientes parámetros de rendimiento:

- El tiempo entre las muestras, incluidas todas las fases de purga y análisis, debe ser de 5 minutos como máximo.
- El sistema analizador debe proporcionar resultados repetibles dentro de las condiciones ambientales especificadas. El inversionista deberá informar si se requiere un recinto para el analizador e incluirlo en la propuesta del inversionista.
- El tiempo mínimo entre calibraciones automáticas debe ser diario. El inversionista aconsejará el tiempo más largo permitido entre calibraciones automáticas para cumplir con los requisitos de rendimiento para esta aplicación.
- La calibración automática corregirá cualquier desviación en las características del analizador.
- El tiempo mínimo entre la inspección y / o las verificaciones manuales de calibración será de 6 meses.
- El analizador debe ser capaz de proporcionar capacidad de autodiagnóstico, mientras está en línea y sin afectar la operación del sistema.
- El analizador debe proporcionar, como mínimo, una señal analógica de 4 a 20 mA que represente el rango de concentración de cualquier componente de gas específico seleccionado por el operador. Esta señal se enviará al sistema de control de proceso PCS.

- El analizador debe proporcionar, como mínimo, dos contactos libres de potencial configurables por el usuario, de 24 V CC, 0,5 A para otros usos.
- El sistema de control del analizador debe interactuar con el sistema de control de proceso (PCS) de la planta utilizando comunicaciones en serie para el estado de la unidad, la alarma y la información de diagnóstico. El protocolo preferido para la comunicación digital es PROFIBUS pero MODBUS también es aceptable.
- El analizador debe calcular e informar con una precisión mínima de  $\pm 0.05\%$  de la lectura de las concentraciones de componentes (% en moles) del gas.
- La repetitividad del cromatógrafo de gases debe estar, como mínimo, dentro de los siguientes límites (o mejor si es necesario para lograr los criterios de desempeño de medición fiscal de gas).

Rango de composición (% en moles)	Desviación estándar (% en moles)
0 - 25	0.02
25 - 100	0.05

- La incertidumbre del poder calorífico inferior calculado (LHV) no debe exceder el 0.025%.
- El analizador informará sobre las siguientes alarmas, como mínimo:
  - Baja presión de gas de calibración
  - Fallo interna (por ejemplo, temperatura, fallo de la electrónica, fallo de energía, componente omitido).
  - Pérdida de flujo de muestra.
  - Pérdida del flujo de retorno de lazo rápido.
  - Pérdida de servicios (por ejemplo, baja presión del gas portador).
  - Fallo de presurización.
  - Error de hardware.
  - Pérdida de energía.

#### 4.2.4.7.5 Gas de calibración y gas portador

El inversionista deberá suministrar todos los gases de calibración y portador, incluidos los cilindros y el equipo asociado, válvulas, mangueras.

#### 4.2.4.7.6 Analizador de punto de rocío de hidrocarburo

Un sistema analizador de punto de rocío de hidrocarburo medirá la temperatura del punto de condensación del gas de hidrocarburo. El inversionista deberá confirmar los requisitos de diseño de presión y temperatura reales y los fijará durante la puesta en servicio.

El sensor del analizador debe utilizar tecnología probada, por ejemplo espejo refrigerado con fotodiodo IR. Se dará preferencia al uso de instrumentos de medición directa en lugar de valores calculados.

El analizador debe ser capaz de medir el punto de rocío HC en un rango mínimo de 0 a 35 °C y tener una precisión de  $\pm 1.5$  °C como mínimo.

#### 4.2.4.7.7 Analizador de contenido de agua

Los sistemas analizadores de contenido de agua medirán el contenido de agua en la corriente de gas de hidrocarburo. La salida principal del analizador debe ser el contenido de agua (mg / Sm<sup>3</sup>).

El analizador debe tener una precisión de  $\pm 2$  °C en la temperatura del punto de rocío para los instrumentos de medición del punto de rocío o  $\pm 10\%$  del valor medido en los instrumentos de medición del contenido de agua.

#### 4.2.4.7.8 Caseta de analizadores

Para proporcionar protección y garantizar un rendimiento satisfactorio de los analizadores, así como facilitar las actividades de mantenimiento, el inversionista deberá proporcionar una caseta para los analizadores, incluido el sistema de muestreo del analizador. La caseta de analizadores debe cumplir con la clasificación de áreas peligrosas de la ubicación y las condiciones ambientales del emplazamiento donde se instalan.

#### 4.2.4.7.9 Sistema de acondicionamiento de muestra y sistemas de muestreo

Los sistemas de acondicionamiento de muestras deben incluir todos los componentes necesarios para acondicionar la muestra de proceso para lograr los requisitos del analizador.

Los sistemas de muestreo minimizarán el desfase de tiempo entre la toma de muestra del gas de proceso y el análisis que se está completando.

#### 4.2.4.7.10 Incertidumbre total de medida

El inversionista deberá garantizar el sistema de medición de gas fiscal para medir el flujo de energía dentro de una incertidumbre de  $\leq \pm 1.0\%$ . Esta garantía será válida para todos los valores de caudal comprendidos entre el 5% y el 100% del valor máximo del "rango calibrado" del auditor y para todas las presiones, temperaturas y composiciones de gas especificadas. El rendimiento se mantendrá en estas condiciones sin ningún requisito de ajuste manual.

El inversionista demostrará la incertidumbre con cálculos. Los cálculos de incertidumbre se deben suministrar de acuerdo con ISO-5168. Estos cálculos deberán abordar y sin limitarse a: las incertidumbres de medición del flujo de energía, el flujo volumétrico, el flujo volumétrico estándar y el flujo másico y tendrán en cuenta los errores de todos los componentes del sistema, incluidos; geometría de la tubería, medidores ultrasónicos, GC, transmisores de presión y temperatura, errores de redonde y los demás que considere el inversionista que deberán ser mencionados en la propuesta.

#### 4.2.4.7.11 Disposición de líneas de medida

La disposición y el diseño de los carretes de tubería y otros equipos que comprenden cada una de las líneas de medición deben ser idénticos.

#### 4.2.4.7.12 Medidores de flujo ultrasónicos

Se deben suministrar medidores de flujo ultrasónico multi-trayectorias, de acuerdo con esta especificación.

Los requisitos de diseño y fabricación (requisitos del medidor, requisitos de rendimiento, requisitos de prueba del medidor individual e instalación) de los medidores de flujo deben cumplir con el Informe AGA No. 9 (Medición del gas por medidor ultrasónico multi-trayectorias).

Los medidores de flujo deben tener diámetros internos que coincidan con los tramos de medición aguas arriba y aguas abajo.

El tipo de medidor de flujo debe contar con la aprobación de una organización de metrología independiente para su uso en aplicaciones de "custody transfer".

El medidor de flujo no sufrirá ningún daño o deterioro en el rendimiento debido a la despresurización rápida o la presurización de las carreras del medidor.



#### 4.2.4.7.13 Acondicionadores de flujo

Se deben proporcionar acondicionadores de flujo para lograr un perfil de flujo completamente desarrollado en el medidor ultrasónico.

Los acondicionadores de flujo deben seleccionarse para minimizar la probabilidad de obstrucción y deben ser del tipo de carrete bridado.

#### 4.2.4.7.14 Calibración

Todos los equipos utilizados en la calibración del sistema de medición fiscal de gas deben tener una certificación de calibración con base a los estándares nacionales.

Se deben suministrar certificados de apropiados para todas las pruebas de calibración.

El Inversionista realizará una calibración de gas natural a alta presión de los medidores de flujo ultrasónico en una instalación adecuada. Esta calibración debe incluir cada uno de los medidores de flujo. Debe haber un mínimo de 6 puntos de calibración distribuidos uniformemente en el rango de flujo de diseño del medidor.

Las siguientes pruebas de calibración en seco se deben realizar de acuerdo con AGA-9 y las normas mencionadas:

- Mediciones dimensionales
- Prueba de verificación de flujo cero (prueba cero)

Los medidores de flujo ultrasónico deben ponerse a cero usando nitrógeno para verificar el sistema de medición del tiempo de tránsito de cada medidor. Se debe documentar un factor de compensación de flujo cero.

Los transmisores de presión y temperatura deben estar calibrados. Los transmisores de temperatura se calibrarán con sus respectivas sondas RTD.

#### 4.2.4.7.15 Pruebas de aceptación en fábrica (FAT)

El sistema de medición fiscal de gas estará sujeto a una prueba de aceptación en fábrica (FAT) para verificar que el diseño, la construcción, la operación funcional y el rendimiento cumplan con los requisitos.

El equipo se probará en el taller de acuerdo con los requisitos de esta especificación y los Estándares y Códigos Nacionales.



Las pruebas serán atestiguadas por el auditor o el representante autorizado del auditor según se identifique en el plan de control de calidad del proyecto.

#### **4.2.4.7.16 Pruebas de integración del sistema (SIT)**

Después de la finalización satisfactoria de las pruebas FAT, el sistema de medición fiscal de gas con todos sus componentes serán enviados y ensamblados en una instalación de prueba nominada por el proveedor del sistema de control de proceso (PCS) del inversionista para realizar una prueba de integración del sistema (SIT).

#### **4.2.4.7.17 Pruebas de aceptación en el emplazamiento (SAT)**

Las pruebas SAT se realizarán con base a los mismos procedimientos de las pruebas FAT complementado con pruebas que solo pueden llevarse a cabo en el emplazamiento, por razones de ubicación, logística o técnicas.

Las pruebas se llevarán a cabo de acuerdo con los procedimientos de prueba preparados por el Inversionista y serán supervisadas por el Auditor.

El objetivo de las pruebas SAT es comprobar que el equipo ha sido enviado sin daños, ha sido instalado correctamente y funciona de manera correcta según las especificaciones en su emplazamiento final.

Los objetivos de las pruebas SAT deben incluir comprobar que:

- Todos los elementos entregables (hardware, software, documentación, medios, cables de interconexión, etc.) están presentes y son aceptables.
- El correcto funcionamiento del equipo suministrado de acuerdo con las especificaciones aplicables, incluidas todas las interfaces con otros equipos y subsistemas conectados a la fuente de alimentación final y al sistema de puesta a tierra.
- El sistema opera en condiciones de carga durante el período de prueba con una disponibilidad igual o mejor que la de diseño.
- El sistema puede tolerar el fallo de módulos y subsistemas individuales y funcionar después de la reparación y restablecimiento de dichos elementos.
- Todos los valores de consigna, alarmas y disparos que se hayan modificado durante las pruebas de FAT se han reconfigurado a sus valores correctos.
- El proveedor ha completado satisfactoriamente todas las acciones correctivas acordadas en las pruebas FAT y el sistema cumpla con su especificación de diseño en su totalidad.
- La interfaz del operador es segura y operable con respecto a la presentación de datos y alarmas y la implementación del control.

Las pruebas SAT confirmarán la correcta instalación y configuración de todos los equipos. Cualquier equipo agregado o reemplazado desde las pruebas FAT debe ser probado completamente. Esto incluirá pero no se limitará a las siguientes actividades:

- Distribución de energía y comprobación de puesta a tierra.
- Verificar interferencias del equipo auxiliar.
- Verificar los niveles de ruido.
- Verificar el funcionamiento y el rendimiento de todos los subsistemas conectados.

Cualquier software que haya estado sujeto a trabajos correctivos desde las pruebas FAT debe volver a probarse. De manera similar, cualquier software agregado después de las pruebas FAT debe ser probado.

#### **4.2.4.7.18 Comisionado y Puesta en Marcha**

El Inversionista deberá realizar una prueba de desempeño una vez que el equipo haya sido instalado y comisionado en el sitio. Las pruebas se llevarán a cabo de acuerdo con los procedimientos de prueba preparados por el Inversionista y serán supervisadas por el Auditor.

#### **4.2.4.8 Regulación (reducción) de presión**

Antes de su inyección al gasoducto y su envío a los usuarios finales, la presión de gas natural suministrado debe regularse mediante válvulas de control, para ajustarla a la presión del gasoducto. El gas entregado al gasoducto deberá cumplir con las exigencias del RUT.

La estación de reducción de presión puede requerir la instalación de calentadores para precalentar el gas antes de reducir la presión de gas de modo que el gas entregado al gasoducto cumpla con la condiciones RUT para la entrega al gasoducto. Además, calentar el gas antes de la reducción de presión evitará que pueda formar hielo en las válvulas de control debido a la condensación del aire ambiental a medida que la presión del gas disminuye.

#### **4.2.4.9 Odorización**

De conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan o complementen, no es necesario odorizar gas natural en el Sistema Nacional de Transporte.

#### 4.2.4.10 Sistema de venteo

La planta debe contar con un sistema de venteo con una red de tuberías conectadas a un poste de venteo para ventear de forma segura gas natural a la atmósfera en caso de mantenimiento o por un disparo de una válvula de alivio.

La planta de recepción de tierra no tendrá ningún venteo continuo de gas natural. En condiciones accidentales / de emergencia, el sistema deberá ser capaz de ventear de manera segura el caudal de gas natural más alto que resulte de un evento no controlado y / o no planeado que puede ocurrir durante la operación de la planta. Se considera que el caso de diseño dimensionante sería un fallo abierto de la válvula de control de presión de suministro aguas arriba en el FSRU. En cualquier caso, el Inversionista debe determinar la capacidad de diseño del poste de venteo durante la fase de ingeniería de detalle.

Para determinar la localización y la altura del poste de venteo se tendrán en cuenta los límites LEL de hidrocarburo aceptables en la instalación en caso de venteo y/o alivio, así como la radiación de calor resultante en caso de ignición inadvertida de los gases de venteo, debido a un rayo. Se debe realizar, por tanto, un análisis de dispersión para verificar la concentración de LEL de gas HC y un estudio de radiación. Para minimizar la entrada de aire, el venteo debe estar equipado con un sello de velocidad, que requiere un cierto venteo continuo de gas o un apagallamas. Debe incluir también un sistema de extinción de CO<sub>2</sub> o con polvo químico para extinguir la llama en caso de que se produzca un incendio.

El sistema de venteo debe cumplir con los requisitos del código API STD 521.

#### 4.2.4.11 Servicios Auxiliares

La planta de recepción de tierra contará con los siguientes servicios auxiliares:

- Aire de Instrumentos, para accionamiento de los actuadores de válvulas neumáticas se instalará un sistema de aire de instrumentos que constará de los siguientes componentes:
  - 2 compresores de aire con motor eléctrico: cada uno del 100% de la capacidad requerida, uno en operación y otro de reserva.
  - 2 secadoras de aire, cada una del 100% de la capacidad requerida, una en operación y la otra en regeneración.
  - Pre & post filtros de aire
  - Depósito pulmón de aire de instrumentos

El sistema irá montado en un *skid*, excepto el depósito pulmón. El diseño del sistema se basará en la demanda máxima requerida para el control del proceso. El depósito

pulmón debe tener una capacidad para contener al menos 15 minutos de la capacidad máxima de aire de instrumentos.

Las condiciones de suministro y diseño del sistema de aire de instrumentos serían las siguientes:

- Capacidad: a confirmar por el inversionista.
- Presión máxima: 10 barg.
- Presión de diseño: 12 barg.
- Temperatura de diseño: 65 ° C

La presión del aire de instrumentos se controlará mediante un transmisor de presión instalado en el colector de distribución de aire de instrumentos, que se configurará con alarma de baja presión en el sistema de control para alertar a los operadores.

Alternativamente, el Inversionista puede seleccionar un sistema de gas instrumentos para accionamiento de las válvulas de actuador neumático.

- Nitrógeno: La planta de tierra ni el *jetty* necesitan nitrógeno para su operación normal y únicamente se requiere para hacer purgado en caso de sacar la instalación fuera de servicio. Esta operación, si fuera necesaria hacerla, sería una operación totalmente programada, de forma que el suministro de nitrógeno necesario podría hacerse con suficiente antelación en forma de botellas.
- Agua: La planta de tierra deberá tener previsto el suministro de agua de servicios para limpiezas. Tanto en la planta de tierra como en el *jetty* será necesario el aporte de agua potable para el personal.
- Agua contra incendios: Tanto en la planta de tierra como en el *jetty* será necesario instalar equipos para la lucha activa contra incendios (monitores, hidrantes, mangueras). El Inversionista hará previsión de un tanque de agua contra incendios y las correspondientes bombas de agua contra incendios, en cumplimiento de las normas correspondientes.

Se debe prever la instalación de una red de agua contra incendios en forma de anillo alrededor de todas las secciones de la planta, para que no se interrumpa el suministro en el caso de mantenimiento o daño en una sección de tubería.

- Energía Eléctrica: La planta de tierra debe recibir alimentación eléctrica de 400 V, 60 Hz, 3 fases. El cuadro de distribución debe estar provisto de dos entradas, una para el suministro de red y la otra para el suministro de un generador de diésel (permanente o temporal) de respaldo, que se encargará de alimentar cargas en caso de fallo de la red eléctrica. El Inversionista determinará los requisitos para un suministro permanente de energía de reserva en función de los datos de confiabilidad de la red eléctrica.

## 4.2.5 Filosofía de Operación

### 4.2.5.1 Envío de Gas Natural desde el FSRU

El envío hacia el gasoducto de gas natural desde el FSRU será la operación más habitual que se realice en la terminal.

El gas natural regasificado en el FSRU, será transferido a través de un brazo de transferencia de gas natural de alta presión (HPNG) hasta su conexión con el tramo de gasoducto que lo llevará a través de *trestle* a la planta receptora de tierra, donde conectará con el gasoducto.

Tal y como se ha indicado en anteriores apartados, el FSRU tendrá una capacidad de regasificación nominal de 400 MPCD. La presión del suministro normal estará comprendida entre 80 y 100 barg, mientras que la temperatura normal de envío del gas será de unos 5 -10 °C.

El envío de gas natural regasificado se efectúa mediante las bombas de alta presión del FSRU, las cuales se encargan de proporcionar la presión suficiente para entregar gas al gasoducto Buenaventura – Yumbo en especificaciones RUT. La operación de envío de gas natural estará controlada desde el sistema de control de proceso (PCS) del FSRU.

El suministro de gas natural a al gasoducto se realiza desde el brazo de alta presión que se encuentre operativo. El brazo que no esté en operación debe encontrarse despresurizado y aislado de la línea de envío de gas natural.

Cada brazo dispondrá en su línea de descarga individual de una válvula de bloqueo actuada automáticamente, que permitirá cambiar de brazo y que en caso de un disparo de emergencia (ESD) en el FSRU o en la planta de tierra, cerrará para aislar la terminal del FSRU.

Los brazos están equipados además con un sistema hidráulico de acoplamiento / desacoplamiento rápido (QCDC) y desacople de emergencia presurizado (*Powered Emergency Release Coupler*, PERC), el cual será empleado en el caso en el que una situación de emergencia requiera que el FSRU abandone el puerto de atraque de forma rápida y segura.

El gas natural se transferirá el desde el *jetty* hasta la planta de recepción en tierra a través de un gasoducto a través del *trestle*. El gasoducto contará con una válvula de “*line-break*” que cerraría en caso de alcanzarse en el gasoducto una muy alta presión (por encima de los 100 barg) y también si se detectase una variación de presión importante, que podría darse en caso de existir una fuga en algún punto del



gasoducto. Una segunda válvula *line-break* se instalará en el gasoducto al final de su recorrido por el trestle, a la entrada de la planta de tierra. Estas válvulas permitirán aislar los inventarios del FSRU, gasoducto de trestle y planta de tierra, por ejemplo, en caso de incendio.

La previsión es que el gas natural del FSRU no sea corrosivo ni contenga condensados, por lo que no sería necesario inyección de inhibidor de corrosión en el gasoducto. En la misma base, se espera que la operación de limpieza con rascadores sea requerida solo inicialmente, durante el comisionado y con posterioridad únicamente para seguimiento y según requerimientos de las autoridades.

El gas natural regasificado en el FSRU llegará finalmente a la planta de recepción de tierra, donde se filtra, se mide el caudal, se reduce su presión y se odoriza (en caso de ser necesario) para su inyección en el gasoducto.

#### 4.2.5.2 Sistema de venteo

Durante la operación normal no se espera que se produzcan emisiones de gas al sistema de venteo. El proceso estará diseñado para contener los fluidos dentro de los equipos y tuberías en todas las condiciones normales de operación.

Se espera que los venteos se produzcan fundamentalmente debido a eventos externos al proceso, por ejemplo incendio o debido a operaciones de mantenimiento. Al sistema de venteos únicamente debe ventearse sistemas con contenido en hidrocarburos.

El venteo de emergencia (*emergency blowdown*) debe cumplir con los requisitos del código API STD 521. La purga de hidrocarburos líquidos debe minimizarse en el diseño de la planta.

#### 4.2.5.3 Drenajes y venteos anuales

El área de proceso debe incluir sistemas de drenaje abiertos y cerrados independientes.

El sistema de drenaje abierto deberá recoger todos los drenajes líquidos del equipo a través de canales abiertos. El agua de lluvia debe poder dirigirse al sistema de drenaje abierto.



El sistema de drenaje cerrado recogerá todos los drenajes líquidos presurizados de equipos.

El inversionista deberá desarrollar una metodología apropiada para el tratamiento de los efluentes de los sistemas de drenaje abiertos y cerrados. La metodología de tratamiento debe cumplir con los códigos, regulaciones y estándares de emisiones aplicables.

Los venteos manuales de los equipos con contenido en hidrocarburos se conectarán al sistema de venteo.

#### 4.2.5.4 Sistemas de control

La planta debe estar provista de sistemas de control de proceso que permitan realizar un arranque y una parada segura, incluso en condiciones de emergencia y de sistemas de detección de fuego y gas.

Los sistemas requeridos serán los siguientes:

- Sistema de control de proceso (PCS): para control, regulación y alarmas del proceso y los servicios auxiliares de las instalaciones. El PCS se utiliza para realizar las operaciones normales de forma estable.
- Sistema instrumentado de seguridad (SIS): para control de las condiciones anormales de operación del proceso e iniciar disparos o paradas de proceso (PSD) o de emergencia (ESD) de forma segura.
- Sistema de fuego y gas (F&G) para la detección y extinción de incendios y detección de fugas de gas.

Se prevé que las señales de proceso, seguridad y fuego y gas de la planta de tierra se enviarán a los sistemas PCS, SIS y FGS del FSRU para la activación de acción ejecutiva / alarma.

El orden de jerarquía de parada prevista (de mayor a menor gravedad) es el siguiente:

- Parada o disparo de emergencia (ESD);
- Parada o disparo de proceso (PSD);
- Parada o disparo de la unidad (USD).

La activación de ESD causará el disparo de todos los equipos y el accionamiento de las válvulas ESD a su posición de fallo de seguridad para contener los inventarios. La ESD debe iniciarse ya sea mediante la activación de un pulsador ESD o mediante la detección confirmada de fuego / gas. La acción correspondiente deberá ser la parada de la planta para aislarla del gasoducto.

La activación del PSD debe provocar la parada de los equipos afectados para evitar el daño en la planta. El PSD debe iniciarse ya sea mediante la activación de un pulsador PSD o por cualquier evento crítico del sistema, como baja presión de aire de instrumentos. La acción resultante será la parada de la planta.

La activación del USD causará la parada de los equipos individuales para evitar daños (menos críticos) específicos. El USD se iniciará por eventos anormales del proceso, y dará como resultado la parada del equipo correspondiente.

La planta debe ser una instalación con personal permanente, pero diseñada para funcionar con una mínima intervención del operador / personal de mantenimiento durante el funcionamiento normal. El personal de operaciones ejecutará el seguimiento, control y salvaguarda de los equipos a través del HMI, ubicado en la sala de control.

El Inversionista deberá desarrollar metodologías detalladas para la puesta en marcha y para el re-arranque tras una parada por ESD/PSD/USD en todos los escenarios operativos creíbles. Se debe tener en cuenta que no se aceptará venteo de gas natural como parte de la ninguna operación normal.

#### **4.2.5.5 Protección contra incendios**

##### **4.2.5.5.1 Detección de fuego y gas**

El sistema de detección de fuego y gas (F&G) debe estar diseñado para detectar de manera rápida y confiable cualquier fuga de gas inflamable y cualquier condición de incendio en la instalación. Los sistemas de detección que operan continuamente se instalarán en todos los lugares donde las fugas sean creíbles.

Los requisitos básicos del sistema de detección y protección de fuego y gas son los siguientes:

- Detectar la presencia de gas combustible o tóxico en cantidades y concentraciones suficientes para iniciar una explosión o poner en peligro al personal (por asfixia);
- Detectar la presencia de un incendio en las etapas incipientes (tempranas) para evitar la escalada;
- Tomar las medidas apropiadas para controlar y reducir el peligro.

El Inversionista deberá desarrollar sistemas de detección de fuego y gas de acuerdo con los requisitos de todos los códigos, normas y reglamentaciones aplicables al Proyecto.

#### 4.2.5.5.2 Protección activa contra incendios.

El objetivo principal del sistema de protección activa contra incendios es garantizar que se alcance un nivel aceptable de seguridad para proteger al personal, el equipo, la instalación y el medio ambiente contra incendios.

Los objetivos inmediatos del sistema activo de protección contra incendios son:

- Permitir que el personal escape del fuego o de áreas de alta radiación;
- Prevenir / limitar la escalada de un accidente con fuego mediante enfriamiento de los equipos que contienen cantidades significativas de hidrocarburos gaseosos o líquidos;
- Extinguir el fuego de hidrocarburos líquidos.
- Limitar los efectos de la radiación de calor.
- Limitar el daño a estructuras y equipos.
- Reducir los efectos de un incendio para permitir al personal llevar a cabo actividades de respuesta de emergencia.

El sistema activo de protección contra incendios constará de:

- Red de suministro de agua contra incendios, con hidrantes y monitores;
- Sistemas de pulverización de agua;
- Sistemas de polvo químico seco portátil y móvil.

El Inversionista deberá desarrollar sistemas activos de protección contra incendios que cumplan con los requisitos de todos los códigos, normas y reglamentaciones aplicables al proyecto.

#### 4.2.5.5.3 Protección pasiva contra incendios

La protección pasiva contra incendios se debe especificar para mantener el equipo protegido o la integridad estructural durante un tiempo que puede ser:

- El tiempo máximo previsto de fuego o la duración prevista de la llama.
- El tiempo de operación del equipo protegido.

Los dardos de fuego (“jet fire”) pueden provocar daños en el equipo o los elementos estructurales que soportan el equipo. Los tiempos reales de falla de estructuras debidas a incendios pueden determinarse mediante cálculos detallados de evaluación de calentamiento de cada recipiente y cada componente estructural. Puede ser necesario proteger las estructuras o algunos equipos de la planta para cumplir con los requisitos de seguridad, la protección del medio ambiente y la política de protección de activos.

Se debe considerar protección contra radiación en las vías de escape y las vías de acceso donde pueda existir riesgo por alta radiación durante un incendio.

El Proyecto deberá contar con sistemas pasivos de protección contra incendios que cumplan con los requisitos de todos los códigos, normas y reglamentaciones aplicables al Proyecto.

#### 4.3 Buque regasificador FSRU

El buque de almacenamiento y regasificación (FSRU - *Floating and Storage Regasification Unit*) que se localizará en la Bahía de Buenaventura y proporcionará el gas natural regasificado requerido deberá cumplir con la Sociedad de Clasificación (DNV, ABS, Lloyds o equivalente), la IMO (*International Maritime Organization* y sus códigos asociados - *International Code for Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*), y demás normativa internacional aplicable a buques de transporte de GNL y plantas de regasificación flotantes.

De igual forma y al estar dentro de aguas de la bahía de Buenaventura deberá cumplir todas la normativa aplicable de carácter local y estatal Colombiana, y los requisitos establecidos por la Dirección General Marítima (DIMAR – Autoridad Marítima Colombiana), Capitanía del Puerto de Buenaventura y demás Autoridades.

Independientemente de que el buque FSRU sea propiedad del Inversionista o no (por ejemplo por estar en régimen de leasing con una naviera) deberá cumplir con los requisitos indicados en este anexo técnico y cumplir con las normas internacionales de aplicación en este tipo de instalaciones.

El buque FSRU podrá ser de nueva construcción o existente en el mercado (procedente de otra localización donde haya prestado sus servicios previamente), o como resultado de una reconversión de un Buque *Carrier* de GNL en FSRU. En todos los casos el FSRU deberá cumplir con lo requerido en los apartados siguientes.

No se aceptarán buques FSRU que sean prototipos o sin suficiente experiencia no probada en otras instalaciones similares.

El FSRU deberá garantizar, en todo momento lo siguiente:

- Confiabilidad: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural para prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.

- Seguridad de abastecimiento: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.

El Decreto 2345 de 2015 inicia el desarrollo de los proyectos de confiabilidad y abastecimiento que se identifican como necesarios para asegurar la continuidad y seguridad en el suministro de gas natural en el país. La Planta de Regasificación de Buenaventura que es uno de esos proyectos estratégicos, de la que el FSRU es un componente de crucial importancia, por lo cual el Inversionista debe establecer los criterios de Confiabilidad y Seguridad de Abastecimiento como esenciales en la elección del FSRU.

#### 4.3.1 Alcance del FSRU

La Planta de Regasificación de Buenaventura tendrá como punto de entrada de gas natural regasificado a un FSRU atracado en un *jetty*, y enviará el gas natural a unas instalaciones en tierra antes de ser enviadas al gasoducto.

El buque FSRU tendrá una capacidad de almacenamiento mínima de 170.000 m<sup>3</sup> y emitirá un caudal de al menos 400 MPCD (Millones de pies cúbicos por día).

El FSRU tendrá control sobre todas las operaciones realizadas a bordo y sobre la transferencia de GNL procedente de buque Carrier. La transferencia desde Carrier al FSRU tendrá lugar por medio de brazos articulados o mangueras de alta integridad. Tendrá capacidad para desconexión rápida en caso de emergencia.

El FSRU entregará el gas natural regasificado conectándose con los brazos de alta presión situados en el frente de atraque.

El buque FSRU dispondrá de propulsión propia. Su diseño seguirá los estándares y prácticas establecidos en fabricación naval.

Además de las conexiones para entregar el gas regasificado a alta presión y recibir GNL de otro buque tendrá todos los equipos, instalaciones y dispositivos necesarios para una correcta maniobrabilidad naval y atraque seguro, así como comunicaciones con las instalaciones en tierra.

El FSRU tendrá operación completamente autónoma, no dependiendo de suministro eléctrico externo.

Ante todo, el FSRU estará diseñado y equipado para mantener los estándares de seguridad a personas y bienes tan altos como sea posible.



## 4.3.2 Bases de Diseño

### 4.3.2.1 Caso base de diseño

Las instalaciones que comprenden el FSRU deberán ser diseñadas, construidas, instaladas y comprobadas en estricto cumplimiento con las normas y estándares incluidos en la Especificación Funcional (apartado 4.3.3).

En caso de inconsistencia, conflicto o discrepancia entre los Estándares, Especificaciones y Normativa Regulatoria, aplicará el criterio vigente más estricto y el requisito de mayor nivel de seguridad.

### 4.3.2.2 Sociedad de Clasificación

El FSRU deberá estar construido de acuerdo a las normas establecidas por Sociedades de Clasificación miembros del IACS (*International Association of Classification Societies*) que regulen los buques que tengan como propósito el transporte de gases licuados a granel y de acuerdo a los requisitos de la IMO (*International Maritime Organization*): *International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk* (IGC Code).

La planta de Regasificación integrada en el FSRU deberá estar diseñada, construida y evaluada de acuerdo a la norma DNV.OSS-103 (*Rules for Classification of LNG/LPG Floating Production and Storage Units or Installations*) o norma similar.

Además de la certificación requerida al buque para operar como transporte de gas natural licuado, las instalaciones tendrán una notación establecida por la sociedad de Clasificación DNV u otra equivalente según la IACS de:

- *Floating Storage LNG Regasification and Storage Terminal COAT-2 ECO BIS CSA-2 CRANE POSMOOR.*

Que estará complementada con las siguientes notaciones de la Sociedad de Clasificación:

- DNV CSA-FLS (*"Spectral Fatigue analysis based on 60 year"*, o una equivalente IACS).
- DNV CAP 1 (*"Condition Assessment Program Level 1 – Structural, Machinery and Cargo Systems"* o una equivalente en ABS).

La Planta de Regasificación del FSRU deberá pasar auditorías regulares de aspectos estructurales y maquinaria según lo establecido por las Sociedades de Clasificación.



El propietario del FSRU deberá obtener las validaciones respectivas de la Sociedad de Clasificación al inicio de las operaciones y cuando se prolonguen las operaciones más allá de su vida útil de diseño inicial sin pasar por dique seco.

#### 4.3.2.3 Vida útil de Diseño

El FSRU estará diseñado para una vida útil mínima de 25 años.

Esa vida útil se podrá ampliar otros 25 años después de su paso por dique seco para su validación y reparación dando una vida útil total de 50 años.

#### 4.3.2.4 Fiabilidad y Disponibilidad

Sin perjuicio de lo que indican las Disposiciones Aplicables respecto de la disponibilidad del Proyecto, el objetivo general de la disponibilidad de la operación del FSRU será del 99,5% por año excluyendo fenómenos meteorológicos excepcionales (huracanes, etc...) o condición de tsunami.

La Planta de Regasificación deberá disponer de los elementos de reserva necesarios para lograr ese objetivo. Se deberá realizar un estudio RAM (*Reliability, Availability and Maintenance*) para demostrar esa condición de diseño.

Durante los fenómenos meteorológicos excepcionales, tsunami, etc., el FSRU deberá tener la capacidad de desconexión automática y situarse en lugar y condición segura.

#### 4.3.2.5 Capacidad y tipología de almacenamiento

El FSRU será capaz de almacenar, como mínimo, un volumen de 170.000 m<sup>3</sup> de GNL de capacidad útil (*working capacity*), siendo este volumen, como máximo, el 98,5% de su capacidad total (*gross capacity*).

El almacenamiento será capaz de recibir GNL desde *carrier* y enviar a la Planta de Regasificación de forma simultánea.

Cualquier tipo de almacenamiento de GNL es permitido (Esferas MOSS, SPB o Membrana). Estos almacenamientos deberán tener la certificación correspondiente de las Sociedades de Clasificación.

#### 4.3.2.6 Boil-off

La máxima generación de gas de *boil-off* permitido por el FSRU es el 0,15 % y por día.

#### 4.3.2.7 Emisión de Gas Natural. Caudal, presión y temperatura. Tipología de sistema de vaporización

La capacidad de diseño de la Planta de Regasificación será como mínimo de 400 MPCD (Millones de pies cúbicos por día). De forma simultánea podrá enviar GNL para llenado de cisternas situadas en el *jetty*, sin afectar al máximo caudal de gas natural regasificado.

El GNL regasificado será entregado en el límite de batería (brazos de alta presión situados en el *jetty*) con temperatura y presión controlada.

La presión normal de envío está comprendida entre 800 y 1300 psig, siendo la máxima presión de servicio del gasoducto de 1500 psig. El FSRU deberá ser capaz de enviar el caudal nominal de gas natural (400 MPCD) a la presión de 1500 psig.

La mínima temperatura del gas natural en el límite de batería (entrega en los brazos de alta presión del *jetty*) será de 0°C.

#### 4.3.2.8 Calidad del GNL

La calidad del gas natural requerida por la CREG, según resolución CREG 071 del año 1999 (Reglamento único de transporte - RUT) en su numeral 6.3 es la siguiente:

**Tabla 29. Calidad GN**

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100PCS
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120°F

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega mínima	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000 pc

Fuente: CREG

En el caso de que el GNL recibido no cumpla con los valores de poder calorífico se deberá realizar el ajuste antes de su envío a gasoducto.

#### 4.3.2.9 Emisiones y residuos

El FSRU deberá cumplir con los estándares y normas medioambientales requeridas para esta instalación y en particular con los instrumentos de manejo ambiental otorgados por las Autoridades medioambientales.

El uso de agua de mar, así como el diferencial de temperatura entre la captación y vertido deberá minimizarse.

La máxima diferencia de temperatura a 100 metros de distancia respecto al punto de vertido será de 3°C, para lo que se deberá realizar el estudio de dispersión correspondiente.

Los siguientes residuos serán recogidos y enviados a tierra para su tratamiento por un gestor:

- Agua contaminada de *Slops*
- Residuos sólidos
- Aceites y lubricantes usados
- Todos los residuos que contengan sustancias peligrosas de acuerdo a regulaciones IMO
- Otros residuos en cumplimiento con normativa MARPOL

#### 4.3.2.10 Seguridad y Salud

Todas las medidas correctoras que se requieran para garantizar la seguridad y salud a las personas y a las instalaciones serán implementadas. Adicionalmente, todas las instalaciones deberán tener equipamiento de seguridad y como mínimo:

- Equipos de protección personal
- Equipos de respiración autónoma
- Equipos de primeros auxilios
- Duchas de emergencia y lavajojos
- Carteles y notificaciones de seguridad
- Protección por derrame de líquidos criogénicos
- Mantas de fuego
- Chalecos salvavidas
- Botes salvavidas

#### 4.3.2.11 Seguridad Contra incendios y otros riesgos

Las medidas que deberán considerarse como protección frente a posibles peligros serán las siguientes:

- Contenedores primarios y secundarios para evitar la fuga de hidrocarburos líquidos o gaseosos. La fuga de GNL se minimizará implementando en fase de diseño la selección de equipos, instrumentos, etc... aptos para manejo de fluidos criogénicos (bombas *canned*, *hook-ups* de instrumentos, preferencia de uniones soldadas frente a bridas, etc.). Asimismo se deberá facilitar la evacuación de derrames de GNL para evitar la fragilidad de materiales frente a las bajas temperaturas para no favorecer accidentes en cadena.
- Sistemas de detección de fuego y gas de varios tipos diferentes que deberán activar alarmas sonoras tanto localmente como en sala de control para alertar a los operadores de un incidente de pérdida de confinamiento.
- Sistemas de detección de baja temperatura, con alarmas similares a los detectores de fuego y gas.

- Se deberán mantener distancias mínimas entre las áreas de almacenamiento y de proceso y las áreas con posibles puntos de ignición.
- Se deberá instalar un sistema de protección por agua contra incendios (diluvios, cortinas, etc.).
- Se deberán instalar sistemas de apagado por espuma de alta expansión y polvo químico seco.
- Sistemas de supresión por gases inertes (inergen).
- Sistemas de protección personal y dispositivos salvavidas.
- Protección pasiva anti-fuego (ignifugado).

### 4.3.3 Especificación funcional

#### 4.3.3.1 Diseño estructural del buque

El FSRU tendrá un casco de construcción soldada y diseñado por una entidad de reconocido prestigio y experiencia. El buque tendrá una única cubierta.

Todo el diseño estructural estará de acuerdo a normas establecidas por Sociedades de Clasificación y deberá considerar todas aquellas cargas y esfuerzos posibles en condiciones de llenado máximo y mínimo y condición de lastre. En particular se considerarán los diseños de los tanques de GNL y las interacciones tanques y casco del buque.

Independientemente de que el FSRU sea de nueva construcción o procedente de operación en otras instalaciones el propietario deberá aportar, entre otros, los siguientes estudios:

- Análisis de fatiga: De acuerdo al “*DNV Spectral fatigue Analysis CSA-FLS*” u otra Sociedad de Clasificación miembro del IACS;
- “*Waterway Suitability Assessment*”, de acuerdo al estándar NVIC 05-05;
- Estudio de navegabilidad en caso de tsunamis;
- Análisis completo de Ruidos y Vibraciones. Todas las vibraciones en el FSRU deberán estar por debajo de los límites establecidos en la norma ISO 6954 (última edición). El diseñador del FSRU deberá cumplir con la norma ISO 4867/4868 y la “*Guidance Notes on Acceptable Vibration Levels and their measurements*” de la ABS o una sociedad de clasificación equivalente del IACS;
- Análisis de *Sloshing*: Se deberá aportar un estudio de *sloshing* para asegurar que el diseño de los tanques del FSRU ha considerado los diferentes desplazamientos de líquido GNL y sus cargas dinámicas asociadas tanto en situación de amarre con operaciones en el atraque como en situación de navegación y para las diferentes situaciones climatológicas extremas posibles en la Bahía de Buenaventura. Se deberá asegurar que los efectos del “*sloshing*” no tendrán ningún resultado adverso en la estabilidad del FSRU.



- La selección de materiales estructurales en contacto con GNL de los tanques o de equipos de proceso que contienen GNL estará de acuerdo al “IGC Code”.

#### 4.3.3.2 Tanques de almacenamiento de GNL

Los tanques que almacenan el GNL del FSRU, con un mínimo de capacidad total de 170.000 m<sup>3</sup> podrán ser de diferente tipología: Esferas MOSS, SPB o Membrana.

##### 4.3.3.2.1 Diseño Esferas tipo MOSS

El almacenamiento de GNL consistirá en un mínimo de 4 esferas de aluminio. Cada uno de los almacenamientos estará diseñado para la máxima presión permitida para estos tanques por el IMO IGC Code, y estarán construidas como tanques independientes tipo B, de acuerdo al IMO IGC Code.

Estos tanques consisten básicamente en una simple pared aislada de forma esférica soportada por un faldón vertical y conectado al tanque por la periferia ecuatorial.

El material de los tanques será aleación de aluminio. La máxima densidad del contenido será de 0.5 toneladas /m<sup>3</sup>.

Se debe establecer un sistema de detección de fugas que evite el contacto directo del GNL con los elementos estructurales del buque.

Los tanques esféricos tendrán un domo de cubierta con protección ante el fuego de rating A-60 y estarán diseñados para sobre-presión por explosión. La protección por fuego de todas las áreas próximas a la Planta de Regasificación del FSRU será de rating A-60.

Los tanques deberán tener un aislamiento apropiado al servicio y temperatura del GNL que no permitan un *Boil-off* superior al 0,15% por día. Deberá usarse espuma de poliestireno o poliuretano o similar.

Los almacenamientos tipo MOSS deberán incorporar los diseños estándar, tuberías, instrumentación de este tipo de tanques, incluyendo como mínimo:

- Tuberías de llenado superior e inferior;
- Instalaciones para bombas sumergidas y 2 líneas de descarga;
- Tuberías para retorno de vapor y *boil-off*;
- Tubería para spray de GNL;
- Escaleras de acceso para inspección;
- Accesos de hombre;
- Instrumentación (nivel radar, sensores de temperatura, etc.);



- Tres tuberías para toma muestras del contenido, y
- Conexión para válvulas de seguridad de presión y vacío en número apropiado.

#### 4.3.3.2.2 Diseño tanques prismáticos tipo SPB

El almacenamiento de GNL consistirá en un mínimo de 4 tanques prismáticos. Cada uno de los almacenamientos estará diseñado para la máxima presión permitida para estos tanques por el IMO IGC Code, y estarán construidas como tanques independientes tipo B, de acuerdo al IMO IGC Code.

Estos tanques consisten básicamente en una simple pared aislada de forma prismática reforzada por estructuras internas horizontales y placas rigidizadoras.

El material de los tanques será aleación de aluminio. La máxima densidad del contenido será de 0.5 toneladas /m<sup>3</sup>.

Estos almacenamientos irán equipados de forma similar a los de forma esférica según lo indicado en el apartado anterior.

#### 4.3.3.2.3 Tanques de membrana

Los almacenamientos de tipo membrana serán válidos si son del tipo GT NO 96 con las barreras primarias y secundarias fabricadas en INVAR y un espesor mínimo de 0,7 mm.

#### 4.3.3.3 Transferencia de GNL desde Carrier a FSRU

El sistema de carga de GNL deberá estar diseñado para transferencia de GNL en atraque (*ship to ship* o por medio de doble atraque con brazos criogénicos articulados) por una duración inferior a las 16 horas y con la máxima contrapresión establecida entre los niveles diferenciales del carrier y FSRU.

El *boil-off gas* de los tanques de GNL será enviado al compresor de baja presión de la planta de regasificación del FSRU. El *boil-off gas* se utilizará como gas combustible, se inyectará en el GNL a la succión de las bombas secundarias o será comprimido y enviado conjuntamente con el gas regasificado.

El sistema de bombas incluirá, al menos, una unidad criogénica en operación y otra en reserva. Las bombas serán de tipo vertical, sumergidas y centrifugas, situadas en pozos con válvulas de pie, de diseño probado en el fondo.

Todo el sistema de tuberías estará soportado y guiado para soportar los esfuerzos debidos a cambios de temperatura, arranques y paros de bombas, etc. y deberá estar aislado según criterios estándar para tubería criogénica.

#### 4.3.3.4 Planta de Regasificación

El GNL será bombeado por medio de las bombas primarias sumergidas en los tanques de GNL. Estas bombas proporcionan la presión de aspiración para las bombas secundarias (bombas *booster* o bombas de *send-out*) previo paso por el Relicuator donde se produce la licuación del *Boil-off gas* procedente de los compresores de baja presión.

Podrán utilizarse variadores de frecuencia para las bombas secundarias y así acomodar la presión de impulsión a la necesaria para su envío a gasoducto.

El GNL es vaporizado en cambiadores de calor por medio de un fluido calefactor en circuitos abiertos o cerrados.

En circuitos abiertos el fluido calefactor es agua de mar y es captado de las inmediaciones del FSRU, enviado a los cambiadores de calor y retornado al mar. El agua retornada al mar deber tener una temperatura unos 8 a 10 °C inferior al agua captada. El caudal de agua debe ser suficiente para evitar su congelación.

Es preciso valorar el impacto medioambiental de la captación y vertido del agua de mar. Se debe asegurar una correcta dispersión del agua para evitar modificar de forma sustancial la flora y fauna marina de los ecosistemas próximos.

En circuitos cerrados el fluido calefactor será una mezcla de agua dulce y glicol (36% de glicol) que cede su calor al GNL y a su vez se calienta con vapor procedente de las calderas del FSRU. Al ser cerrado, este circuito no tiene vertidos al mar (pero sí mayores emisiones de humos de combustión), y solo requiere una pequeña aportación de agua dulce y de glicol y de asegurar que la proporción de ambos se mantiene.

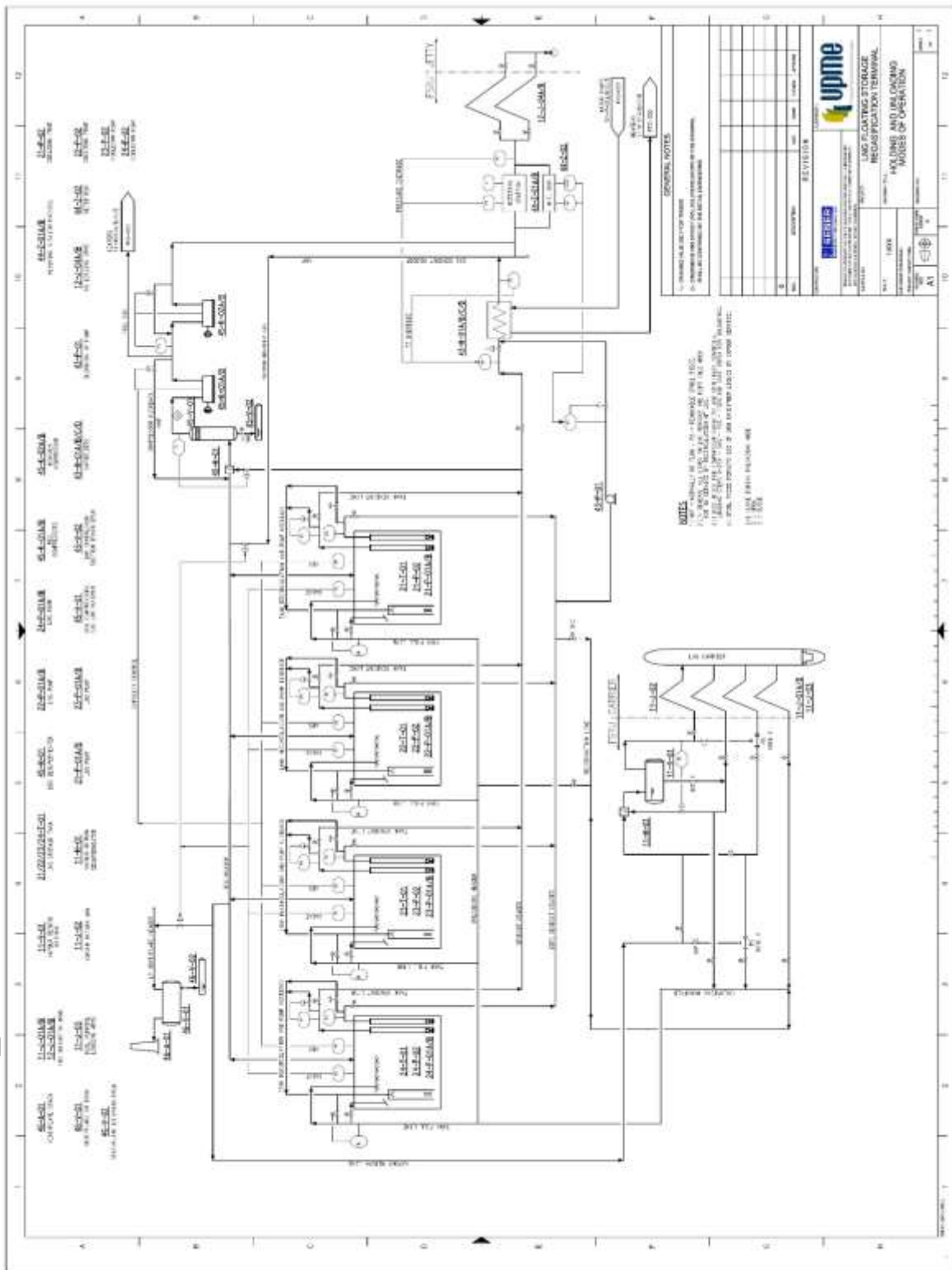
Existe una modalidad adicional denominada IFV (*Intermediate Fluid Vaporizer*) donde se utiliza un fluido intermedio entre el agua de mar o agua-glicol y el GNL, que suele ser propano. El fluido calefactor (bien sea agua de mar o agua-glicol vaporiza el propano, que es condensado cediendo su calor latente para vaporizar el GNL).

De esta forma se evitan los problemas de congelación del agua de mar (o agua-glicol) cuya temperatura de congelación es aproximadamente -2 °C (ó -20 °C de la mezcla agua-glicol) frente al del propano que es -188 °C. También pueden utilizar cambiadores más compactos (reduciendo tamaño y peso) pero tiene como gran desventaja que se introduce un nuevo fluido inflamable como es el propano dentro de las instalaciones del FSRU.

- 1 Ciertos FSRU tienen la posibilidad de operar en cualquiera de los dos circuitos
- 2 descritos. Se deberá conseguir las autorizaciones ambientales necesarias para
- 3 operar en la forma seleccionada.
- 4

PREPUBLICACIÓN

1 **Figura 5. Esquema PFD preliminar de Regasificación del FSRU (Indicativo)**



2  
3 Fuente: SENER Pacífico, 2017

#### 4.3.3.5 Generación eléctrica y sistemas eléctricos

Un sistema de generación eléctrica proporcionará el suministro eléctrico a todo el FSRU incluyendo planta de regasificación, sistema de almacenamiento y transferencia, sistemas de control de operaciones y seguridad marítima y espacios reservados a vivienda de la tripulación.

El sistema deberá estar configurado con redundancia N+1, de tal forma que las operaciones no se vean comprometidas si la operación del equipo mayor está fuera de servicio.

El sistema de generación incluirá un sistema de emergencia que deberá ser independiente del sistema principal. El sistema de emergencia deberá dar servicio a las cargas esenciales incluyendo las propias destinadas a la seguridad e integridad del FSRU, y las de seguridad de las personas.

El sistema debe ser capaz de arranque desde una situación de black-out con el sistema principal de generación fuera de servicio y sin suministro de gas.

El sistema de generación eléctrico debe operar de forma estable soportando repentinas variaciones en carga y por extensos periodos de tiempo a carga reducida.

El sistema de generación principal deberá estar situado en la zona de popa. El nivel de tensión generado será de 6.6 kV.

Existirán centros de distribución tanto en proa como en popa de los niveles de tensión de 3 fases 6.6 kV y 3 fases 480 V.

En zona de popa se situará un generador de emergencia en 480 V y un centro de distribución de 2 fases 230V. Los motores de mayor potencia estarán alimentados en 6.6kV mientras que las unidades de menor potencia estarán alimentados de 480 V o 230V según se requiera.

Todo el sistema de generación eléctrica estará controlado de forma remota desde la sala de control principal del FSRU.

En circunstancias normales el sistema de generación eléctrica consumirá *Boil-off gas* que será medido y ajustado en presión aproximadamente a 65 psig (dependerá de los diferentes sistemas alimentados). Sin embargo en situaciones de puesta en marcha, en reparaciones por mantenimiento o en situaciones de emergencia el gas puede no estar disponible. Por ello uno de los generadores deberá tener alimentación dual en gas y diésel marino (MDO). Los generadores de emergencia y el de reserva deberán tener como alimentación el MDO.



El diseño eléctrico y la instalación de equipos eléctricos, cables y accesorios se basarán en reglas establecidas por las Sociedades de Clasificación. Todos los centros de control de motores, subestaciones, cableado y sistemas de alumbrado se diseñarán según normas internacionales de reconocido prestigio y normas de protección y seguridad. Los centros de distribución eléctricos estarán adecuadamente presurizados y equipados con sistemas de aire acondicionado.

Todo el equipo eléctrico instalado dentro de zonas en las que puede haber presencia de gas inflamable se suministrará e instalará con los debidos certificados adecuados al área clasificada correspondiente.

Todos los sistemas eléctricos deberán estar diseñados de acuerdo a estándares IEC y apropiados para instalaciones *offshore*.

#### 4.3.3.6 Sistema de agua contra incendios

El FSRU estará equipado con 4 bombas de agua contra incendios, cada una de ellas con el 50% del caudal nominal requerido según el estudio de escenarios de incendio. Dos bombas estarán situadas en la parte posterior a la sala de máquinas principal y las otras dos en la parte anterior. Las cuatro bombas suministrarán la redundancia requerida por las Sociedades de Clasificación y compañías de Seguros. Los colectores principales de agua contra incendios estarán en todo momento presurizados por medio de bombas *jockey*.

#### 4.3.3.7 Sistema de agua de mar

El agua de mar es requerido para la planta de regasificación ya que aporta el calor necesario para incrementar la temperatura del GNL (aproximadamente a  $-169^{\circ}\text{C}$ ) y regasificarlo. También se requiere para la refrigeración de diversos sistemas del FSRU.

El FSRU podrá captar agua de mar de ambos lados (babor/estribor) y deberá estar equipado con válvulas de admisión, filtros y accesorios con la flexibilidad requerida.

Se permite el uso de materiales plásticos para tuberías con agua de mar con la necesaria certificación y debida aprobación de las autoridades ambientales.

#### 4.3.3.8 Sistemas de agua dulce

El FSRU estará equipado con sistemas redundantes de agua fresca, y de la debida capacidad, para asegurar que es auto-suficiente sin necesidad de aportes externos.



La planta de agua dulce podrá utilizar el calor residual de los generadores de gas o diésel, o bien ser de tipo osmosis inversa. Cada planta tendrá el 100% de capacidad requerida.

Se deberá instalar un sistema de esterilización para agua de uso potable/doméstico.

La toma de captación de agua de mar que se utilizará para potabilizar estará lo más alejada posible de puntos de vertido, especialmente de aguas residuales.

Los tanques de agua potable deberán ser fabricados en acero inoxidable.

#### 4.3.3.9 Sistemas de Aire comprimido

Todo el aire de planta y de instrumentos requerido por las operaciones del FSRU deberá estar suministrado, de forma redundante, por unidades situadas en el interior del FSRU.

Preferentemente los compresores serán de tornillo no lubricado. Los compresores de aire seguirán las normas habituales de equipos de refinería (API).

Se requerirá un punto de rocío (*dew point*) de -20 °C para el aire de instrumentos, que se conseguirá con secadores tipo alúmina activada con o sin regeneración por calor.

Al menos se instalarán 3 compresores del 50% de capacidad, estando uno de ellos en reserva.

#### 4.3.3.10 Sistema de gas inerte

Se deberá contar con generadores de nitrógeno por membranas en una capacidad no inferior a 3 x 120Nm<sup>3</sup>/h, requiriendo una mínima calidad del N2 del 99%.

#### 4.3.3.11 Sistemas automáticos para equipos y maquinaria

Todos los equipos y máquinas del FSRU serán operados con supervisión permanente desde la sala de control principal. Por ello todos los sistemas equipos y máquinas deben tener suficientes controles remotos y automáticos y tener incorporada la debida instrumentación. Todos los sistemas deberán tener la clasificación de “*Unmanned Machinery Space*”.

No obstante, en todos los sistemas del FSRU se debe permitir la operación local cuando los sistemas automáticos están fuera de servicio. Por ello se deberá instalar la necesaria instrumentación para operación manual, tales como termómetros y manómetros.

#### 4.3.3.12 Sistemas de lubricación

Se instalará un sistema de distribución de aceite de lubricación, así como sistemas de filtrado y purificación.

#### 4.3.3.13 Tratamiento de efluentes y residuos

El tratamiento de todos los efluentes estará de acuerdo a los requisitos establecidos por MARPOL.

El FSRU deberá estar equipado con los siguientes sistemas:

- Sistemas de contenedores para almacenar los residuos sólidos y enviar a tratamiento en tierra. Se requiere segregación de residuos
- Trituradores de residuos orgánicos según requisitos MARPOL
- Un sistema de recogida de residuos con tratamiento en 4 etapas según MARPOL 2005 que incluye:
  - Recogida y reducción de partículas hasta un tamaño inferior a 25 mm
  - Aireación por inyección
  - Decantación de 18 a 24 horas para tratamiento biológico
  - Desinfección con cloro
- El sistema podrá también operar con modo de descarga cero con acumulación de todas las aguas negras. Se requiere un almacenamiento mínimo de 200 m3 y un sistema de transferencia a cisternas que enviarían los residuos a tratamiento en tierra.

#### 4.3.3.14 Sistemas de control

El FSRU estará equipado con un sistema de control centralizado y totalmente automático para proporcionar funciones de control de proceso y seguridad.

El sistema estará formado por un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) que proporcionará la seguridad y enclavamientos de proceso y las funciones de parada y corte, y un Sistema de Control Distribuido (DCS - *Distributed Control System*) que proporciona las funciones de control del proceso y sistemas de utilities.

Todas las funciones de seguridad de proceso se controlarán en el SIS. El sistema de monitoreo y alarmas del Sistema de Fuego y GAS (F&G) se implementará en un módulo separado pero integrado en el SIS. La mayor parte de las funciones de control estarán implementadas en el DCS aunque en ciertos equipos y sistemas los controladores locales serán utilizados.

Los sistemas instrumentados permitirán que la planta de regasificación y los sistemas de envío de gas del FSRU serán normalmente controlados a distancia desde la sala de control central. De igual forma se instalará un sistema de circuito cerrado de cámaras de televisión (CCTV) para vigilar todas las áreas de proceso. La intervención de los operadores se limitará a un mínimo.

Todos los paneles electrónicos serán aptos para su uso en ambiente marino y húmedo (clima tropical).

La disponibilidad de los diferentes sistemas de control será como mínimo:

- DCS : 99.95%
- SIS : 99.997%
- F&G : 99.997%

#### 4.3.3.14.1 Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)

Este sistema deberá combinar los requisitos de alta fiabilidad y muy alta disponibilidad. Se realizará un estudio de SIL para definir los niveles de integridad requeridos (según IEC 61508) para estos sistemas.

La arquitectura de los PLC será triple modular redundante (TMR) o Doble Redundante con diagnóstico (1oo2D). Todas las señales de parada de emergencia deberán estar cableadas directamente desde las cabinas de Marshalling.

Los sistemas de SIS y F&G serán similares en hardware y software para minimizar partes de repuesto. El estado de información del SIS será visible a los operadores vía los link de comunicaciones desde los puestos de control del DCS.

El SIS recibirá los inputs desde el FGS y ejecutará las acciones programadas para salvaguardar la seguridad de las personas e instalaciones.

Los enclavamientos están diseñados para operar de forma automática si las variables del proceso salen de los parámetros normales de funcionamiento y cuando una situación peligrosa tiene probabilidades de ocurrir.

Las paradas (*shutdowns*) pueden iniciarse manualmente por botones dedicados en sala de control o en localizaciones concretas de las instalaciones de proceso. La autorización de re-arranque deberá ser proporcionada por los operadores desde sala de control.

Todas las alarmas del SIS serán transmitidas y registradas para su análisis posterior.

#### 4.3.3.14.2 Sistema de Fuego y Gas (FGS)

El sistema FGS deberá ser altamente fiable, independiente e integrado dentro del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS). Su función es monitorear y controlar todos los elementos del sistema de FGS, realizar la lógica programada para proporcionar señales de activación de elementos de protección frente al fuego y activar las paradas al sistema SIS.

Todos los elementos de detección de fuego, gas, calor, etc. estarán cableados directamente a las cabinas “marshalling” del sistema FGS.

Los sistemas de F&G monitorizarán las condiciones anormales de tal forma que cuando se detecte un riesgo, se inician las alarmas y acciones de control necesarias. Las señales de salida desde el FGS estarán cableadas directamente al sistema SIS para realizar las oportunas paradas de equipos, cerrar válvulas etc. usando el sistema de voto de elementos de detección.

Todas las alarmas y fallos se mostrarán en las estaciones de operación del sistema de control, así como en paneles dedicados al FGS en la sala de control.

El FGS tendrá su comunicación con la activación de sistemas de protección contra el fuego (bombas de agua contra-incendio). Igualmente tendrá comunicación con los sistemas de alarmas sonoras del FSRU.

Todas las entradas y salidas del sistema de FGS estarán indicadas en la matriz causa-efecto.

Como mínimo, los siguientes sistemas de detección/activación estarán integrados en el FGS:

- Sistema de detección de hidrocarburos;
- Sistemas de detección de llama;
- Sistemas de detección de humo y calor;
- Sistemas de detección de niebla de aceite lubricante en espacios de maquinaria, y
- Sistemas de alarmas de fuego manuales.

#### 4.3.3.14.3 Sistema de control distribuido (DCS)

El DCS se basará en un sistema de control distribuido estándar de arquitectura abierta y con red de comunicaciones de datos de alta velocidad. El DCS deberá permitir la distribución geográfica y funcional y la integración de dispositivos y PLC de otros sistemas.

El principal objetivo del DCS será facilitar el control y monitoreo (incluyendo la producción de informes) mediante la adquisición y procesamiento de parámetros de operación para permitir al operador el conocimiento e información detallada de las condiciones de la Planta y condiciones operacionales.

Hasta donde sea posible el control de los sistemas de utilities y de control marino del FSRU estará incorporado en el DCS. Hay sistemas para los cuales puede ser más apropiado la implementación del control en sistemas discretos independientes. Estos sistemas (generación de energía eléctrica, control de carga y lastre, etc.) tendrán sus sistemas de control conectados al DCS por medio de *links* de comunicaciones de datos.

La visualización de los parámetros de proceso y la activación de elementos del FSRU se realiza por medio de las estaciones de operador que consisten en estaciones de trabajo y paneles mímicos para los sistemas SIS y FGS. El sistema DCS también deberá, como mínimo:

- Integrar la información de la planta y comunicarlo con la oficina de dirección;
- Proporcionar un 20% de capacidad de reserva de señales input/output;
- Proporcionar configuración redundante, y
- Integrar la operación del FSRU con la planta de tierra.

#### 4.3.3.15 Principales normas de aplicación

##### 4.3.3.15.1 Resumen de códigos y estándares aplicables a Seguridad y Salud

**Tabla 30. Códigos y estándares aplicables a seguridad y salud**

Code No.	Title
DNV-OS-A101	Safety Principals and Arrangement
DNV OS-D301	Fire Protection
DNV-OS-E201	Hydrocarbon Production Plant (pressure relief)
API RP 521	Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems
API RP 14C	Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms
API RP 70	Security for Offshore Oil and Natural Gas Operations



Code No.	Title
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage and Handling of LNG (see section F.2 for details of partial and supplemented application)
EEMUA	Engineering Equipment and Material Users Association Guide No. 140: Noise Procedure Specification
ISO	International Standards Organization, all relevant standards

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.2 Resumen de códigos y estándares aplicables a Medio Ambiente

**Tabla 31. Códigos y estándares aplicables al Medio Ambiente**

Code No.	Title
ISO 14001	International Standards Association – Environmental Management System
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from ships 1973

Fuente: SENERPacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.3 Resumen de códigos y estándares aplicables a Aseguramiento de la calidad

**Tabla 32. Códigos y estándares aplicables a aseguramiento de la calidad**

Code No.	Title
ISO 9001	International Standards Association – Quality Management System
DNV-OSS-309	DNV Verification, Certification and Classification of Gas Export and Receiving Terminals (FSRU classification)
DNV-OSS-300	Risk Based Verification (refs: OSS-301 (pipelines), OSS-302 (risers), etc).
DNV-RP-G101	Risk Based Inspection –Offshore Topsides Mechanical Equipment (supplemental to OSS-309)



Code No.	Title
ASME B 31.8S	Pipeline Integrity Management System (supplemental to DNV-OSS- 301)

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.4 Resumen de códigos y estándares aplicables a IMR (Inspection, Maintenance and Repair)

**Tabla 33. Códigos y estándares aplicables a IMR**

Code No.	Title
DNV-OSS-309	DNV Verification, Certification and Classification of Gas Export and Receiving Terminals (FSRU classification)
DNV-OSS-300	Risk Based Verification (refs: OSS-301 (pipelines), OSS-302 (risers), etc)
DNV-RP-G101	Risk Based Inspection –Offshore Topsides Mechanical Equipment (supplemental to OSS-309)
ASME B 31.8S	Pipeline Integrity Management System (supplemental to DNV-OSS- 301)
API 510	Pressure Vessel Inspection Code: maintenance, inspection, rating, repair and alteration.
API 570	Piping Inspection Code : Inspection, Repair, Alteration and re-rating on in-service piping systems
API RP 574	Inspection Practices for piping system components
API 1104	Welding of Pipelines and related facilities (inspection of welds)

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.5 Resumen de códigos y estándares aplicables al FSRU

**Tabla 34. Códigos y estándares aplicables al FSRU**

Code No.	Title
DNV-OSS-309	DNV's Verification, Certification and Classification of Gas Export and Receiving Terminals. (OI Floating Offshore LNG Re-gasification Terminal POSMOOR BIS CRANE HELDK COAT-2 EC0)
DNV-OSS-103	Rules for Classification of LNG Floating Production and Storage Units or Installations
API RP 2C/D	Offshore cranes/operation and maintenance
API RP 2A-WSD	Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms Working Stress Design (for Topsides structures, including flare tower, external turret mooring arm)
IGC	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
DNV PT.5 Chapter 5	DNV Rules for Ships, Part 5, Chapter 5, Liquefied Gas Carriers
DNV-OS-C101	Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD method) (for Topsides structures, including flare tower and external turret mooring arm (supplementing API RP 2A to account for vessel motions, etc.)
DNV-RP-C102	Structural Design of Offshore Ships
AISC-WSD	AISC WSD Manual of Steel Construction (for Topsides structures, including flare tower, External turret mooring arm)
CN30.7	DNV Classification Note No. 30.7 Fatigue Assessment of Ship Structures, February 2003
CN33.1	Classification Note No. 33.1 Corrosion Prevention of Tanks July 1999
DNV-RP-B401	Cathodic Protection Design

Code No.	Title
DNV-RP-B101	Corrosion Protection of Floating Production and Storage Units
DNV-RP-C201	Buckling Strength of Plated Structures
SIGTTO/ICS/OCIMF 1995	Ship to Ship Transfer Guide (Liquefied Natural Gas), IGTTO/ICS/OCIMF
COLREG	International Regulations for Preventing Collisions at Sea
USCGD	FRSU and LNGC Exclusion and Safety Zones
NVIC 05-05	Waterway Suitability Assessment (WSA)
DNV-OS-D101	HVAC Standards
IMO Res A.468(XII)	Code of Noise Levels on Board Ships
ISO 6954 :1984	Mechanical vibration and shock—Guidelines for the overall evaluation of vibration in merchant ships.
ISO 6954 :2000	Mechanical vibration and shock—Guidelines for the overall evaluation of vibration in merchant ships.
ISO 4867	Code for the measurement and reporting of shipboard vibration data
ISO 4868	Code for the measurement and reporting of local vibration data of ship structures and equipment.
ISO 2041	Vibration and shock— Vocabulary
ISO 2631	Guide for the evaluation of human exposure to whole-body vibration.
ISO 2923	Acoustics -- Measurement of noise on board vessels
UL595 -	Marine Type Electric Lighting Fixtures
SIGTTO	Manning Qualification Requirements
ILO	International Labour Organisation - Maritime Labour Convention

Code No.	Title
IACS No 47	Shipbuilding & Repair Quality Standard
TSCF	Guidelines for Ballast Tank Coating System and Surface Preparation

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.6 Resumen de códigos y estándares aplicables a Defensas y maniobras de atraque

**Tabla 35. Códigos y estándares aplicables a defensas y maniobras de atraque**

Code No.	Title
SIGTTO/ICS/OCIMF	Ship to Ship Transfer Guide (liquefied Natural Gas)
OCIMF	Mooring equipment Guidelines
OCIMF	Prediction of Wind and Current Loads on VLCCs,
OCIMF	Guidelines and Recommendations for the safety mooring of large ships at piers and Sea Islands
DNV-OS-E301	POSMOOR
API RP 2FP1	Recommended Practice for Analysis, & Maintenance of Catenary Moorings for Floating Production Facilities
Cert Note 2.5	DNV Certification Note for Offshore Mooring Steel Wire Ropes
Cert Note 2.6	DNV Certification Note for Offshore Mooring Chain
API RP 2A	Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms
DNV-RP-C203	Fatigue Strength Analysis of Offshore Steel Structures

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.7 Resumen de códigos y estándares aplicables a Sistemas Mecánicos

**Tabla 36. Códigos y estándares a sistemas mecánicos**

Code No.	Title
DNV-OS-D101	Marine and Machinery Systems
Codes for piping systems	
ASME B31.3	Process piping
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems ASME Code for Pressure Piping
API RP 14 E	Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems
codes for unfired pressure vessels	
ASME section VIII	Boilers and Pressure Vessel Code
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.7	Boilers, pressure vessels, thermal-oil installations and incinerators
codes for boilers	
API Std 530	Calculation of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries
ASME section I	Power Boilers
ASME section IV	Heating Boilers
NFPA 8502	Standard for the Prevention of Furnace Explosions/Implosions in Multiple Burner Boilers
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.7	Boilers, pressure vessels, thermal-oil installations and incinerators
ISO/R 831	Rules for construction of stationary boilers
TBK-1-2	General Rules for Pressure Vessels
codes for atmospheric vessels	
API Spec 12 F	Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids.
API 2000	Venting Atmospheric Storage Tanks
API Std 650	Welded Steel Tanks for Oil Storage.

Code No.	Title
DIN 4119	Tank installation of metallic materials
codes for heat exchangers	
API Std 661	Air Cooled Heat Exchanger for General Refinery Services
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.7	Boilers, pressure vessels, thermal-oil installations and incinerators
TEMA R	Heat Exchanger Tubing
codes for pumps	
ANSI 73.1/2	Centrifugal Pumps
API Std 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services
API Std 674	Positive Displacement Pumps - Reciprocating
API Std 675	Positive Displacement Pumps - Controlled Volume
API Std 676	Positive Displacement Pumps - Rotary
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.1	Machinery System, General
codes for compressors	
API Std 617	Centrifugal Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services.
API Std 618	Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API Std 619	Rotary Type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
API Std 672	Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.5	Rotating Machinery, Driven Units
ISO 13707	Reciprocating compressors
codes for combustion engines	



Code No.	Title
ISO 3046/1	Reciprocating Internal Combustion Engines
NFPA No 37	Stationary Combustion Engines and Gas Turbines
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.3	Rotating Machinery, Drivers
EEMUA publication 107	Recommendations for the protection of diesel engines for use in zone 2 hazardous areas
codes for gas turbines	
API Std 616	Gas Turbines for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
ANSI B133.4	Gas Turbine Control and Protection Systems
ISO 2314	Gas Turbine Acceptance Tests
ASME PTC 22	Gas Turbine Power Plants
NFPA No 371975	Stationary Combustion Engines and Gas Turbines.
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.3	Rotating Machinery, Drivers
codes for gears	
AGMA 218/219	Gear Rating
API Std 631	Special Purpose Gear Units for Refinery Service
DNV Classification Note 41.2	Calculation of gear rating for marine transmissions
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.4	Rotating Machinery, Power Transmissions
ISO 6336 Pt. 1-5	Gears
codes for couplings	
Rules for Classification of Ships Pt.4 Ch.4	Rotating Machinery, Power Transmission
API Std 671	Special Purpose Couplings for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services.
codes for lubrication and sealing	

Code No.	Title
API Std 614	Lubrication, Shaft-Sealing and Control-Oil Systems and Auxiliaries for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.8 Resumen de códigos y estándares aplicables para instalaciones contra-incendios

**Tabla 37. Códigos y estándares aplicables para instalaciones contra-incendios**

Code No.	Title
DNV-OS-D301	Fire Protection
DNV-OS-D101	Marine and Machinery Systems
API RP 14G	Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platforms
NFPA 1	Fire Protection Code
ISO 13702	Control and Mitigation of Fires and Explosions on Offshore Installations.
SOLAS	International Convention of the Safety of Life at Sea

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.9 Resumen de códigos y estándares aplicables a elementos de izado

**Tabla 38. Códigos y estándares aplicables al izado**

Code No.	Title
API 2C	Specification for Offshore Cranes
DNV Rules	DNV Rules for Lifting Appliance

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.10 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso

**Tabla 39. Códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso**

Code No.	Title
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas
DNV OS A101	Safety and Arrangement
DNV OS E201	Hydrocarbon Production Plant
API RP 14C	Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms
Process Plant Equipment	
TEMA	Tubular Exchanger Manufacturers Association
NFPA 37	Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines
ASME VIII	Boiler and Pressure Vessel Code
API RP 520	Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries
API RP 521	Guide for Pressure Relieving and Depressurising Systems
API Std 537	Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service
API Std 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services
API Std 6D	Specification for Pipeline Valves
API Std 617	Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API Std 618	Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas
API Std 619	Rotary Type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services

Code No.	Title
Process Piping	
ASME B31.3	Pressure Piping
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems ASME Code for Pressure Piping
API 14E	Design and Installation of offshore production platform piping systems
Fuel Gas System	
IGC Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
DNV OD D101	Marine and Machinery Systems and Equipment

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.11 Resumen de códigos y estándares aplicables a Tanques de GNL

**Tabla 40. Códigos y estándares aplicables a tanques de GNL**

Code No.	Title
IGC Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code)
Class Rules	DNV Rules for Liquefied Gas Carriers, Pt.5 Ch.5
Supplemental text	In-service inspection and monitoring to be allowed.
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.12 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación

**Tabla 41. Códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación**

Code No.	Title
NFPA 59A	Standard for Production, Storage and handling of Liquefied Natural Gas

Code No.	Title
API RP 14C	Recommended Practice for the Analysis, Design Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries.
ASME B31.3	Process Piping
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems ASME Code for Pressure piping

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.13 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas eléctricos e Instrumentación

**Tabla 42. Códigos y estándares aplicables a sistema eléctricos e instrumentación**

Code No.	Title
DNV-OS-A101	Safety principles and arrangements
DNV-OS-D201	Electrical installations
DNV-OS-D202	Instrumentation and telecommunications systems
IEC 60092-502	Tankers – Special features
API RP 14C	Recommended practice for analysis, design, installation, and testing of basic surface systems for offshore production platforms
API RP 14F	Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1 and Division 2 Locations
API RP 14FZ	Design and Installation of Electrical Systems for Fixed & Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2 Locations
API 500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities

Code No.	Title
API 505	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
NFPA 70	National Electrical Code (Onshore parts of project, offshore only article 505)
IEC 61508	Functional safety of electrical/electronic/programmable safety-related systems (ESD, PSD, F&G etc – Effects hardware selection – vendor requirements)
IEC 61511	Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector (ESD, PSD, F&G etc – System user & designer considerations)
IEC 50091	Uninterruptible Power Supply Systems
IEC 60034	Rotating Electrical Machines
IEC 60038	IEC Standard Voltage
IEC 60050	International Electrotechnical Vocabulary
IEC 60056	High-voltage alternating-current circuit-breakers
IEC 60076	Power Transformers
IEC 60079	Electrical Apparatus for explosive gas atmospheres
IEC 60099	Surge arrestors
IEC 60146	Semiconductor converters
IEC 60269 / BS 88	Low Voltage Fuses
IEC 60287	Electric cables –Calculations of the current ratings
IEC 60298	AC metal-enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1kV and up to and including 52kV
IEC 60309	Plugs socket outlets and couplers for industrial and explosive gas atmospheres
IEC 60331	Fire Resisting Characteristics of Electrical Cables
IEC 60332	Test on Electrical Cables under Fire Conditions



Code No.	Title
IEC 60354	Loading guide for power transformers
IEC 60439	Low-voltage switchgear and control gear assemblies
IEC 60502	Extruded solid dielectric insulated power cables for rated voltages from 1-kV up to 30-kV.
IEC 60529	Degrees of protection provided by enclosures
IEC 60598	Luminaires
IEC 60617	Graphical Symbols
IEC 60909	Short circuit calculations in 3-phase AC systems
IEC 61000	Electromagnetic compatibility (EMC)
ISO 1461	Hot Dip Galvanized Coatings on Fabricated Iron and Steel Articles – Spec Test Methods
ATEX	Manufacturer's Directive 94/9/EC (ATEX 100a/95)
ATEX	User Directive 99/92/EC (ATEX 137)
EMC	Directive 89/336/EEC (including Directive 91/263/EEC)
AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Part 2, Specification and Installation Requirements
AGA Report No. 5	Fuel Gas Energy Metering
AGA Report No. 8	Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases
AGA Report No. 9	Measurement of Gas by Multi-path Ultrasonic Meters
ANSI/FCI 70.2	Control Valve Seat Leakage
ISA S5.1	Instrumentation Symbols and Identification
ANSI/ISA 51.1	Process Instrumentation Terminology
ISA 18.1	Annunciation Sequences & Specifications
ANSI/IEEE C37.1	Specification used for Supervisory Control, Data Acquisition & Control
ANSI/ISA 75.01.01 (IEC 60534-2Mod)	Flow Equations for Sizing Control Valves

Code No.	Title
ANSI/ISA 75.08.01	Face-to-Face Dimensions for Integral Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (ANSI Classes 125, 150, 250, 300, & 600)
ANSI/ISA 75.08.06	Face-to-Face Dimensions for Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (ANSI Classes 900, 1500, & 600)
ANSI/ISA 75.22	Face-to-Centerline Dimensions for Flanged Globe-Style Angle Control Valve Bodies (ANSI Classes 150, 300)
API SPEC 6D	Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball, and Check Valves)
API SPEC 6FA	Specification for Fire Tests for Valves
API RP 14C	Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms
API RP 520, Part I	Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Systems in Refineries, Sizing and Selection
API RP 520, Part II	Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Systems in Refineries, Installation
API STD 526	Flanged Pressure Relief Valves
API STD 527	Commercial Seat Tightness of Pressure Relief Valves with Metal to Metal Seats
API RP 551	Process Measurement Instrumentation
API RP 552	Transmission Systems
API RP 554	Process Instrumentation and Control
API RP 555	Process Analyzers
API STD 598	Valve Inspection & Testing
API STD 600	Bolted Bonnet Steel Gate Valves for Petroleum & Natural Gas Industries
API STD 609	Butterfly Valves Double Flanged, Lug & Wafer Type.
API STD 670	Machinery Protection Systems
API STD 2000	Venting Atmospheric & Low-Pressure Storage Tanks – Non- refrigerated & Refrigerated

Code No.	Title
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.10	Face-to-Face & End-to-End Dimensions of Valves
ASME B46.1	Surface Texture, Surface Roughness, Waviness, & Lay
ASME B1.20.1	Pipe Threads, General Purpose
ASME VIII	Boiler and Pressure Vessel Code
ASME PTC 19.3	Temperature Measurement
ASTM A269-04	Standard Specification for Seamless & Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service
ASTM D 1250-4	Standard Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables
EEMUA Publication 140	Noise Procedure Specification Guidelines
EEMUA Publication 191	Alarm Systems – A Guide to Design Management & Procurement
EEMUA Publication 201	Process Plant Control Desks Utilizing Human-Computer Interfaces – A Guide to Design, Operational and Human Interface Issues
EIA/TIA (RS) 232	Data Communication Interface Standard
EIA/TIA (RS) 485	Data Communication Interface Standard
EIA/TIA (RS) 422	Data Communication Interface Standard
EN 10204	Metallic Products – Types of Inspection Documents
EN 50081	Electromagnetic Compatibility: Generic Emission Standard
EN 50082	Electromagnetic Compatibility: Generic Immunity Standard
EN 50170	General purpose field communication system
GPA Standard 2145-03	Table of Physical Constants for Hydrocarbons and Other Components of Interest to the Natural Gas Industry
GPA Standard 2261-00	Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography
IEC 60079-0	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 0:General Requirements

Code No.	Title
IEC 60079-1	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 1: Flameproof enclosures - d
IEC 60079-2	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 2: Pressurized enclosures - p
IEC 60079-7	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 7: Increased Safety - e'
IEC 60079-11	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 11: Intrinsic Safety - i
IEC 60079-18	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 18: Encapsulation - m
IEC 60189	Low-frequency cables and wired with PVC insulation and PVC Sheath
IEC 60227	Polyvinylchloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V
IEC 60269	Low Voltage Fuse with High Breaking Capacity
IEC 60331	Fire Resisting Characteristics of Electrical Cables
IEC 60332	Test on Electrical Cables under Fire Conditions
IEC 60529	Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code)
IEC 60584-3	Thermocouples. Part 3: Extension and compensating cables – Tolerances and identification system
IEC 60708	Low-frequency cables with polyolefin insulation and moisture barrier polyolefin sheath
IEC 60751	Industrial Platinum Resistance Thermometer Sensors
IEC 60947-5-6	Low-voltage switchgear and control gear – Part 5-6: Control circuit devices and switching elements – DC interface for proximity sensors and switching amplifiers (NAMUR)
IEC 61000	Electromagnetic Compatibility
IEC 61131-3	Programmable controllers – Part 3: Programming languages

Code No.	Title
IEC 61158	Digital data communications for measurement and control – Fieldbus for use in industrial control systems
IEC 61508	Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety Related Systems
IEC 61511	Functional Safety – Safety instrumented systems for process industry sector
JIS C3410	JIS marine cable
IEEE 802.1	Overview of Local Area Network Standards
IEEE 802.3	Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD)
IEEE 802.4	Token-passing bus access method and physical layer specification
ISO 1000	SI units and recommendations for use of their multiples and of certain other units
ISO 5167	Measurement of Fluid Flow by means of Pressure Differential Devices inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full. Parts 1 to 4.
ISO 5168	Measurement of Fluid Flow – Evaluation of Uncertainties
ISO 5208	Industrial Valves – Pressure Testing of Valves
ISO 5209	General purpose industrial valves – marking
ISO 5210	Industrial Valves – Multi-turn Valve Actuator Attachments
ISO 5211	Industrial Valves – Part-turn Actuator Attachment
ISO 6551	Petroleum Liquids and Gases – Fidelity and Security of Dynamic Measurement – Cabled Transmission of Electric and/or Electric Pulsed Data
ISO 6976	Natural Gas – Calculation of Calorific Value, Density and Relative Density & Wobbe index from composition
ISO/CD 10715	Natural Gas, Sampling Guidelines

Code No.	Title
ISO 7278-3	Liquid Hydrocarbons – Dynamic measurement – Proving systems for volumetric meters Part 3 – Pulse Interpolation Techniques
ISO 9000 -9004	Quality Management Systems
ISO 10790	Measurement of fluid in closed conduits: Guidance to the selection, installation and the use of Coriolis Meters.
MSS SP-67	Butterfly Valves
MSS SP-68	High Pressure – Offset Seat Butterfly Valves
MSS SP-112	Quality Standard for Evaluation of Cast Surface Finishes – Visual & Tactile Method
MSS SP-25	Standard Marking System for Valves Fittings, Flanges and Unions
NFPA 72E – 4	Automatic Fire Detectors
NFPA 85	Boiler and Combustion Systems Hazards Code
NACE MR-01-75	Sulfide Stress Cracking Resistant Materials for Oil Field Equipment

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

#### 4.3.3.15.14 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas salvavidas

**Tabla 43. Códigos y estándares aplicables a sistemas salvavidas**

Code No.	Title
LSA Code	International Life-Saving Appliance Code (Res. MSC.48(&&)) and Testing and Evaluation of Life-Saving Appliances (Res. MSC.81(70))
SOLAS	Ch. 3, reg. 31 (for the free fall life boat)
Safety Case	A TEMPSC (temporary refuge) review shall be part of safety case.

Fuente: SENER Pacífico, 2017.



#### 4.3.4 Filosofía de operación

Este apartado únicamente incorpora aspectos operacionales claves que se deberán incorporar en el diseño del FSRU. Estos requisitos están establecidos de forma general. El Inversionista definirá con detalle los criterios de operación, que podrán ser auditados en todo momento por las Autoridades portuarias, locales o estatales, de conformidad con la Normatividad Aplicable.

##### 4.3.4.1 Salud, Seguridad y Medio Ambiente

Todos los peligros para la Salud deberán estar identificados (tales como productos químicos tóxicos, ruidos, vibraciones, zonas de frío o calor excesivo, etc.) con medidas de mitigación apropiadas incorporadas en el diseño para minimizar el riesgo a personas frente a estos peligros.

Se deberá establecer un registro de materiales peligrosos durante la fase de operación y mantenerse actualizado. Este registro incluirá las hojas de datos (MSDS - *Material Safety Data Sheets*) de todos los productos químicos utilizados en el FSRU.

Asbesto o materiales que lo contengan, o pinturas o imprimaciones con contenido en metales pesados no serán utilizados en el diseño u operación del FSRU.

El diseño y operación del FSRU cumplirá con los requisitos de Seguridad establecidos en la normativa local o estatal de Colombia o en códigos y estándares de uso en FSRUs. El propietario del FSRU deberá aportar un detallado informe sobre Seguridad en las operaciones para reducir el riesgo de accidentes al mínimo (ALARP –*As Low As Reasonable Practical*).

El FSRU cumplirá toda la normativa relativa a Medio Ambiente establecida por las autoridades en esta materia. Se deberán tomar todas las medidas posibles para evitar las descargas directas de cualquier elemento contaminante al entorno, ya sea de forma gaseosa, vertidos líquidos o residuos sólidos.

Se deberá establecer una política de ahorro y optimización de energía hasta donde sea posible.

Se prohíbe el uso de halones basados en clorofluorocarbono (CFC). Se deberán usar agentes de extinción con menor impacto en la capa de ozono (e.g. inergén).

Se prefiere el envío a antorcha para todas las descargas de elementos de seguridad del FSRU. Sin embargo, si la forma seleccionada es el venteo directo se deberá aportar los estudios de dispersión de los gases venteados para comprobar que el

sistema cumple con todos los requisitos de seguridad. Solo se permitirán los venteos directos en caso de emergencia.

#### 4.3.4.2 Equipos en caso de Emergencia

El FSRU deberá estar equipado sin limitarse a los siguientes equipos en caso de emergencia:

- Equipos de contraincendios (monitores, mangueras, extintores, etc...)
- Unidad de primeros auxilios con espacio apropiado para tratamiento médico
- Duchas de seguridad, lavaojos, kits de primeros auxilios
- Equipos de respiración autónoma

#### 4.3.4.3 Plan de emergencia

El FSRU deberá establecer un plan en caso de emergencia detallando los protocolos de actuación en cada uno de las posibles eventualidades:

- Emergencia por escape de gas, fuego, explosión colisión de buque, etc.;
- Emergencia médica;
- Tsunami, y
- Emergencia Medioambiental.

Este plan de emergencia deberá incluir que al menos dos veces al año se deberán realizar ejercicios de simulacro en el que deberán estar implicados todo el personal del FSRU.

#### 4.3.4.4 Personal de gestión, operación y mantenimiento

El personal del FSRU será el suficiente para dar servicio a todas las operaciones de rutina y mantenimiento y para asegurar la integridad técnica de las instalaciones y permitir el envío de gas con la mejor optimización de todas las operaciones.

Deberá disponer también de personal especializado para actividades de mantenimientos especiales y las inspecciones realizadas durante momentos de parada en la operación.

El personal del FSRU será el óptimo para reducir los riesgos al mínimo de forma razonable y el suficiente para tener dos turnos con una reserva del 20%.

Cuando sea posible se asignarán posiciones de operadores con capacidades duales para llevar a cabo operaciones rutinarias y participar en tareas regulares de mantenimiento, inspección y pruebas.

El personal especializado ajeno estará asignado principalmente a trabajos de inspección de corrosión, inspecciones de tanques de almacenamiento y trabajos mayores durante paradas prolongadas.

#### 4.3.4.5 Tanques de GNL

Los tanques de GNL (ya sean de tipo esférico MOSS, SPB o membrana) serán operados de acuerdo al IGC Code, normas SIGTTO y códigos aplicables.

El procedimiento operativo del FSRU deberá incluir pero no estar limitado a:

- Gaseado (*Gassing-up*) de cada almacenamiento
- Enfriamiento (*Cool-down*) de cada tanque
- Calentamiento (*Warm-up*)
- Inertizado de cada tanque y sistemas asociados
- Aireación

Cada tanque debe ser aislado, permitiendo el resto de FSRU seguir en operación, por medio de un procedimiento de aislamiento, con la retirada de los carretes (*spools*) de tuberías y la colocación de discos de corte. De forma alternativa se podrá aislar por medio de doble válvula de corte y venteo (*double block and bleed*).

Cada uno de los tanques debe ser inspeccionado cada año, de tal forma que al cabo de un ciclo de 5 años todos los tanques deben haber sido inspeccionados.

Se deberán establecer procedimientos y criterios de aceptación para la inspección de acuerdo a códigos aplicables y estándares.

Durante las operaciones de preparación e inspección de los tanques la planta de regasificación y los restantes tanques deben ser capaces de operar al 100 % de capacidad.

#### 4.3.4.6 Transferencia de GNL

La filosofía de transferencia de GNL se refiere al envío desde un Carrier de GNL hacia los tanques del FSRU.

Se deberán establecer las condiciones meteorológicas bajo las cuales se realizan todas las operaciones de aproximación de buque carrier, conexión de transferencia y operaciones de transferencia.

Los responsables de operación del FSRU y el *carrier* establecerán la planificación de transferencia que deberá incluir al menos lo siguientes puntos:

- Enfriamiento de líneas
- Caudal inicial de transferencia
- Máximo caudal de transferencia
- Procedimiento para el uso de bombas booster
- Máxima presión de trabajo antes del disparo de los elementos de seguridad
- Procedimiento acordado para el control de *boil-off* y retorno de vapores.
- Señal de indicación para disminución de caudal de transferencia
- Señal de indicación para paro de transferencia
- Señal para parada de emergencia
- Procedimiento a seguir en caso de un ESD (*Emergency Shut-Down*)
- Plan de contingencia para emergencias como fugas, derrames, etc.
- Procedimiento de lastrado y deslastrado.

Antes de iniciar la transferencia el buque Carrier de GNL debe ser informado por el FSRU de los diferentes caudales de envío durante toda la transferencia. Si se deben modificar esos caudales el FSRU deberá comunicarlo al *carrier* de forma anticipada.

La conexión de línea de vapor limita la necesidad de ventear gas natural a la atmósfera y puede mejorar los caudales de transferencia. Una conexión de retorno de vapores es requerida para el FSRU.

Durante toda la operación de transferencia tanto el *carrier* como el FSRU deben designar a personas responsables que deberán estar localizadas desde sala de control. El área de *manifold* del FSRU debe estar monitorizado en todo momento por un circuito cerrado de TV. De igual forma en el *carrier* y durante toda la operación de transferencia debe estar presente una persona responsable y comunicada por radio que estará cerca de las bombas de cargo y tomará acción de parada en caso que sea necesario.

La operación de transferencia deberá empezar a baja velocidad para permitir al FSRU la comprobación de que todas las tuberías y sistemas implicados están operando correctamente. La velocidad de transferencia se deberá disminuir cuando los tanques del FSRU estén próximos a su nivel de máximo llenado.

Hacia el final de la operación de transferencia y en varias ocasiones durante la operación los responsables del *carrier* y FSRU establecerán contacto visual, independientemente de que estén comunicados vía radio.

El *Boil-Off gas* se produce durante toda la operación de transferencia. El GNL almacenado en los tanques se evapora de forma continua por entradas de calor, y adicionalmente durante el llenado de los tanques se libera BOG ya que el espacio de vapor se reduce al reemplazarse con el líquido que está entrando.

El BOG del FSRU será enviado a los compresores de baja presión. Ese gas comprimido se utilizará como gas combustible para los generadores eléctricos o será re-inyectado en el GNL a la succión de las bombas secundarias. Durante la carga desde el *carrier* el BOG puede también ser transferido al *carrier* vía la línea de retorno de vapores.

El BOG que no pueda ser enviado a los compresores de baja presión se enviará a los compresores de alta presión que será enviado a gasoducto.

Únicamente en condiciones de emergencia el BOG será enviado a la antorcha o venteos.

#### 4.3.4.7 Planta de Regasificación

El propietario del FSRU emitirá un completo manual de operación de las instalaciones de regasificación, que podrán variar en función de la tipología de vaporización instalada (con agua de mar directa, con circuito cerrado de agua glicolada, con vaporizadores de fluido intermedio, etc.) según lo indicado en la Especificación Funcional. Así mismo se indicará la modalidad de circuito para el fluido calentador ya sea en modalidad circuito abierto o en circuito cerrado con calentamiento en las calderas del FSRU.

Se deberá realizar un estudio de disponibilidad de la instalación, que deberá ser superior al 99,5%, para lo que se instalarán las líneas y equipos adicionales de reservas necesarias para entrar en servicio en caso de que una línea en operación deba ser parada por problemas operacionales.

#### 4.3.4.8 Operaciones simultáneas

Operaciones realizadas de forma paralela, como actividades de mantenimiento mientras la planta está en operación, son permitidas siempre que se garantice un adecuado nivel de protección para evitar en todo momento la pérdida del control.

Como mínimo, dos niveles de protección deberán estar implementados de tal forma que la pérdida de cualquier nivel no implique una pérdida de control de operación. Se aceptan medidas de protección comunes para dos o más operaciones.

Se debe realizar una prueba funcional de las medidas de protección con antelación a la ejecución de operaciones simultáneas o paralelas.

Se debe elaborar un procedimiento descriptivo de todas las operaciones simultáneas permitidas y las medidas implementadas para evitar la pérdida de control. Este documento será parte del manual de operaciones del FSRU.



Las operaciones de regasificación durante la carga de GNL desde un buque carrier hacia el FSRU es un modo de operación normal por lo que debe ser una de las operaciones simultáneas permitidas. Se debe implementar una medida de seguridad que permita el desacople de brazos o mangueras de descarga en caso de una operación incorrecta o una situación de emergencia.

#### 4.3.4.9 Manual de Operaciones a elaborar por el FSRU

Antes del comienzo de la emisión de gas regasificado hacia el gasoducto, el FSRU deberá contar con un manual completo de todas las operaciones realizadas a bordo.



Este manual de operaciones deberá tener detalladas todas las operaciones, que sin ser exhaustivas, deberán ser al menos las siguientes:

- Maniobras y atraque;
- Operación de los Almacenamientos de GNL;
- Transferencia de GNL desde buque *carrier*;
- Envío de GNL a Planta de Regasificación;
- Planta de Regasificación (bombas secundarias, compresores de alta y baja presión, Relicuator, vaporizadores, etc.);
- Sistema de alivio y venteo;
- Sistemas de agua de mar;
- Sistemas de control SIS, FGS y ESD;
- Sistemas de enclavamientos;
- Generación de energía eléctrica;
- Sistema de agua contra-incendios;
- Sistemas de aire comprimido (Planta e instrumentos);
- Sistema de generación de nitrógeno;
- Sistemas de agua potable;
- Sistemas de almacenamiento y distribución de diésel;
- Sistemas de comunicaciones, y
- Mantenimiento

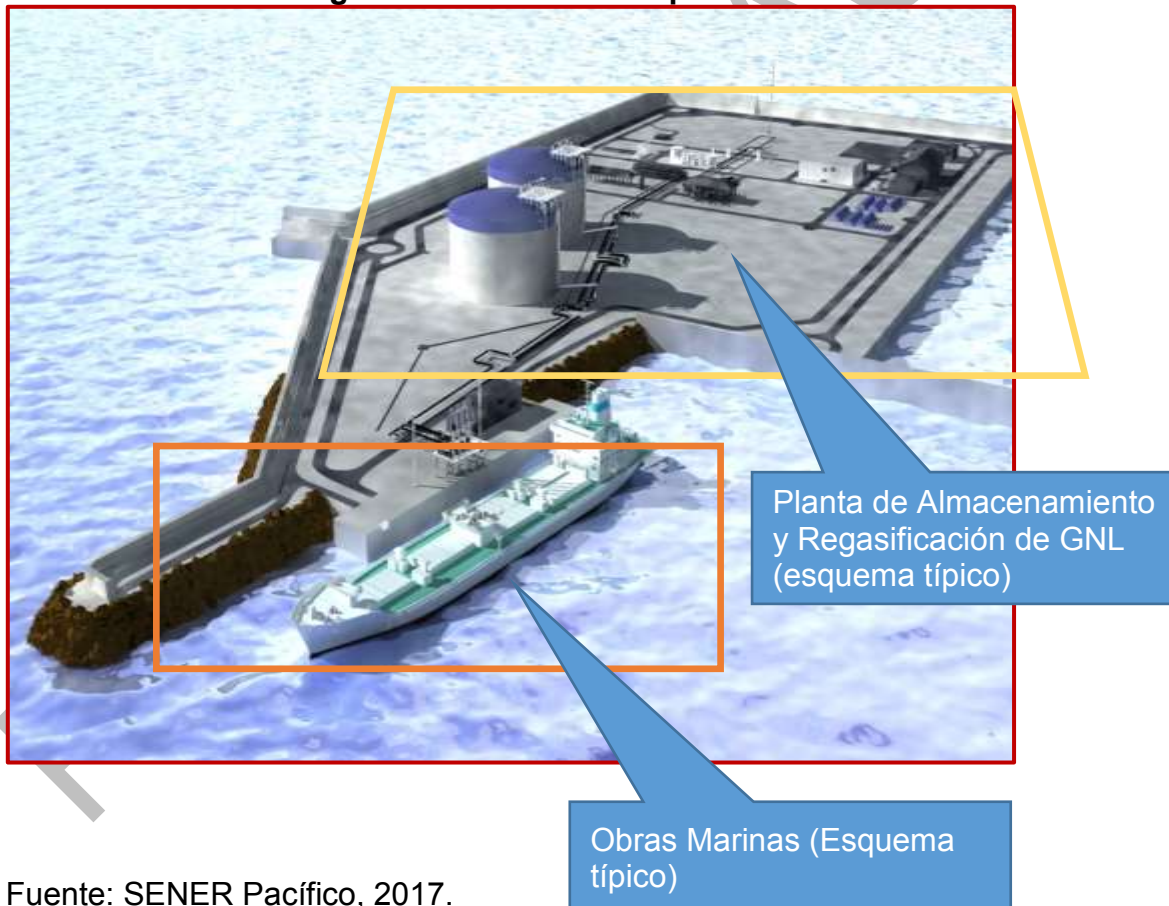


## 5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN PLANTA REGASIFICACIÓN Y ALMACENAJE EN TIERRA

E Alcance de Trabajo de las instalaciones del inversionista para la opción de Planta en Tierra, detallado en los próximos apartados de este capítulo, comprende, de forma no exhaustiva, los dos subsistemas siguientes:

- Obras de carácter Marítimo requeridas para permitir el atraque de un Buque Carrier de GNL y enviar el GNL al tanque situado en tierra por medio de instalaciones situadas en el atraque. Mostrado en gráfico como: 
- Planta de Almacenamiento y Regasificación de GNL. Mostrado en gráfico como: 

**Figura 6. Subsistemas opción en tierra**



Fuente: SENER Pacífico, 2017.

## 5.1 Obras Marítimas

Las bases de diseño preliminares y los criterios de proyecto para el diseño de las obras marítimas de las futuras instalaciones de regasificación en la bahía de Buenaventura para la opción en la que se considera una Terminal en Tierra (en la que atracará un buque *carrier* de GNL) con instalaciones de almacenamiento y regasificación en tierra firme son las mismas a las ya indicadas para el atraque de un buque FSRU.

Por lo anterior, todo lo indicado en el Apartado 4.1 aplica a esta opción de Planta de Regasificación y Almacenaje en Tierra.

## 5.2 Almacenamiento y Planta de Regasificación en tierra

Este apartado contiene la información necesaria para definir los parámetros de diseño requeridos en la realización de la Ingeniería Básica, de Detalle, Compras y Construcción de los *topside* de atraque e instalaciones en Tierra de la Terminal de Regasificación de GNL en Buenaventura.

En la Ingeniería de Detalle previa a las actividades de construcción de la Terminal se deberá prestar especial atención a:

- Aspectos medioambientales, en cumplimiento estricto con la Normatividad Aplicable;
- Aspectos de Seguridad, tanto de las propias instalaciones como de la posible influencia externa de cualquier accidente. En relación a esto se deberán aplicar todas las recomendaciones indicadas en el estudio de seguridad realizado por el Inversionista para garantizar que el diseño de las instalaciones deja el riesgo por debajo de valores aceptables.

En cualquier caso, las instalaciones estarán diseñadas de acuerdo a las directrices marcadas por la norma americana NFPA-59 A sobre "*Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*" y la norma europea EN-1473 sobre "Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño de las instalaciones terrestres", así como de toda norma de carácter nacional, regional o local de aplicación.

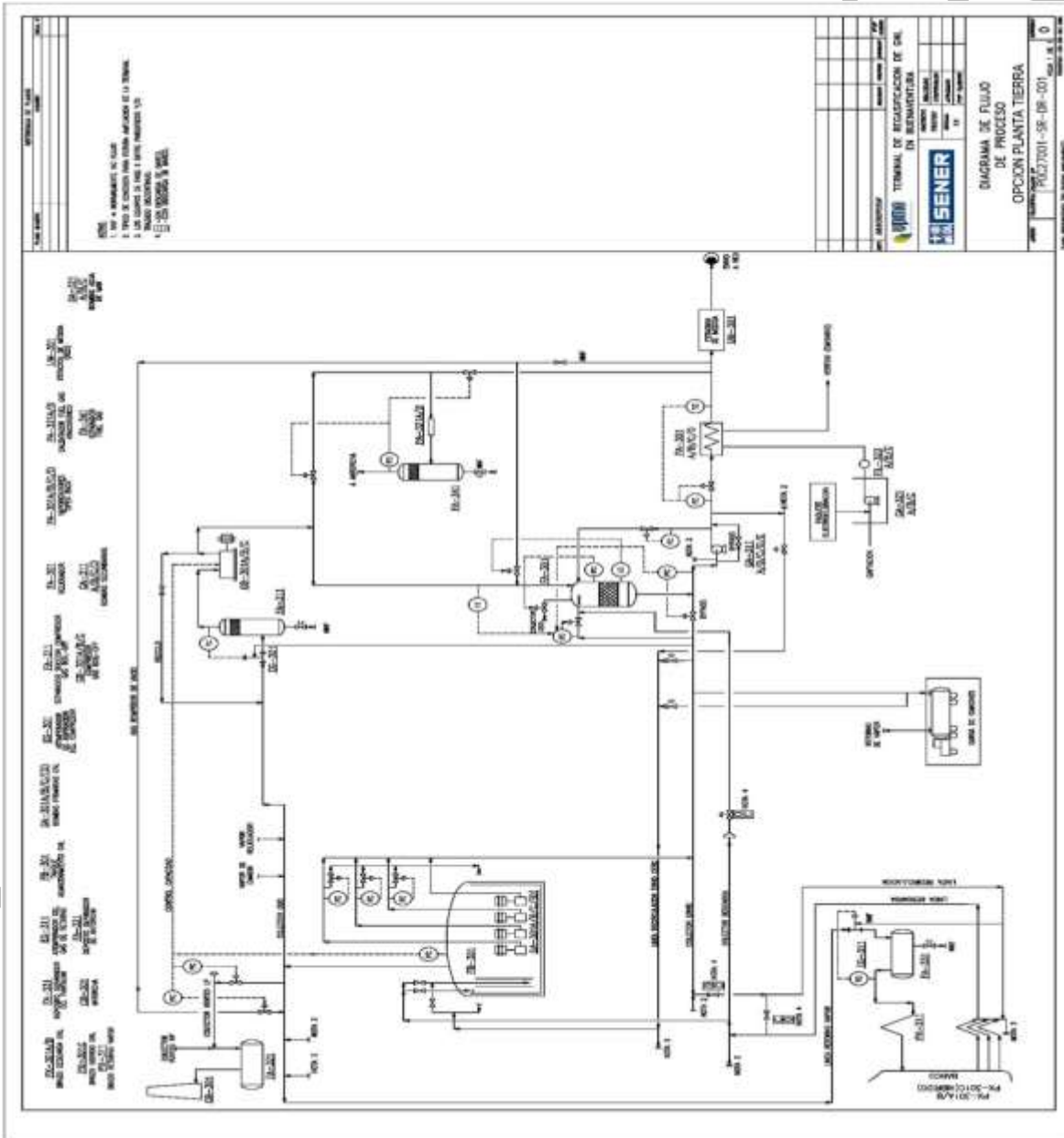
Los criterios de diseño indicados en este Anexo Técnico establecen un mínimo que deberán cumplir todos los inversionistas para garantizar un envío de gas natural regasificado a la red nacional de gasoductos de al menos 400 MPD.

El Inversionista podrá incorporar las modificaciones que considere en número final de equipos y su dimensionamiento para optimizar las instalaciones del Proyecto.

## 5.2.1 Diagrama de Proceso

Se incluye el Diagrama de Procesos de la Planta de Regasificación de GNL en tierra como referencia de los criterios de diseño establecidos en los próximos capítulos de este anexo técnico.

**Figura 7. Diagrama Procesos de la Planta de Regasificación en tierra  
(Indicativo)**



Fuente: SENER PACIFICO, 2017.

## **5.2.2 Criterios generales de alcance de los trabajos en *Topside* de atraque instalaciones en Tierra**

Los criterios generales de alcance de trabajos de las futuras instalaciones de regasificación en la Bahía de Buenaventura para la opción en la que se considera una Terminal en Tierra con instalaciones de almacenamiento y regasificación en tierra firme son similares a las ya indicadas para la opción de Planta de Regasificación por medio de buque FSRU.

Por lo anterior, todo lo indicado en el Apartado 4.2.2 aplica a esta opción de Planta de Regasificación y Almacenaje en Tierra.

## **5.2.3 Bases de Diseño**

### **5.2.3.1 Caudal de envío de la Terminal**

#### **5.2.3.1.1 Capacidad**

El caudal nominal de envío de la terminal será de al menos 400 MPCD.

Se dispondrá de suficientes equipos de reserva para asegurar el caudal de envío en cualquier momento.

El mínimo caudal de envío será de 200 MPCD. Con este caudal se debe garantizar que el GBO enviado al relicuador es licuado con el GNL y por lo tanto no se envía GBO a la antorcha.

#### **5.2.3.1.2 Disponibilidad**

Sin perjuicio de lo que se indica en el plan de abastecimiento de gas natural, las Disposiciones Aplicables sobre disponibilidad, como objetivo, la disponibilidad total de la terminal será de 99.5% anual, excluyendo los eventos climáticos extremos. La terminal debe diseñarse con una filosofía de mínima inversión pero adaptada a la disponibilidad objetivo (esto se verificará mediante un análisis de RAM a realizar por el Inversionista).

La terminal debe poder proporcionar un flujo constante de gas natural durante todo el año a la capacidad nominal de regasificación (al menos 400 MPCD).

### 5.2.3.1.3 Condiciones del gas de envío

La terminal se diseñará para operar en condiciones constantes de presión y ser capaz de suministrar gas en el límite de batería a una presión máxima de 1500 psig y mínima temperatura de 0°C.

### 5.2.3.2 Buque *Carrier* de GNL

- 1) La terminal se diseñará para descargar buques *carrier* de 65.000 a 267.000 m<sup>3</sup> de GNL con un caudal de descarga de 12.000 m<sup>3</sup>/h y una presión en la conexión de los brazos de descarga de 4.5 barg aprox. (110m columna hidrostática de LNG en el colector del barco).
- 2) Se dispondrá de un único atraque para un buque *carrier* de descarga de GNL
- 3) La producción de gas de *boil off* en el barco (basado en metano puro), debido a la ganancia de calor del ambiente, es el 0.15% en peso del contenido del barco lleno, por día. El diseño de los compresores de gas de *boil off* y las líneas de vapor de retorno al barco se deben diseñar para estas condiciones
- 4) Se asume que el calor generado por las bombas de descarga del barco (5% de la potencia de las bombas) es absorbido por el GNL descargado a la terminal.
- 5) El vapor de retorno al barco requerido es:
  - Caudal = el requerido por el barco.
  - Presión = la requerida por el barco
  - Temperatura = -100°C como máximo
  - Durante la descarga desde el buque *carrier* el vapor debe retornar al barco desde la terminal por diferencia de presión únicamente.
  - Para el diseño de la Terminal se debe considerar que la presión en el barco durante la descarga será de 140 mbarg.
- 6) El barco debe ser capaz de gestionar su propio *boil-off*. Se debe asumir para diseño que el barco no puede almacenar el *boil-off* propio durante su permanencia en el atraque, y la terminal deberá estar diseñada para permitir el paso de vapor desde el barco y almacenarlo para su recuperación ó para su eliminación.
- 7) El diseño debe asumir que el barco no permite la entrada de líquido con el vapor de retorno. Para ello se instalará un depósito separador en el atraque.



### 5.2.3.3 Descarga de buques

- 1) El frente de atraque y el resto de áreas asociadas a las instalaciones de descarga se diseñarán para un caudal total de 12.000 m<sup>3</sup>/h.
- 2) Se dispondrá de tres brazos de descarga de GNL de 4.000 m<sup>3</sup>/h cada uno y uno de retorno de vapor. Uno de los brazos de descarga de GNL deberá ser híbrido para poder utilizarse como retorno de vapor en caso de mantenimiento del brazo de retorno de vapor. Se debe establecer una ganancia de calor a través de los brazo de descarga de GNL de 70kW por cada brazo. Anexo al brazo de retorno de vapor habrá un brazo que suministrará nitrógeno líquido de camión cisterna a los barcos de GNL. El nitrógeno es transferido al barco por medio de un pequeño brazo de carga, situado detrás del brazo de retorno de vapor PX-311 al barco.
- 3) Al final de la descarga de barco se utiliza nitrógeno a presión para forzar el vaciado de GNL de los brazos de descarga hacia el barco y hacia el depósito separador del atraque.
- 4) Durante la operación de la terminal, sin descarga de barco, la línea de descarga se mantendrá fría por medio de la recirculación de GNL procedente de las bombas primarias. El GNL se envía a través de la línea de recirculación hasta el atraque y después vuelve por la línea principal de descarga a la zona de almacenamiento.

### 5.2.3.4 Almacenamiento de GNL

- 1) Se instalará un tanque de almacenamiento de gas natural licuado con una capacidad de al menos 170.000 m<sup>3</sup>. La capacidad del tanque representa el volumen útil, excluyendo el nivel mínimo de líquido para mantener sumergida las bombas primarias y una altura adicional requerida por la alarma de alto nivel y para evitar el derrame en caso de sobre llenado.
- 2) El tanque deberá ser de tipo contención total, por lo que tendrá un depósito de níquel al 9% para confinar el gas natural dentro de un muro externo de cemento y entre ambos una capa de material aislante para impedir la entrada de calor. El confinamiento criogénico del GNL en el tanque interno queda asegurado por el techo suspendido. Una cubierta de cemento armado impide que el GBO pase a la atmósfera.
- 3) Las presiones de operación y diseño del tanque serán las siguientes:
  - a) Presión de operación mínima: 30 mbarg
  - b) Presión normal de operación: 100 mbarg – 200 mbarg
  - c) Presión máxima de operación: 250 mbarg
  - d) Presión máxima diseño: 290 mbarg (o la que indique el fabricante del tanque)



- e) Presión mínima diseño: -15 mbarg (o la que indique el fabricante del tanque)
  - f) Los tanques operan entre 200 y 250 mbarg durante la descarga de barco para minimizar la vaporización de GNL.
- 4) Los cambios de la presión barométrica deben tenerse en cuenta para el diseño de los tanques.
  - 5) La ganancia de calor del tanque de almacenamiento debe producir un *boil-off* máximo de 0.05% en peso por día del total de líquido en el tanque basado en metano puro.
  - 6) El tanque de almacenamiento tendrá solo conexiones en la parte superior, para evitar el vaciado del tanque por fallos o rotura de alguna conexión.
  - 7) El tanque dispondrá de una tubería de llenado inferior y una de llenado superior. Dependiendo de las características del GNL almacenado en el tanque y el GNL procedente del barco se empleará la línea de llenado superior o la de carga inferior, con el fin de homogeneizar el contenido del tanque y evitar posibles estratificaciones que pudieran favorecer derivas en el combustible (fenómeno conocido como “roll over”). En general el GNL más ligero se descargará por el fondo del tanque y el GNL más pesado por la parte superior para favorecer la mezcla.
  - 8) El tanque también incorporará un distribuidor con boquillas de irrigación para inyectar GNL durante la fase de refrigeración. Se debe evitar el enfriamiento muy rápido de la zona de vapor del tanque, pues podría producirse vacío en dicha zona. En operación normal la temperatura de la zona vapor debe estar por debajo de -130°C antes de descargar GNL en el tanque.
  - 9) El tanque de almacenamiento contendrá cuatro pozos de bombeo individuales para introducir las bombas primarias de GNL.

#### 5.2.3.5 Sistema de manejo de “Boil-Off”

- 1) Las entradas de calor al sistema procedentes del ambiente así como el calor aportado por el motor de las bombas de GNL en operación incrementan la temperatura del GNL hasta alcanzar su punto de ebullición produciendo su vaporización parcial (generación de gas de *boil off*). Todos los venteos de los equipos y de las líneas que contienen GNL se recogen en el colector de GBO. Este colector interconecta los tanques de almacenamiento de GNL equilibrando a su vez sus presiones.
- 2) Para mantener la presión de los tanques de almacenamiento debe eliminarse el vapor generado. La prioridad de eliminación del *boil off* debe ser la siguiente:
  - a. Retorno del gas al barco por diferencia de presiones, si el barco lo permite (durante la operación de descarga);

- b. Envío e gas a los compresores de GBO y a la unidad de gas combustible (vaporizadores de combustión sumergida y pilotos de antorcha);
  - c. Envío de gas a los compresores de GBO y al Relicador;
  - d. Envío de gas a la antorcha (dos niveles, primero válvula de control y segundo válvulas de seguridad de tanque de almacenamiento), y
  - e. Envío de gas a atmósfera (válvulas de seguridad de tanque de almacenamiento)
- 3) El gas de *boil off* que se retorna al barco remplazará el déficit de volumen generado por la descarga del tanque de a bordo y mantendrá su presión. El vapor se reinyectará a través de una línea equipada con un brazo de carga de vapor. No se requiere soplante para retornar el gas, se transfiere por diferencia de presiones.
- 4) La línea de retorno de vapor tendrá un ciclo de temperatura entre las operaciones de descarga de barco. Al inicio de la descarga el vapor de retorno al barco está a temperatura ambiente. La línea se enfriará con el tiempo y se mantendrá fría el resto de la operación de descarga. Para asegurar que el vapor que se retorna al barco está por debajo de  $-100^{\circ}\text{C}$  se inyecta GNL al vapor de retorno en el atemperador EG-311. Los líquidos que pudieran estar presentes en la corriente de gas se separarán mediante un depósito separador (FA-331) aguas abajo del atemperador del gas de retorno.
- 5) Se instalará una válvula de control de presión en la línea de retorno de vapor que mantendrá la presión en cabeza del gas de *boil-off* durante la descarga, pero que también puede proteger los tanques del barco de una sobre presión durante la descarga (en el caso de que los tanques del barco tengan una presión de diseño menor que los tanques de almacenamiento de la terminal). Este no es un caso común ya que la presión de diseño de los tanques de los barcos suele exceder la presión de diseño de los tanques de almacenamiento y las válvulas de seguridad proporcionan en último caso la protección del barco.
- 6) La descarga de barco se debe evitar durante los periodos de envío cero, pues el gas desplazado deberá ser enviado a la antorcha.
- 7) El gas de *boil off* que no retorna a barco se comprime en los compresores de GBO. Se instalarán tres compresores (GB-301A/B/C) de desplazamiento positivo. La capacidad de diseño de los compresores se corresponde con el caso de operación con descarga de barco y mínimo envío. Los compresores se diseñan para el del 50% de capacidad de la producción máxima de la planta, permaneciendo uno de reserva. Cada compresor podrá funcionar independientemente a las capacidades fijas de 0% - 50% - 75% - 100% en función de la carga requerida.
- 8) La temperatura de operación de los compresores debe ser inferior a  $-80^{\circ}\text{C}$ . Para lograrlo se instalará un atemperador en la succión de los compresores

- (EG-301) que inyecte GNL en la corriente de gas así como un depósito separador (FA-311), aguas abajo del atemperador para eliminar los posibles arrastres de líquido.
- 9) En operación normal (sin descarga de barco) un solo compresor en operación debe ser suficiente para mantener la presión de los tanques.
- 10) El gas procedente de los compresores se enviará al sistema de gas combustible, para cubrir los consumos de los pilotos de antocha, y el gas restante se envía al relicuador, donde se mezcla con GNL procedente de las bombas primarias para su recuperación.
- 11) La terminal se diseña para evitar en lo posible la emisión de gas natural a la atmósfera por motivos medioambientales, de seguridad y económicos. En caso de que la presión del sistema de *boil off* se incremente la terminal dispondrá de un sistema de alivio seguro del exceso de gas. Consiste en un sistema distribuido de tuberías y un control de presión que conecta el colector de *boil off* con el sistema de antorcha. En caso de que el colector de *boil off* alcance la presión de ajuste la válvula abrirá aliviando gas natural a la antorcha. Si la presión de sistema continúa aumentando dispararán las válvulas de seguridad de los tanques de almacenamiento que descargan al sistema de antorcha. Como última salvaguarda unas segundas válvulas de seguridad de los tanques de almacenamiento aliviarían gas a la atmósfera.
- 12) Durante los periodos de operación de la terminal en envío cero el vapor generado en el tanque de almacenamiento se enviará a la antorcha.

#### 5.2.3.6 Bombas primarias de GNL

- 1) Se instalarán tres bombas primarias de GNL dentro de cada tanque montadas en pozos de bombeo individuales. Una de las bombas será de reserva.
- 2) El nivel mínimo de GNL en el tanque primario de almacenamiento será de 1m.
- 3) Las bombas primarias de GNL tendrán una suficiente capacidad para impulsar el GNL desde los tanques hasta las bombas secundarias y el relicuador. El caudal nominal de envío (400 MPCD) se debe conseguir con dos bombas en funcionamiento.
- 4) Las bombas primarias suministrarán también GNL para el mantenimiento en frío de las tuberías. En los periodos de operación sin descarga de barco parte de la descarga de las bombas primarias de GNL fluirá hacia el atraque a través de la línea de recirculación y volverá hacia el relicuador por medio de la línea principal de descarga de barco.
- 5) Las bombas primarias dispondrán de una línea de recirculación que garantiza el caudal mínimo de paso por las bombas. Las bombas son capaces de operar simultáneamente para recircular todo su caudal al tanque en caso de estratificación, realizando la mezcla del tanque.

### 5.2.3.7 Operación de relicuación

- 1) Se instalará un relicuador (FA-301) para recuperar el exceso de *boil-off* generado durante la descarga de barco y por las ganancias de calor de la terminal.
- 2) El relicuador y todas las líneas asociadas a él se diseñarán para una capacidad hidráulica equivalente a una capacidad de envío de 400 MPCD
- 3) El caudal de GNL que se envíe al relicuador será solamente el necesario para relicuar el GBO procedente de los compresores de GBO, con un sobrediseño.
- 4) La presión de operación del relicuador se fijará manualmente y se mantendrá mediante las válvulas de control de presión del colector de descarga común de las bombas primarias. Este valor de operación debe de estar, como mínimo, 1 bar por encima de la presión de saturación del GNL de la mezcla, para evitar riesgos de cavitación en la aspiración de las bombas secundarias. Como valor típico de operación se debe fijar una presión de 8.0 barg a la salida del relicuador.
- 5) El caudal máximo de GBO alimentado al relicuador (caso de operación con descarga de barco y envío mínimo a red) y la presión de operación del relicuador definen el caudal de envío mínimo de la terminal (200 MPCD).

### 5.2.3.8 Bombas secundarias de GNL.

- 1) Se instalarán cuatro bombas secundarias (GA-311A/B/C/D) de alta presión (una será de reserva).
- 2) Las bombas secundarias de GNL tendrán una capacidad suficiente para impulsar el GNL desde el colector de descarga de las bombas primarias y el relicuador hasta los vaporizadores. El caudal nominal de envío (400 MPCD) se debe conseguir con tres bombas en funcionamiento.
- 3) Las bombas secundarias deben garantizar una presión de entrega a la red nacional de 1500 psig.
- 4) Las bombas secundarias dispondrán de una línea de recirculación que garantice el caudal mínimo de paso por las bombas.
- 5) Las bombas se conectarán de tal modo que descarguen a un colector común que alimente a todos los vaporizadores de GNL.
- 6) Cada bomba dispondrá de un depósito de venteo conectado al recipiente de la bomba que ayuda a controlar la presión en la succión y protege al equipo de cavitaciones.

### 5.2.3.9 Vaporizadores

#### 5.2.3.9.1 General

- 1) La terminal dispondrá de un único tipo de vaporizador: vaporizadores “Open Rack”.
- 2) Los vaporizadores operarán con una pérdida de carga máxima admisible de 2 bar.
- 3) La temperatura de salida de los vaporizadores será de al menos 1 °C.

#### 5.2.3.9.2 Vaporizadores “OPEN RACK”

- 1) Se instalarán dos vaporizadores “open rack” (ORV) (PA-301A/B) con una capacidad nominal de 100 MPCD de GN cada uno, con un sobrediseño del 15%.
- 2) El fluido calefactor en estos vaporizadores será agua de mar. La temperatura mínima de suministro del agua de mar será de 22°C. La máxima caída de temperatura permitida es de 5°C.
- 3) Los vaporizadores dispondrán de un sistema de control automático del caudal de alimentación de agua de mar con el fin de ajustar el consumo a las necesidades reales del proceso. Para dicha automatización se instalarán lazos de control sobre los parámetros principales del vaporizador (caudal de GNL, temperatura de entrada de GNL, temperatura de salida de GN, temperatura diferencial del agua de mar). Se debe conseguir regular el caudal de agua desde el mínimo de garantía de cada vaporizador hasta el máximo de diseño según requerimientos de la carga de GNL o las temperaturas de salida del GN y agua de mar.

#### 5.2.3.10 Sistema de fuel gas

- 1) Los principales consumidores de fuel gas en la terminal serán los pilotos y el sistema de encendido de la antorcha y la purga continua de líneas colectoras del sistema de antorcha.
- 2) El gas combustible que alimenta el sistema de fuel gas provendrá de la descarga de los compresores de GBO y, cuando sea necesario, se completará con gas de envío a red.
- 3) El gas se despresurizará y se calentará para alcanzar las condiciones de operación requeridas por los consumidores (3 barg y al menos 0°C). La caída de presión se producirá en las válvulas de control. Para calentar el gas se dispondrá de un calentador de aire exterior formado por dos paneles del 100% de capacidad (uno en operación y otro descongelando). Se



- 1 instalará también un calentador eléctrico, del 50% de capacidad, que se  
2 empleará cuando el calentador exterior sea insuficiente.  
3 4) Tras la reducción de presión y el calentamiento y antes de su envío a los  
4 consumidores el fuel gas se envía a un separador (FA-341) para eliminar  
5 los posibles arrastres de líquido.  
6

#### 7 **5.2.3.11 Sistema de recirculación de GNL**

- 8  
9 1) Todas las tuberías que llevan GNL de longitudes significativas deberán  
10 tener recirculación de GNL en todo momento para mantenerlas frías. Esto  
11 también es aplicable para las tuberías que entran y salen del tanque de  
12 almacenamiento excepto cuando se demuestre que no es práctico.  
13 2) La captación de calor de las tuberías debe ser como máximo de 30 W/m<sup>2</sup>  
14 de área superficial.  
15 3) El caudal de GNL recirculado será el necesario para el mantenimiento en  
16 frío de la terminal evitando cualquier riesgo de vaporización de este GNL.  
17 Para ello el caudal de enfriamiento se calcula para enfriar las tuberías  
18 sufriendo un incremento máximo de su temperatura de 3°C.  
19

#### 20 **5.2.3.12 Medida del gas de envío**

- 21  
22 1) La Planta contará con una Estación de Medida (UM-301) con carácter fiscal  
23 aguas arriba del límite de batería para medir el caudal de gas de envío a la  
24 red nacional.  
25 2) La unidad de medida constará de tres líneas de medida (2 en operación y  
26 una de reserva) con capacidad de 200 MPCD cada una.  
27 3) Se emplearán medidores por ultrasonido en todas las líneas.  
28

#### 29 **5.2.3.13 Carga de cisternas**

- 30  
31 1) Se instalará en la terminal un puntos de carga para cisterna de GNL con  
32 retorno de vapores de salida al colector de *boil-off* de la terminal.  
33 2) El sistema de llenado de cisterna se diseñará para un caudal máximo de  
34 100 m<sup>3</sup>/h.  
35 3) El nivel de llenado y la cantidad de GNL cargado se calculará por medio de  
36 una balanza electrónica controlada por un microprocesador.  
37

#### 38 **5.2.3.14 Suministro eléctrico**

- 39  
40 1) La energía normal de la terminal procederá de la Sistema Interconectado  
41 Nacional, para lo cual el Inversionista deberá adelantar los trámites de  
42 conexión previstos en las Disposiciones Aplicables;  
43 2) En caso de no ser posible un suministro garantizado de la red nacional la  
44 Planta deberá contar con las instalaciones de autogeneración suficientes, y



3) Se proveerá un generador diésel de respaldo en caso de un fallo de energía.

### 5.2.3.15 Diseño de tuberías

Las tuberías de la planta se dimensionarán con los siguientes criterios:

**Tabla 44. Criterios Diseño tuberías planta**

	Velocidad máxima (m/s)
Gas Natural Licuado	6.1
Gas Natural	15.0
Agua de Mar	3.0-4.0

Fuente: SENER PACIFICO, 2017.

### 5.2.3.16 Condiciones de los Servicios Auxiliares

#### 5.2.3.16.1 Agua de mar

Las propiedades del agua de mar se confirmarán durante la ingeniería de detalle tras realizar una campaña de análisis.

#### 5.2.3.16.2 Nitrógeno gas (pureza mínima 99%)

**Tabla 45. Servicios auxiliares – nitrógeno gas (pureza mínima 99%)**

	Presión (barg)	Temperatura (°C)
Normal	6 – 10	15
Diseño	12	70

Fuente: SENER PACIFICO, 2017.

### 5.2.3.16.3 Aire de instrumentos y aire de planta

**Tabla 46. Servicios auxiliares – aire de instrumentos y aire de planta**

CONDICIÓN	Aire Instrumentos					Aire Planta			
	Presión (bar g)			Temperatura (°C)		Presión (bar g)		Temperatura (°C)	
	Máx.	Normal	Min.	Máx.	Normal	Máx.	Normal	Máx.	Normal
Normal	9	7	5.5		25		7.5		25
Diseño	11			70		11		70	

	Aire Instrumentos					Aire Planta			
CONDICIÓN	Presión (bar g)			Temperatura (°C)		Presión (bar g)		Temperatura (°C)	
	Máx.	Normal	Min.	Máx.	Normal	Máx.	Normal	Máx.	Normal
Punto rocío húmedo a presión máxima				-20				Saturado	
Tolerancia al Aceite	Libre de aceite					Trazas			

Fuente: SENER PACIFICO, 2017.

#### 5.2.3.16.4 Agua de servicios

**Tabla 47. Servicios Auxiliares – Agua de servicios**

	Presión (barg)		Temperatura (°C)	
	Normal	Diseño	Normal	Diseño
Agua de servicios	3.5	5	25	50

Fuente: SENER PACIFICO, 2017.

#### 5.2.3.16.5 Agua contra incendios

El agua contra incendios puede ser tanto dulce como agua de mar, dependiendo de la importancia del incendio.

**Tabla 48. Servicios auxiliares – agua contra incendios**

	Presión (barg)	Temperatura (°C)
Normal	8 - 12	25
Diseño	13	60

Fuente: SENER PACIFICO, 2017.

La presión manométrica mínima del sistema será de 8 barg en cualquier punto de la red. La presión máxima de operación será de 12 barg y la presión de diseño de 13 barg. La bomba *jockey* garantizará el mantenimiento de la presión del sistema a una presión igual o superior a 8 barg.

#### 5.2.3.16.6 Sistema de agua de mar

El sistema de agua de mar suministrará agua para el calentamiento del GNL en los vaporizadores “*open rack*” y para el sistema contra incendios.

El agua de mar entrará a una balsa de captación de agua de mar desde mar abierto y se someterá a un filtrado para eliminar los sólidos marinos. El sistema de filtros se dispondrá en canales de entrada individuales para permitir la inspección y la limpieza modular.

Se instalarán al menos tres bombas de agua de mar (GA-321A/B/C), una de ellas de reserva, para dar servicio a los vaporizadores “open rack”. Estas bombas se arrancarán manualmente a medida que vayan entrando en operación los ORV.

En la descarga de las bombas GA-321 A/B/C se instalarán tres filtros auto-limpiantes de agua de mar (FIL-323 A/B/C), uno de ellos en reserva.

El agua de mar utilizada en los vaporizadores “Open Rack” para calentar el GNL se recogerá en un pozo y se dirigirá por un canal de salida para devolverla al mar por gravedad. La máxima diferencia de temperatura entre la entrada al sistema de agua de mar (aspiración de las bombas) y la salida (descarga al mar) deberá ser de 5°C por razones medio ambientales.

Se instalarán también en el cajón de captación tres bombas de agua de mar que darán servicio a la red de agua contra incendios. Dos de estas bombas (GA-331A/B) estarán actuadas por motor eléctrico y la tercera (GA-331C), que actuará como reserva de las anteriores, estará actuada con motor diesel.

El sistema de agua de mar se completará con un sistema de cloración con el fin de evitar la proliferación de algas y otros organismos marinos. Estará diseñado para una dosificación de 0,6 ppm de cloro libre durante operación normal y una dosificación periódica de choque de 1,5 ppm de cloro libre.

#### 5.2.3.16.7 Nitrógeno

El sistema de nitrógeno suministra nitrógeno gaseoso de baja presión de 99% de pureza a la terminal. El nitrógeno se utilizará para:

- Purgas de los equipos para el mantenimiento.
- Purgas continuas de los cierres de los equipos (tanques, bombas primarias y secundarias, vaporizadores, recondensador y compresores).
- Purga de los brazos de carga antes y después de usarlos.
- Barrido de los brazos de retorno de vapores y descarga de GNL en los cargaderos de cisternas.
- Purgas de los colectores de venteo de baja y alta presión.
- Recirculación en el espacio del aislamiento de los tanques de GNL.
- Antorcha

El nitrógeno se suministrará a la terminal en forma líquida por auto-cisterna.

La unidad de nitrógeno constará de un tanque de almacenamiento de nitrógeno líquido, dos vaporizadores atmosféricos (uno en operación y uno en reserva) y un calentador eléctrico para proporcionar un segundo paso de calentamiento en caso de que la temperatura a la salida del vaporizador sea demasiado baja.

Los materiales serán los adecuados para servicio criogénico, siempre que se trate de nitrógeno líquido. Las partes en contacto con este fluido serán de acero inoxidable austenítico o similar. El diseño del equipo cumplirá con los requisitos marcados por ASME VIII.

#### **5.2.3.16.8 Aire de instrumentos y aire de planta**

La terminal dispondrá de un sistema de aire seco y comprimido para la instrumentación neumática y un sistema de aire sin secar para las estaciones de servicio y para accionar herramientas neumáticas en los talleres.

La red de aire de instrumentos y la de aire de planta se alimentarán desde el mismo conjunto de dos compresores de aire (no lubricados) GB-311 A/B (uno funcionando, uno en reserva). El arranque automático del compresor en reserva se producirá por baja presión o por fallo del que se encuentra en operación.

En caso de caída de presión del circuito el sistema dará prioridad al consumo de aire de instrumentación sobre el de aire de servicio general.

En caso de fallo de los compresores de aire se inyectará nitrógeno para mantener la presión del sistema.

#### **5.2.3.16.9 Agua de planta**

Habrà dos redes distintas de agua de planta que se alimentan de la misma conexión a la red municipal:

- Red de agua para uso doméstico (Servicios y duchas de los distintos edificios).
- Sistema de agua para presurización de la red de agua contra incendio con las bombas jockey, estaciones de servicios, llenado de vaporizador de combustión sumergida, etc.

#### **5.2.3.16.10 Agua contra incendios**

La red de agua contra incendios estará alimentada con agua de planta de la red municipal y con agua de mar.

El suministro principal de agua contra incendios es el agua de mar. Todos los materiales de la red contra incendios serán adecuados para manejarla. Sin embargo, para evitar el taponamiento de las boquillas debido a la sal y a la acumulación de microorganismos, se recomienda el drenaje y el lavado del sistema contra incendios después de su utilización o prueba y mantenerlo lleno de agua dulce (agua de planta).

La red de agua contra incendios alimentará a sistemas de rociadores, cortinas de agua, generadores de espuma, hidrantes y mangueras fijas.

Se instalará un tanque de almacenamiento para agua contra incendios (FB-321) que alimentará dos bombas *jockey* (GA-332A/B) de caudal suficiente para pruebas, limpieza y presurización de la red de agua contra incendio.

La presión manométrica mínima del sistema contra incendios será de 8 barg en cualquier punto de la red. La máxima presión de operación será de 12 barg y la presión de diseño de 13 barg. La bomba *jockey* garantizará el mantenimiento del sistema a una presión igual o superior a 8 barg.

Cuando se necesite un caudal de agua contra incendio alto la red se alimentará con agua de mar por medio de dos bombas eléctricas (GA-331A/B) de 50% de capacidad situadas en el cajón de captación. Estas bombas contarán con una de reserva de 100% de capacidad accionada por motor diesel (GA-331C).

Se deberá realizar un estudio específico de riesgo para determinar las necesidades de agua de mar contra incendio.

#### **5.2.3.16.11 Diésel**

El diesel se emplea como combustible en los accionamientos de emergencia en caso de fallo en el suministro de energía eléctrica.

Sus consumidores serán el generador de emergencia y la bomba diesel de agua contra incendios.

El suministro de diesel a la terminal se realizará por medio de camiones cisterna que alimentarán un tanque de almacenamiento (suficiente para proporcionar 72 horas de suministro al generador de emergencia).

Dos bombas de transferencia de diesel (GA-343A/B) instaladas en paralelo tendrán por cometido la reposición de los depósitos diarios desde el tanque principal una vez el combustible se termine. Cada bomba estará dimensionada para una



capacidad del 100% y solo funcionará una de ellas al tiempo, quedando la otra como reserva.

#### 5.2.3.16.12 Tratamiento de efluentes

A desarrollar durante la fase de ingeniería de detalle en función de las exigencias medioambientales locales.

#### 5.2.3.17 Sistema de recogida de derrames de GNL

La terminal dispondrá de un sistema de canales de recogida de derrames y balsas, tales que los derrames de GNL se contendrán y se prevendrá su entrada en el sistema de drenaje de agua y su evaporación rápida.

Se dispondrá de una balsa de recogida de derrames en el atraque, y otra en el área de almacenamiento y área de proceso y otra en la estación de carga de camiones cisterna.

Se dispondrá de detectores de derrames para detectar la presencia de GNL, así como detectores de gases y de incendio.

También drenarán a las balsas el agua de lluvia y el agua contra incendios, por ello se proporcionarán los medios para vaciarla de forma segura.

Cada una de las balsas de recogida de derrames dispondrá de un sistema de formación de espuma que aplicará espuma de alta expansión (500:1) sobre los derrames de GNL para controlar el vapor de *boil-off* y control de fuego en caso de ignición.

Alrededor del tanque habrá cunetas adecuadas para la recogida de pluviales.

#### 5.2.3.18 Códigos y Estándares

El diseño y construcción de la Planta de Regasificación deberá cumplir como mínimo con lo estipulado en las siguientes normas, última edición vigente, o sus equivalentes en normas Europeas. Adicionalmente el cumplimiento de las Normas colombianas aplicables.

Esta no es una lista exhaustiva. Durante la ingeniería de detalle el Inversionista establecerá una lista completa de estándares y códigos aplicables.

En caso de conflicto entre códigos estándares y normativa, el orden de preferencia es el siguiente:

- Normativa legal colombiana de aplicación;
- Códigos, estándares y guías de diseño generalmente usados en la industria del GNL en todo el mundo para equipo criogénico (incluyendo el “*know how*” de fabricantes y suministradores habituales de plantas de GNL), y
- Otros códigos estándares y guías de diseño generalmente usadas en la industria de *Oil & Gas*.
- Normas generales de Plantas de Regasificación en Tierra
  - NFPA 59A *Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas LNG*
  - EN-1473 Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño de las instalaciones terrestres
- Normas NFPA
  - NFPA 10 Portable Fire Extinguishers
  - NFPA 11 Standard Low Expansion Foam
  - NFPA 11A Medium and High Expansion Foam System
  - NFPA 12 CO2 Extinguishing Systems
  - NFPA 13 Installation of Sprinkler Systems
  - NFPA 14 Installation of Stand pipe and Hose Systems
  - NFPA 15 Water Spray Fixed Systems
  - NFPA 16 Deluge Foam Water Sprinkler and Foam Water Spray System
  - NFPA 17 Dry Chemical Extinguishing Systems
  - NFPA 20 Centrifugal Fire Water Pumps
  - NFPA 22 Water Tanks for Private Fire Protection
  - NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code
  - NFPA 54 National Fuel Gas Code
  - NFPA 58 Liquefied Petroleum Gas Code
  - NFPA 59 Utility LP-Gas Plant Code
  - NFPA 70 National Electrical Code
  - NFPA 13 Standard for the Installation of Sprinkler Systems
  - NFPA 14 Standard for the Installation of Standpipe, private Hydrants, and Hose Systems
- American Petroleum Institute
  - API 5L Specification for Line Pipe
  - API 6D Specification for Valves
  - API RP 520-1 Recommended Practice for the Sizing,

- 1 API RP 520-2 Selection and Installation of Pressure Relieving System in
- 2 Refinery
- 3 API RP 521 Guide for Pressure Relieving and Depressuring Systems
- 4 API RP 551 Manual on Installation of Refinery Instruments and Control
- 5 Systems
- 6 API 598 Valve Inspection and Test
- 7 API 600 Steel Gate Valves Flanged and Buttwelding Ends
- 8 API 602 Compact Carbon Steel Gate Valves
- 9 API 609 Butterfly valves, Lug type and Water Type API 610 Pumps
- 10 API 613 Special purpose Gear Units for Refinery Service
- 11 API 614 Lubrication, Shaft Sealing and Control Oil System for
- 12 Special Purpose Applications
- 13 API 616 Gas turbines for the Petroleum, Chemical and Gas
- 14 Industry Services
- 15 API 618 Compressors
- 16 API 619 Rotary Type Positive Displacement
- 17 Compressors for General Refinery Services
- 18 API 620 Design and Construction of Large, Welded Low (including
- 19 addendum 1,2&3) Pressure Storage Tanks
- 20 API 650 Welded Steel tanks for Oil Storage (including addendum 1,2&3)
- 21 API 661 Air Cooled Heat Exchangers for General Refinery Services
- 22 API 670 Machinery Protection System
- 23 API 671 Special Purpose Couplings for Refinery Services
- 24 API 674 Positive Displacement Pumps – Reciprocating
- 25 API 675 Positive Displacement Pumps – Controlled Volume
- 26 API 676 Positive Displacement Pumps – Rotary
- 27 API 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage
- 28 Tanks API 2555 Methods of Calibrating Large Storage Tanks
- 29 API 2510 Design and Construction of Liquefied Petroleum Gas (LPG)
- 30 Installations
- 31 API 14C Recommendation Practice for Analysis, Design, Installation and
- 32 testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production
- 33 Platforms
- 34
- 35 • American National Standards Institute
- 36
- 37 ANSI B1.1 Verified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form)
- 38 ANSI B 1.20.1 Pipe Threads, General Purpose (inch) ANSI B 16.1 Cast
- 39 Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
- 40 ANSI B16.3 Malleable Iron Threaded Fittings
- 41 ANSI B 16.5 Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings
- 42 ANSI B 16.9 Factory Made wrought Steel Butt welding Fittings
- 43 ANSI B 16.10 Face-to-Face and End to End Dimensions of Ferrous
- 44 Valves

ANSI B 16.11 Forged Fittings, Socket Welding and Threaded  
ANSI B 16.14 Ferrous Pipe Plugs, Bushing and Locknuts and  
PipeThreads  
ANSI B 16.20 Ring Joint Gasket and Grooves for Steel Pipe Flanges ANSI  
B 16.21 Non-Metallic Gaskets for Pipe Flanges  
ANSI B 16.25 Butt-welding Ends for Pipes, Valves, Flanges and Fittings  
ANSI B 16.28 Wrought Steel Butt-welding Short Radium Elbows and  
Returns  
ANSI B 16.34 Valves, Flanged, Threaded and Welding Ends ANSI B 16.36  
Orifice Flanges  
ANSI B 16.42 Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings  
ANSI B 16.47 Large Diameter Steel Flanges  
ANSI B 16.48 Steel Line Blanks  
ANSI B 31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping  
ANSI B 36.10M Welded and Seamless Wrought Steel Pipe  
ANSI B 36.19M Stainless Steel Pipe  
ANSI B 46.1 Surface Texture  
ANSI/ASCE 7-88 Calculation of Wind Load  
ANSI B 1.1 Unified Inc Screw Threads UN & UNR Thread Form  
ANSI B 318.2.2 Square & Hex Nuts

- Manufacturer's Standardization Society (MSS)

MSS-SP-6 Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and  
Connecting End Flanges of Valves and Fittings  
MSS-SP-25 Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges and  
Unions  
MSS-SP-43 Wrought Stainless Steel Butt-welding Fittings  
MSS-SP-44 Steel Pipe Line Flanges  
MSS-SP-55 Quality Standard for Steel Castings  
MSS-SP-58 Pipe Flanges and Supports – Material & Design  
MSS-SP-61 Pressure Testing of Steel Valves

- Normas ASTM

ASTM A74 Cast Iron Soil Pipe and Fittings  
ASTM B8 Seamless Copper Water Tube  
ASTM A82 Steel wise, Plain for Concrete Reinforcement  
ASTMA105 Carbon Steel Forgings  
ASTM A106 Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service  
ASTM A182 Forged or Roller Alloy Steel Pipe Flanges, Forged Fittings and  
Valves and parts for High Temp. Service  
ASTM A185 Steel Welded Wise fabric, Plain, for Concrete Reinforcement

- 1 ASTM A193 Alloy Steel and Steel Nuts for Bolts for High Pressure and
- 2 High Temperature Service
- 3 ASTM A194 Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and
- 4 High Temperature Service
- 5 ASTM A312 Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic
- 6 Stainless Steel Pipes
- 7 ASTM A350- 00 C Forgings, Carbon and Low Alloy Steel Requiring
- 8 Notch Toughness Testing for Piping Components
- 9 ASTM A351-00 Steel Castings, Austenitic for High Temp. Services.
- 10 ASTM A352-93 Steel Castings Ferritic and Martensitic for Pressure
- 11 containing Parts. Suitable for Low Temperature Service
- 12 ASTM A358 Standard for Electric Fusion Welded Austenitic Chromium
- 13 Nickel Alloy Steel Pipe for High Temperature Service
- 14 ASTM A366 Steel, Sheet, Carbon, Cold Rolled, Commercial Quality ASTM
- 15 A1008-019 Specifications for Steel Sheet, Cold Rolled, Carbon,
- 16 Structural, High Strength Low Alloy and high strength low alloy
- 17 with improved formability
- 18 ASTM A370 Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing
- 19 of Steel products
- 20 ASTM A416 Standard Strand uncoated Seven, Wise for Prestressed
- 21 Concrete
- 22 ASTM A420- 006 Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel
- 23 for Low Temperature Service
- 24 ASTM A421 Incoated Stress Relieved Wise for Prestressed Concrete
- 25 ASTM A435 - 82 (87) Straight Beam Ultrasonic Examination of Steel Plates
- 26 ASTM A530 (2001) General requirements for Specialized Carbon
- 27 and Alloy Steel Pipe
- 28 ASTM A553 Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Quenched and Tempered
- 29 8 and 9 Percent Nickel
- 30 ASTM A648 Steel Wise, Hard Drown for Prestressing concrete pipe
- 31 ASTM A694- 00 Forgings, carbon and Alloy steel for Pipe Flanges, Fittings,
- 32 Valves and Parts for High Pressure Transmission Service
- 33 ASTM D4239 Standard Test Method for Indicating Moisture by the Plastic
- 34 Sheet Method
- 35 ASTM D3359 Standard Test Method for Measuring Adhesion by Tape Test
- 36
- 37 • American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- 38
- 39 ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Sections II, V, VIII (Div. 1 and 2)
- 40 and IX: Latest Edition and all Mandatory Addenda)
- 41 ASME PTC 9, 1974 (R 1992) Displacement Compressors, Vacuum
- 42 Pumps and Blowers
- 43 ASME PTC 7.1 (1969) Displacement Pumps
- 44 ASME PTC 8.2 (1990) Centrifugal Pumps Testing



## 5.2.4 Especificación funcional

### 5.2.4.1 Introducción

El control de la planta debe constar de tres sistemas principales e independientes:

- Sistema de Control Distribuido (SCD)
- Sistema de Protección de la Planta (SSD)
- Sistemas de Seguridad Activa, (SSA) que se compone de:
  - La Detección de Gas e Incendios
  - La CCTV
  - La Anti intrusión.

En general, además de la indicación en sala de control, los transmisores se suministrarán con indicación local.

Este capítulo describe las funciones principales de control y monitorización en tiempo real realizadas por el Sistema de Control Distribuido (SCD). El SCD se soportará mediante:

- Una consola de control centralizada con unidades de pantalla visual (VDU) y los teclados que proporcionan una interfaz del operador.
- Instrumentos y controles montados en consola para funcionalidad particular.
- Estación de trabajo de ingeniería.

#### 5.2.4.1.1 Paneles locales

Se suministrarán paneles locales para la operación de los compresores, los vaporizadores y otras unidades paquete. Se duplicarán los controles críticos de estos sistemas en el centro de control cuando se requiera por operatividad.

Cuando se dispongan un número de alarmas y disparos en un panel local, la operación de cualquiera de ellos se indicará en el centro de control principal como una señal de “alarma común” y una señal de “disparo común”, respectivamente. De este modo, si alguna alarma asociada a una unidad paquete se activa, se indicará en el centro de control como alarma común. La misma filosofía se aplica a los sistemas de disparo de cada unidad paquete.

Se proveerán instrumentos y controles locales donde se necesite su información por razones de operación o seguridad.

Se suministrará un centro de control local de operación de la descarga en el pantalán.

#### **5.2.4.1.2 Medida de temperatura**

Se suministrarán sensores de temperatura superficial en todas las líneas de 8" y mayores para el procedimiento de puesta en frío, y posteriormente para los requisitos de operación.

#### **5.2.4.2 Descarga de barco**

##### **5.2.4.2.1 Control de la temperatura del vapor de retorno. Brazo de vapor**

Antes de la descarga de un barco se mantendrá una presión en los tanques de almacenamiento de GNL ligeramente inferior a la presión del tanque del carguero para poder enviar el gas de *boil-off* procedente del barco al tanque de la terminal a través del brazo de retorno del vapor (PX-311).

Durante la descarga del barco se controlará que la presión en los tanques de almacenamiento no exceda de 250 mbarg.

La temperatura del vapor de retorno se controlará (punto de ajuste -100°C), que regula el caudal GNL al des-recalentador EG-311. Cuando no se requiere enfriar el vapor de retorno, el operador pondrá el controlador de temperatura en manual y forzará su salida a cero.

##### **5.2.4.2.2 Control de drenaje de las líneas de descarga. Brazos de descarga (PX-301A/B/C)**

Se dispondrán medios manuales para permitir el drenaje de las líneas de descarga hacia el depósito separador del pantalán (FA-331).

El recipiente se presurizará con nitrógeno o fuel gas para enviar el GNL recogido a las líneas de descarga y de allí a los tanques de almacenamiento de GNL o a la antorcha, si no es posible la recuperación.

Se proveerán alarmas de alto nivel, muy alto nivel, bajo nivel y muy bajo nivel en el separador.

### 5.2.4.3 Tanques de almacenamiento

#### 5.2.4.3.1 Operaciones y control de la presión

El espacio de vapor del tanque de almacenamiento de GNL está conectado a través de una línea de equilibrado del vapor, dotada de válvula eléctrica, al colector de BOG. Por lo tanto, los espacios de vapor de los dos tanques están conectados.

Para definir el rango de presiones de operación de los tanques de almacenamiento de GNL deberán tenerse en cuenta, a menos, los siguientes puntos:

1. Presiones de diseño del tanque;
2. Caídas de presión friccional resultado de los flujos de vapor dentro y fuera del tanque;
3. Puntos de ajuste de válvulas de alivio de presión y válvulas rompedoras de vacío;
4. Necesidad de minimizar la cantidad de boil-off generado y las pérdidas de energía debidas a la operación de los compresores de BOG, y
5. Variaciones de la presión atmosférica en el emplazamiento de la terminal.

Debido a las variaciones de la presión atmosférica el trasmisor de presión que suministra el valor medido para el control de la presión del tanque deberá ser un transmisor de presión “absoluta”.

Para minimizar el caudal de *boil-off* y las pérdidas de energía en compresores se regula la presión de la fase gas hasta una presión absoluta equivalente a la presión de vapor del GNL almacenado en el tanque.

Los sistemas de protección del tanque se definen en términos de presión relativa debido a que los criterios de diseño de los tanques se definen en términos relativos de presión.

Cuando se definen los puntos de ajuste de los sistemas de protección y de los controladores de presión para el tanque de almacenamiento se tiene en cuenta el rango de presiones atmosféricas del emplazamiento donde se ubica de la terminal.

El control de presión en los tanques se realiza como sigue:

- El controlador de la presión absoluta controlará la capacidad de los compresores.

- Los controladores de la presión manométrica controlarán las válvulas de control de la antorcha o del gas de vacío.

Para que el operador de la sala de control tenga una imagen clara de la presión en cada tanque, tanto la presión manométrica como la presión absoluta se presentará en una imagen de pantalla de SCD-VDU y mediante registros de presión dedicados.

Para el sistema de rompedor de vacío se usará una despresurización en dos etapas que permite bajar desde la presión del sistema envío hasta la presión de operación normal de los tanques de GNL con el fin de mantener la presión de los tanques de almacenamiento en caso de operación a una presión anormalmente baja.

La lista completa de puntos de ajuste del sistema de protección se muestra a continuación. Los valores de ajuste serán confirmados por el vendedor del tanque y/o por el contratista de la ingeniería de detalle.

**Tabla 49. Puntos de ajuste de sistema de protección**

Sistema / Parámetro	mbarg
A. Válvula de alivio (diseñada para condiciones de incendio) presión máxima cuando se descarga a la atmósfera	319
B. Presión de Diseño del Tanque	290
C. Presión fijada de la válvula de alivio a la cual la válvula opera (diseñada para condiciones de incendio).	290
D. Válvula de alivio de proceso – presión máxima cuando descarga a la antorcha.	285
E. Válvula de alivio de proceso – presión fijada a la cual la válvula abre hacia la antorcha.	265
F. Alarma / Disparo de muy alta presión manométrica del Tanque de GNL.	260
G. Presión fijada a la cual abre la válvula para descargar gas a la antorcha.	250
H. Alarma de presión alta de la presión manométrica del Tanque de GNL.	248
I. Presión de Trabajo máxima en el tanque.	250
J. J. Presión de Trabajo mínima en el tanque.	100
K. Alarma de presión baja de la presión manométrica del Tanque de GNL.	25
L. Presión fijada a la cual abre la válvula y se reduce la presión del gas de envío o entra el nitrógeno en el colector de antorcha de baja presión.	20
M. Alarma/Disparo muy baja presión del Tanque de GNL.	15

Sistema / Parámetro	mbarg
N. Presión atmosférica	0
O. Presión fijada de la válvula de alivio de vacío	-5
P. Presión de diseño de vacío del Tanque	-15

#### 5.2.4.3.2 Operaciones y control de la presión

Se suministrarán dos transmisores de presión para medir la presión en cada tanque:

- Rango de 900 a 1400mbar absolutos.
- Rango de -100 a 400mbar relativos.

Los sistemas de protección de presión manométrica que miden muy bajas presiones se calibrarán contra una columna de agua barométrica.

#### 5.2.4.3.3 Medida de temperatura

Se suministrarán sensores de temperatura para controlar el proceso de puesta en frío y de operación del fondo y la virola interior del tanque.

También se suministrarán sensores de temperatura para la detección de fugas en las esquinas del fondo y la virola exterior del tanque de contención.

#### 5.2.4.3.4 Medida de nivel

El nivel del GNL en cada uno de los tanques puede monitorizarse localmente o desde la sala de mandos.

En cada tanque habrá instalados tres medidores independientes de nivel, un conmutador de alto nivel y un conmutador de bajo nivel. Los medidores de nivel facilitan indicaciones locales y remotas, alarmas de bajo, muy bajo, alto y muy alto nivel, así como protecciones extremas para niveles excesivamente bajos o excesivamente altos. Asimismo el conmutador de nivel demasiado alto proporciona un mecanismo de seguridad extremo contra riesgo de desbordamiento.

#### 5.2.4.3.5 Nivel-densidad-temperatura (LDT) en la medida del tanque

El tanque de GNL dispondrá de un cuarto medidor de nivel. Se trata de una sonda asociada a un sistema de supervisión de densidad y temperatura (LTD), únicamente utilizado para detectar estratificación.



A través de señales procedentes de la unidad de control la sonda podrá ser posicionada sobre cualquier cota de nivel en el interior del tanque. El módulo de control del motor incluye modos auto (programado) y normal.

Las lecturas de nivel, temperatura y densidad estarán visibles en continuo al operador en la unidad de control y es posible obtener un perfil general del tanque.

En posición manual, el operador puede manejar la sonda hacia arriba y hacia abajo a una velocidad seleccionada empleando un contacto suministrado.

En el modo de control programado, el sistema inicia un escaneo del contorno o perfil. Si la máxima diferencia de temperaturas supera los  $0.3^{\circ}\text{C}$  o si la máxima diferencia de densidades excede los  $0.8 \text{ kg/m}^3$ , se iniciará la recirculación de una bomba primaria de GNL para prevenir cualquier roll over en el tanque.

#### **5.2.4.4 Bombas primarias de GNL**

##### **5.2.4.4.1 Control de caudal**

Cada bomba (GA-301A/B/C) estará provista de una línea de caudal mínimo de recirculación al tanque de almacenamiento de GNL.

Un lazo de control de caudal regula el caudal de cada bomba.

En condiciones normales de operación la válvula de control de caudal de la línea de retorno a tanque estará cerrada. A medida que la demanda de GNL en la terminal se reduce la válvula irá abriendo para mantener un flujo mínimo de caudal a través de la bomba (30% del caudal de diseño).

Si hay demasiadas bombas en operación para la demanda del proceso las bombas afectadas se devuelve a sus curvas características de presión/flujo y los controladores de caudal mínimo serán una salvaguarda de las bombas.

##### **5.2.4.4.2 Puesta en marcha**

Para la puesta en marcha de una bomba primaria se ventea su pozo al tanque de almacenamiento a través de una válvula de aislamiento.

Se bloquearán entonces abiertas las válvulas de *by-pass* de la válvula antirretorno y de la válvula motorizada de la línea de descarga y se suministrará GNL de la/s bombas en línea hacia el pozo de bomba en cuestión para enfriar la bomba. El vapor generado se ventea y se retorna al tanque a través de la válvula de aislamiento dedicada a ello. La válvula de pie montada en la succión de la bomba estará cerrada para asegurar que el pozo se mantiene lleno de GNL.

Para asegurar que el pozo de la bomba se ha venteado completamente durante la puesta en marcha inicial, se suministra un temporizador. Este temporizador se ajusta para energizar la solenoide y cerrar la válvula de venteo del pozo de bomba cuando se mantiene el pozo lleno de GNL.

#### **5.2.4.5 Compresores de *Boil-Off***

##### **5.2.4.5.1 Depósito separador de la succión de compresores (FA-311)**

La temperatura del vapor procedente de los tanques de almacenamiento de GNL y el reciclo de gas procedente de los compresores de GBO se regula automáticamente, si se requiere, mediante la adición de GNL en el des-recalentador EG-301, aguas arriba del depósito separador de la succión del compresor (punto de ajuste -80°C).

La acumulación de líquido en el recipiente se detectará mediante una alarma de alto nivel y posteriormente mediante una alarma de muy alto nivel. El operador entonces drenará manualmente el líquido dentro de depósito de recogida de drenajes del compresor GBO. Este depósito de drenajes dispondrá también de una alarma de muy alto nivel.

Después de des-recalentar el vapor se comprime en los compresores de GBO.

##### **5.2.4.5.2 Compresores de GBO (GB-301A/B/C)**

Los compresores GB-301A/B/C comprimen el GBO, controlando de esa manera la presión en el tanque de almacenamiento de GNL.

La filosofía de control final dependerá de los compresores seleccionados y de las condiciones bajo las cuales se les requiera operar.

Se deberían considerar las siguientes alternativas:

- Carga en Paralelo: dos compresores operando con carga de porcentaje similar.
- Carga Base: un compresor operando al 100% de carga y el otro que se regula automáticamente de acuerdo con la demanda.
- Combinaciones de lo anterior.

Se preverá un sistema manual que permita limitar el porcentaje de carga.

Dos señales de control de capacidad regulan la operación de los compresores de GBO:

- El sistema de control de la presión absoluta del tanque de GNL.
- El sistema de control del relicuador.

Un selector de señal baja elegirá la señal más baja que se empleará para regular la capacidad de los compresores.

Las características de presión/caudal de los compresores se desarrollarán durante la ingeniería de detalle, con el vendedor seleccionado.

#### **5.2.4.6 Relicuator**

El relicuador permite relicuar todo el vapor procedente de los compresores de GBO, evitando además el envío de vapor a la succión de las bombas de alta presión.

La presión a la salida del relicuador se mantiene a 1 bar por encima del punto de burbuja del GNL evitando, de esta forma, la cavitación en las bombas secundarias.

El principio de operación del relicuador se basa en utilizar solamente la cantidad necesaria de GNL para relicuar el GBO por contacto directo.

La parte del GNL que no se emplea para relicuar se directamente a las bombas secundarias a través del by-pass del relicuador. La presión en la succión de las bombas secundarias se mantiene mediante el control de la presión en el relicuador.

Dependiendo de la capacidad de envío y, en menor medida, de la composición de GNL, el operador puede ajustar la presión de operación: a menor presión de operación en el recondenser, menor consumo de energía en la terminal y viceversa.

#### **5.2.4.7 Bombas secundarias de GNL (GA-311A/B/C/D)**

##### **5.2.4.7.1 Control de caudal**

Cada bomba secundaria está provista de una línea de caudal mínimo con un lazo de control que mantiene el flujo mínimo en la bomba. En condiciones normales de funcionamiento, la válvula de caudal mínimo está cerrada y sólo se abre para mantener el flujo mínimo por la bomba a medida que se reduce el flujo a las unidades de consumo (vaporizadores).

Los controladores de caudal de los vaporizadores de agua de mar fijan la demanda de caudal de las bombas secundarias.

Si hay demasiadas bombas en funcionamiento para la demanda del proceso, las bombas afectadas se devuelven a las curvas características de presión/flujo y los controladores de caudal mínimo protegen las bombas.

En una situación extrema si la válvula de retorno está totalmente abierta y el controlador de caudal de retorno opera de modo ineficiente, el motor de la bomba se sobrecargará y se activará su alarma de alta intensidad.

#### **5.2.4.7.2 Puesta en marcha**

El arranque de cada bomba (GA-311A/B/C/D) estará inhibido hasta que se alcance un nivel adecuado en su depósito de venteo correspondiente.

Durante el proceso de enfriamiento y llenado del depósito de la bomba y del depósito de venteo la línea de venteo estará abierta y se conducirán los vapores de GNL al colector de venteos y de este al relicuador.

#### **5.2.4.8 Vaporizador de Agua de Mar (PA-301A/B)**

##### **5.2.4.8.1 Control de caudal**

El flujo de GNL a cada vaporizador (PA-301A/B) se controlará mediante un lazo de control de caudal, mediante la temperatura de salida del gas natural de los vaporizadores y mediante la demanda de caudal y presión en la ERM. Un selector de señal baja realizará la selección de una señal u otra.

El caudal de agua de mar a cada vaporizador se controlará con el valor de temperatura diferencial del agua de mar.

##### **5.2.4.9 Envío a la RED**

La instrumentación del paquete de la estación medida (UM-301) será la estándar de vendedor. El paquete de medida se controlará y operará desde sala de control. Los requisitos de la interfaz del SCD se definirán detalladamente durante la ingeniería de detalle, una vez seleccionado el vendedor de la estación de medida.

#### **5.2.4.10 Sistema de fuel gas**

##### **5.2.4.10.1 Caudal de fuel gas a consumidores**

El caudal total, compensado con temperatura y presión, de fuel gas de envío a usuarios se medirá y se totalizará.

#### 5.2.4.10.2 Control de presión

La presión del sistema de distribución de fuel gas se mantiene mediante el estrangulamiento del boil-off gas procedente de los compresores o del gas natural procedente de los vaporizadores.

#### 5.2.4.10.3 Control de temperatura

Para mantener una temperatura de fuel gas de distribución adecuada se activa un calentador eléctrico de fuel gas en caso de que el calentador de aire ambiente de fuel gas sea insuficiente.

#### 5.2.4.10.4 Depósito separador de fuel gas (FA-341)

Se suministrará una alarma de alto nivel en el separador.

### 5.2.5 Filosofía de operación

#### 5.2.5.1 Introducción

Este capítulo pretende fijar criterios generales a considerar en la operación de la Terminal de Regasificación de GNL en Buenaventura.

Las consideraciones expuestas aquí deberán tenerse en cuenta a la hora de realizar el diseño, elaborar el manual de operación y planificar los tiempos de parada y/o mantenimiento.

#### 5.2.5.2 Descarga desde buque carrier de GNL

Cuando se conozca la fecha de llegada del buque carrier los brazos deberán ser verificados mediante una maniobra en vacío el día anterior, de modo que en caso de haber un problema este pueda ser corregido inmediatamente.

Antes de llegar, desde el buque se informará a la Terminal sobre la calidad del GNL transportado (procedencia, composición promedio, peso molecular, densidad, temperatura). La calidad del GNL puede afectar a la forma en que el mismo será descargado hasta el tanque de GNL.

Se dará prioridad a la conexión del brazo de vapor, ya que el buque puede precisar aliviar presión de sus tanques, dirigiendo el gas en exceso hacia el colector de vapor de la Terminal o la antorcha si el caudal es suficientemente elevado.

Se deberá hacer una prueba de estanqueidad con nitrógeno (comprobando con agua jabonosa) en cada brazo conectado al *manifold* del buque para asegurar que



el acoplamiento hidráulico entre el buque y la Terminal no presenta ningún punto de fuga durante la descarga.

Unas horas antes de comenzar la descarga es aconsejable recircular GNL al Tanque por la entrada superior, de forma que provoque una disminución de Temperatura de la parte vapor a fin de evitar un posible vacío durante la descarga, por enfriamiento rápido con un caudal elevado.

Antes de comenzar cada descarga se debe comprobar la correcta operación del desacople de emergencia (PERC) a fin de asegurar su funcionamiento ante una anomalía grave durante la descarga. Se producirá un desacople de emergencia por acción directa del operador sobre el botón de emergencia o por una extensión excesiva de los brazos que pueda ocasionar su rotura.

Se deben abrir las aportaciones de nitrógeno a las rótulas de los brazos de descarga para evitar condensaciones y formación de hielo que impida la articulación correcta de los brazos durante la descarga

La descarga se comenzará a un caudal bajo y se irá incrementando gradualmente hasta el caudal de diseño. De igual forma, cuando se estime que la descarga está próxima a terminarse, se irá disminuyendo gradualmente el caudal, parando de forma secuencial las bombas del barco. De esta manera se evitarán golpes de ariete indeseables en los colectores de descarga.

Se activará la operación del desuperheater de ataque para garantizar que la temperatura de los vapores de *boil-off* retornados al buque esté por debajo de -100 °C.

La descarga se realizará de forma paralela por las líneas de descarga y la de recirculación.

Durante toda la operación de descarga del buque (maniobra de los brazos y descarga del buque) el personal deberá permanecer alejado (mínimo 3 m) del PERC y del acoplamiento hidráulico.

El procedimiento de descarga del buque deberá ser supervisado en su totalidad, asignándose responsabilidades individuales específicas y evitando cualquier riesgo para el personal y los equipos.

Si se está descargando al tanque parcialmente lleno se enviará la descarga a la entrada superior del tanque de GNL si la densidad de lo acumulado es inferior a lo descargado desde el buque (entrada inferior en caso contrario), a fin de garantizar una buena mezcla entre dos GNL de diferente densidad y evitar estratificaciones que puedan provocar *roll-over*.

La presión del tanque de GNL no deberá sobrepasar los 250 mbar g. En caso necesario el exceso de gas de boil-off será enviado a la antorcha a través de la válvula de control correspondiente, o deberá disminuirse el caudal de descarga.

Una vez terminada la descarga, y antes de desconectar los brazos, se drenará el GNL hacia el Depósito Separador (FA-331) presurizando con nitrógeno en el punto superior de los brazos y abriendo las válvulas de drenaje. Parte del GNL retornará hacia el buque. Una vez realizada esta operación se cerrarán las válvulas de drenaje y nitrógeno, se desconectarán los brazos y se presurizará el Depósito Separador para desplazar el GNL hacia el colector de descarga.

Inmediatamente después de la descarga y el vaciado del Depósito Separador, se modificará la posición de las válvulas necesarias y comenzará la recirculación de GNL desde las bombas primarias hacia el atraque con el retorno correspondiente, para mantener en frío los colectores.

Al tiempo de descarga se debe añadir el necesario para amarrar el buque, instalar y retirar el conector buque-tierra, conectar y desconectar los brazos de descarga, situar y retirar la pasarela de acceso a buque, el tiempo requerido por personal del Puerto, Aduanas, etc.

### **5.2.5.3 Tanque de GNL y Bombas primarias**

El tanque de almacenamiento de GNL debe disponer de un dispositivo sonda para transmitir datos sobre nivel, temperatura y densidad del líquido almacenado.

A través de señales procedentes de la unidad de control la sonda podrá ser posicionada sobre cualquier cota de nivel en el interior del tanque. La información relativa al nivel, la temperatura y la densidad se registra en el sistema de control. Dicha información puede imprimirse y es posible obtener un perfil general del tanque.

En el caso de que se detecte una estratificación causada por una diferencia de temperatura y/o densidad se arrancarán las bombas primarias y se recirculará GNL hacia la entrada superior del tanque a fin de provocar una mezcla homogénea del GNL almacenado.

Se deberá comprobar de forma regular la temperatura de la losa. El tanque debe estar equipado con un sistema de detección que activa unos circuitos de resistencias a fin de evitar la congelación del terreno.

Las bombas primarias de los tanques se utilizan para enviar GNL al relicuador o directamente a la succión de las bombas secundarias. Además también se pueden

utilizar para fines de recirculación y de mantenimiento de temperatura fría en las líneas que no se están utilizando (líneas de descarga, líneas de llenado de tanques, líneas de descarga de bombas de entrada de tanques, etc.), para recirculaciones en los propios tanques de GNL para evitar el *Roll-Over*, para la transferencia de GNL desde un tanque al otro tanque o a un barco, y para la recirculación total cuando no hay envío de gas a la red de gasoductos (emisión cero).

Las bombas primarias aportan el caudal necesario para garantizar la emisión a la red de gasoductos y un caudal adicional que se utiliza para la recirculación del GNL contenido en los colectores de descarga durante la operación sin descarga de barco. Dejar el GNL sin recircular produciría una vaporización gradual del líquido que provocaría una diferencia de temperatura apreciable entre la generatriz superior e inferior del colector de descarga. Esto causaría el arqueo de los colectores con riesgo de rotura si se exceden los límites admisibles de elasticidad.

Las bombas primarias se instalan en paralelo. Por tanto, la presión total de descarga de las bombas dependerá de:

- La curva característica de caudal / presión de cada una de las bombas
- El número y tipo de bombas que están funcionando
- El caudal total de GNL que se precisa

Para lograr un funcionamiento óptimo, el operario tendrá en funcionamiento el número mínimo de bombas para conseguir que trabajen en su punto de rendimiento óptimo.

La lubricación y refrigeración de las bombas primarias y sus motores está asegurada por medio del GNL.

El conjunto bomba/ motor se puede instalar/ retirar del depósito del tanque por la parte superior del pozo de la bomba por medio de una grúa instalada en cada tanque.

Los conductos de cables eléctricos y de instrumentación a la salida de las bombas están purgados con nitrógeno para detectar fugas de gas. Se debe revisar periódicamente la perfecta operación de los rotámetros e instrumentación asociada a este sistema.

Es importante que los operadores presten especial atención a los detectores de vibraciones asociados a estas bombas y procedan a su comprobación de forma periódica, ya que una excesiva vibración puede provocar un daño irreparable a la bomba y la válvula de pié.

#### 5.2.5.4 Relicuator, bombas secundarias, vaporización y medida

El GNL procedente del tanque de almacenamiento GNL se envía al relicuator por medio de las bombas primarias. El relicuator de GNL permite recondensar el gas de *boil-off* generado en la terminal que se envía al relicuator por medio de los compresores de *Boil-Off*.

El motor de las bombas secundarias está integrado en la propia bomba y totalmente inmerso en GNL dentro del pote de la bomba. La lubricación y refrigeración de las bombas y los motores está asegurada por el GNL.

Los conductos de los cables eléctricos y de instrumentación se purgan de forma continua con nitrógeno, controlando la salida para asegurar que no se producen fugas.

El personal de operación debe comprobar periódicamente la funcionalidad de este sistema y el caudal de nitrógeno aportado, ya que en caso de ser insuficiente se provocaría la parada de las bombas.

Las bombas secundarias operan en paralelo. Por consiguiente, la presión total de descarga de las bombas depende de:

- La curva característica de presión / caudal de cada bomba
- El número de bombas en funcionamiento
- El flujo total de GNL necesario

El operador pondrá en funcionamiento el número mínimo de bombas para que éstas trabajen cerca del punto de mayor rendimiento.

En la primera puesta en marcha o cuando las bombas se sacan fuera de servicio y posteriormente se ponen en frío se deberá seguir la secuencia de tiempos de enfriamiento indicada por el suministrador. Estas bombas requieren un cuidado especial en las operaciones de enfriamiento para evitar tensiones térmicas importantes.

Las bombas están provistas de instrumentación para garantizar un funcionamiento adecuado y seguro e informar en todo momento al operador de su estado.

Las bombas secundarias se arrancarán siempre en campo por los operadores que supervisarán el correcto funcionamiento. Una vez asegurado la ausencia de vibraciones ni otro tipo de problemas se pasará el selector de la bomba a control remoto.

La Terminal debe contar con un tipo de vaporizadores:

Vaporizadores *Open Rack* (ORV) en los que la vaporización se produce por aporte de agua de mar.

Los vaporizadores tienen una salida común, que envía el gas vaporizado a la red de gasoductos previo paso por la estación de medida.

Antes de la válvula de corte de entrada a los vaporizadores se desvía un mínimo caudal por una línea de *by-pass*, que sirve para mantener las líneas frías y minimizar el tiempo de puesta en marcha de un vaporizador. Los operadores deben comprobar periódicamente que esas líneas de enfriamiento están abiertas y cumplen correctamente su función.

El agua de mar produce un deterioro continuo de la zona inferior del vaporizador, donde el salto térmico entre el agua de mar y el GNL es mayor. Por ello la parte inferior de los ORV deberá estar protegida con una capa de pintura protectora especial. Los operadores deben comprobar periódicamente que ese recubrimiento está en perfectas condiciones. Este deterioro generado por el agua de mar se acentúa con la presencia de determinados metales pesados existentes en el agua de mar.

Los operadores controlarán el caudal de gas natural de emisión de la terminal por medio de las válvulas de entrada a cada uno de los vaporizadores.

La estación de medida de gas natural está equipada con una línea de *by-pass* que permite desviar el gas medido por el medidor de una línea volviéndolo a medir por el medidor de la otra línea. Esto permite a los operadores comprobar la fiabilidad de los medidores y enviar a calibración el medidor de gas natural que se sospeche da medidas erróneas.

#### **5.2.5.5 Compresor *boil-off***

El GNL se almacena en el tanque de GNL. Por entradas térmicas al sistema, su temperatura aumenta hasta su punto de ebullición y entonces se vaporiza parcialmente. Esto se produce también en las tuberías, dando lugar a un vapor que se conoce como *boil-off*.

El tanque de GNL debe estar completamente aislado. Sin embargo, no es posible tener un espesor de aislamiento que asegure la eliminación total de fugas térmicas. Por razones económicas y constructivas, el tanque de GNL se debe diseñar para una tasa de evaporación diaria de 0,05%.

A fin de evitar la sobrepresurización del tanque, debe eliminarse esa generación de vapor. Esto se consigue comprimiendo el gas evaporado por medio de los



compresores de *boil-off* y volviéndolo a condensar después en el relicuador por contacto directo con el GNL de las bombas primarias.

Los compresores de *boil-off* pueden operar de forma automática, controlando la presión existente en el tanque de GNL (y de esa forma debe estar planteada la estructura de control).

Sin embargo, y debido a la elevada inercia del sistema, dado su gran volumen, se puede operar de forma escalonada, controlando de forma manual la operación escalonada de los compresores o incluso parándolos por un tiempo hasta que la presión supere ciertos valores.

Por razones de diseño mecánico la corriente de gas de *boil-off* a los compresores debe tener una temperatura inferior a  $-80^{\circ}\text{C}$ . El personal de operación debe comprobar periódicamente que el sistema de control automático de temperatura (por medio del atemperador) funciona correctamente.

Durante la operación de descarga desde buque deben ponerse en operación los dos compresores, ya que es el modo de operación cuando más vapor de *boil-off* se produce.

Los compresores de *boil-off* deben mantener la presión de los tanque de GNL entre 100 y 250 mbar(g).

#### 5.2.5.6 Sistema de *fuel gas*

En la terminal de regasificación se necesita *fuel gas* para hacer funcionar los pilotos de antorcha y el sistema de ignición de antorcha y para barrer de forma permanente los colectores de antorcha.

El gas de combustión se prepara de una mezcla de gas de *boil-off* procedente de los compresores y gas natural de la emisión (vaporizadores).

En cualquier momento los operadores deberán comprobar que el sistema de *fuel gas* está operativo a la presión requerida y que los aportes de purga a los colectores (por medio de placas o rotámetros) dan el caudal especificado.

#### 5.2.5.7 Aire de planta e instrumentos y nitrógeno

La terminal de regasificación debe disponer de dos calidades de aire distintas: aire comprimido de planta para uso en servicios y aire comprimido seco y limpio para instrumentación (con punto de rocío  $-20^{\circ}\text{C}$  a presión máxima y exento de aceite).

Las dos redes de aire de planta y de instrumentación se alimentan desde el mismo conjunto de compresores de aire.

Los compresores están dotados de un sistema de refrigeración. Si está formado por torres de refrigeración de agua en circuito cerrado, los operadores deben comprobar periódicamente la calidad del agua del circuito y la funcionalidad del sistema de adición de algicidas. Se deberá comprobar también la no existencia de legionella asociada a este circuito.

La planta dispone de nitrógeno gaseoso para purgas y secado de líneas y equipos.

La terminal recibe nitrógeno líquido por medio de camiones cisterna.

Una unidad de nitrógeno almacena nitrógeno líquido de los camiones cisterna y lo vaporiza y calienta antes de su envío a la red de distribución de la terminal.

El personal de operación deberá controlar el estado del nivel del depósito y pedir su relleno en cuanto baje de un nivel mínimo.

#### **5.2.5.8 Agua de mar**

El agua de mar se utiliza como líquido de calentamiento para vaporizar y calentar el gas natural en los vaporizadores tipo ORV.

Los operadores deberán vigilar que se produce un reparto homogéneo del agua a los paneles y que ninguno queda seco, ya que la formación de hielo produce deterioro de la capa protectora inferior y podría dar lugar a deformaciones permanentes.

Se debe disponer al menos de 2 bombas centrífugas verticales de agua de mar en operación (más una de reserva) para suministrar agua de mar a los ORV. Cada bomba se sitúa en un compartimiento provisto de un filtro de rejillas a la entrada. Los operadores deben vigilar periódicamente que no se acumulan objetos extraños en esta zona.

Se debe disponer de cuatro filtros autolimpiantes en la descarga de las bombas de agua de mar (más uno de reserva). Los operadores deben vigilar periódicamente que los filtros estén limpios.

Las bombas de agua de mar operan en paralelo. Al igual que otros sistemas operando de la misma forma los operadores deben tener en funcionamiento el número menor de bombas posibles operando siempre en su punto de mayor rendimiento.

Las bombas de agua de mar se arrancan siempre en modo local. Una vez comprobado la ausencia de vibraciones u otro tipo de problemas se pasará a modo remoto.

#### 5.2.5.9 Sistema contraincendios

El suministro principal de agua contraincendios es el agua de mar. El material de la red contraincendios es apto para agua de mar. Sin embargo, para evitar el taponamiento de las boquillas debido a la sal y a la acumulación de microorganismos, se recomienda el drenaje y el lavado del sistema contra-incendios después de su utilización o prueba y mantenerlo lleno de agua dulce (con agua de planta).

Si de forma accidental se produjera un vaciado del sistema se procederá a su llenado inmediato, purgando todos los puntos altos para evitar la acumulación de bolsas de aire, ya que en un arranque de emergencia se podrían producir golpes de ariete con rotura del colector.

En condiciones normales de funcionamiento (para pruebas o incendios pequeños) solamente se utiliza una bomba de contraincendios de agua dulce que está alimentada del tanque de agua dulce.

Cuando se necesita un caudal de agua alto, la red contra-incendios se alimenta con agua de mar por dos bombas vertical eléctricas situada en el cajón de captación de agua de mar. Estas bombas cuentan con una bomba de reserva de 100% de capacidad accionada por motor diésel.

El personal dedicado a seguridad de la terminal deberá comprobar de forma periódica la correcta operación de todos y cada uno de los elementos dedicados a contra incendios, por medio de un protocolo que deberá ser rigurosamente completado y firmado. Cualquier anomalía encontrada deberá repararse inmediatamente.

#### 5.2.5.10 Efluentes

Los posibles derrames de aceites que se puedan producir en la terminal (transformadores, lubricación de compresores, bombas, etc.) como resultado de operaciones erróneas o de accidentes serán conducidos a arquetas de recogida y tratados en balsas separadoras.

De igual forma todo efluente de la terminal de carácter biológico será recogido y tratado adecuadamente hasta que cumpla con los requisitos establecidos por las Autoridades medioambientales que permitan su vertido a la red de efluentes de la terminal.

#### 5.2.5.11 Sistema de antorcha

El gas liberado por las válvulas de seguridad se envía a dos colectores separados:

- Un colector que recibe las descargas de presión baja, principalmente de los tanques y los alivios térmicos.
- Un colector que recibe las descargas de alta presión, principalmente de los ORV.

Ambos colectores se deben unir antes del separador de antorcha para que no interfieran las posibles sobrepresiones que pudiera haber.

La función de KO de antorcha es recoger cualquier líquido que descargue la válvula de seguridad. Para recoger todos los líquidos, el separador está situado en el punto más bajo de la red de antorcha.

Para evitar la entrada de aire en la red de antorcha, se purga de forma permanente un flujo de fuel gas o nitrógeno en los extremos de los colectores de antorcha. El personal de operación deberá comprobar la correcta operación de estas purgas.

Desde sala de control se deberá comprobar que la antorcha está encendida en todo momento. Para ello, una de las cámaras de vigilancia de proceso deberá estar permanentemente dirigida hacia el quemador de la antorcha.

#### 5.2.5.12 Sistema diésel

Existe un tanque de diésel que se utiliza para funcionamiento del generador de emergencia y la bomba de contraincendios diésel.

Cada uno de los dos equipos dispone de un tanque de día asociado. Desde el tanque de almacenamiento principal se realizará el llenado de esos depósitos por medio de las bombas de transferencia.

Será responsabilidad de los operadores el controlar el nivel del tanque de diésel y gestionar la llegada de cisternas cuando el nivel llegue a un mínimo. La carga se realizará por la bomba situada en el camión.

### 5.2.5.13 Balsas de derrames

Las fugas de GNL son detectadas mediante dispositivos especiales para control de gas y GNL o bien por los mismos operarios en el transcurso de su actividad rutinaria en la planta. Deberá informarse de cualquier fuga a la sala de control por teléfono o radio.

Si la fuente de fuga pudiera ser aislada con facilidad el propio operario será quien lo haga. En caso contrario deberá quedarse cerca para ayudar a los bomberos.

Si se produce una fuga grande de GNL la misma deberá ser reparada inmediatamente. Esto puede implicar una parada de descarga del buque e incluso la evacuación de la zona.

El GNL resultante de una fuga circulará por los canales y se almacenará en las balsas de recogida. Por ello, es de gran importancia que los operadores mantengan las balsas de recogida de derrames limpias de elementos extraños y con la menor acumulación de agua de lluvia.

Igualmente, el personal de seguridad deberá comprobar regularmente la operación de los sistemas de espuma asociados a las balsas de derrames.



## 6 FIGURAS

La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

Figura 1. Esquema PFD preliminar de Regasificación del FSRU.

Figura 2. Diagrama Procesos de la Planta de Regasificación en tierra.

PREPUBLICACIÓN