

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38

ANEXO No. 1.

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

SERVICIOS ASOCIADOS AL PROYECTO

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO DE GNL, REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y SERVICIOS ASOCIADOS DE LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS DEL PACÍFICO.

**DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA
CONVOCATORIA PÚBLICA UPME GN No. 01 – 2022**

Bogotá D. C., junio de 2022

TABLA DE CONTENIDO

1

2

3

4

5 **1 CONSIDERACIONES GENERALES 7**

6 1.1 Requisitos Técnicos Esenciales 7

7 1.2 Definiciones..... 7

8 **2 PLANTA DE REGASIFICACIÓN 8**

9 2.1 Descripción de los servicios asociados a la planta de regasificación..... 8

10 2.2 Responsabilidades del Inversionista..... 11

11 **3 NORMAS TÉCNICAS GENERALES APLICABLES A LA PLANTA DE**

12 **REGASIFICACIÓN..... 12**

13 3.1 Principales características técnicas del proyecto..... 13

14 3.1.1 Composición GNL 13

15 3.1.2 Concesiones, Licencias y Permisos..... 14

16 3.1.3 Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación 14

17 3.1.4 Materiales y equipos..... 15

18 3.1.5 Normas para Fabricación de Equipos..... 15

19 3.1.6 Pruebas en Fábrica 15

20 **4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN FSRU..... 16**

21 4.1 Obras Marítimas 16

22 4.1.1 Descripción de las Instalaciones a Diseñar..... 17

23 4.1.2 Reglamentos o Normas Técnicas 18

24 4.1.3 Criterios Generales de Proyecto 22

25 4.1.4 Buques de Diseño 22

26 4.1.5 Criterios de Diseño Funcional..... 24

27 4.2 Instalaciones receptoras de gas regasificado y entrega de GNL a cisterna

28 (Topside de atraque e instalaciones en tierra) 26

29 4.2.1 Introducción..... 26

30 4.2.2 Criterios generales de alcance de los trabajos en Topside de atraque e

31 instalaciones en Tierra 26

32 4.2.3 Bases de Diseño 28

33 4.2.4 Especificación Funcional 32

34 4.2.5 Filosofía de Operación..... 34

35 4.3 Buque regasificador FSRU 36

36 4.3.1 Alcance del FSRU 37

37 4.3.2 Bases de Diseño 37

38 4.3.3 Principales normas de aplicación..... 39

39 4.3.4 Filosofía de operación 57

40 **5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN PLANTA REGASIFICACIÓN Y**

41 **ALMACENAJE EN TIERRA..... 61**

42 5.1 Obras Marítimas 62

43 5.2 Almacenamiento y Planta de Regasificación en tierra 62

1	5.2.1	Criterios generales de alcance de los trabajos en <i>Topside</i> de atraque	
2		instalaciones en Tierra	62
3	5.2.2	Bases de Diseño	63
4	5.2.3	Principales normas de aplicación.....	68
5	5.2.4	Filosofía de operación	72
6	6	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA PLANTA DE	
7		REGASIFICACIÓN.....	75
8	6.1	<i>Precommissioning</i> (Pre-arranque).....	75
9	6.1.1	Reportes de Pruebas:.....	75
10	6.2	<i>Commissioning</i> (Listo para la puesta en marcha).....	76
11	6.3	<i>Start - Up</i> (puesta en marcha)	76
12	6.3.1	Información Requerida para la Puesta en Servicio	76
13	7	DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS ASOCIADOS AL GASODUCTO	
14		BUENAVENTURA - YUMBO	77
15	7.1	Características Técnicas de los Servicios.....	77
16	7.2	Responsabilidades del Inversionista.....	78
17	7.3	Punto de conexión del Gasoducto Buenaventura – Yumbo al Sistema Nacional de	
18		Transporte	79
19	8	NORMAS TÉCNICAS GENERALES APLICABLES AL GASODUCTO	
20		BUENAVENTURA - YUMBO	80
21	8.1	Principales características técnicas del proyecto.....	80
22	8.2	Licencias y Permisos.....	80
23	8.3	Área a intervenir en la construcción del gasoducto.....	81
24	8.4	Conexión del gasoducto al Sistema Nacional de Transporte (SNT).....	82
25	8.5	Materiales y equipos.....	82
26	8.5.1	Normas para Fabricación de los Equipos	82
27	8.5.2	Pruebas en Fábrica	82
28	8.6	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GASODUCTO BUENAVENTURA - YUMBO	
29		83	
30	8.6.1	Construcción del Gasoducto Buenaventura - Yumbo – Infraestructura	83
31	8.6.2	Mano de Obra.....	83
32	8.6.3	Equipos y Herramientas	83
33	8.6.4	Señales y Protecciones.	84
34	8.6.5	Señales de Tránsito.....	84
35	8.6.6	Pasos Temporales Peatonales y para Vehículos:.....	84
36	8.6.7	Vallas de Identificación:	84
37	8.6.8	Sistemas de información y comunicación social.	84
38	8.6.9	Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras mecánicas.	
39		85	
40	8.6.10	Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras civiles	86
41	8.6.11	Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras eléctricas	86
42	8.6.12	Especificaciones técnicas generales para el Desarrollo de Obras de	
43		instrumentación y control.....	86
44	8.7	Criterios de diseño para tubería	87
45	8.7.1	Bridas	88
46	8.7.2	Válvulas.....	88

1	8.7.3	Protección Catódica.....	89
2	8.7.4	Camas anódicas.....	90
3	8.7.5	Rectificador de Corriente.....	91
4	8.7.6	Puesta a Tierra.....	91
5	8.7.7	Bridas Aislantes.....	91
6	9	CÓDIGOS, NORMAS, ESTÁNDARES Y DOCUMENTOS REFERENCIA.....	91
7	9.1	Códigos y Estándares.....	91
8	10	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	92
9	10.1	Prueba Hidrostática.....	92
10	10.1.1	Diseño de la prueba / procedimiento escrito.....	93
11	10.1.2	Seguridad industrial.....	94
12	10.2	<i>Precommissioning</i> (Pre-arranque).....	94
13	10.3	<i>Commissioning</i> (Listo para la puesta en marcha).....	94
14	10.4	<i>Start - Up</i> (puesta en marcha).....	95
15	10.4.1	Información Requerida para la Puesta en Servicio.....	95
16	11	GAS DE INICIO Y GAS DE OPERACIÓN.....	95
17			
18			
19			

LISTADO DE TABLAS

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28

Tabla 1. Rango de composiciones de suministro de GNL.....	13
Tabla 2. Calidad del Gas Natural en el Sistema Nacional de Transporte	13
Tabla 3. Normatividad criterios geotécnicos	19
Tabla 4. Normatividad diseño estructural	20
Tabla 5. Datos preliminares FSRU DE 200.000 m³ de capacidad.....	23
Tabla 6. Flota de diseño preliminar	23
Tabla 7. Movimientos máximos admisibles. Amplitudes de pico a pico , menos la deriva que es de 0 a pico.....	25
Tabla 8. Códigos y Estándares	29
Tabla 9. Códigos y estándares aplicables a seguridad y salud.....	39
Tabla 10. Códigos y estándares aplicables al Medio Ambiente	39
Tabla 11. Códigos y estándares aplicables a aseguramiento de la calidad	40
Tabla 12. Códigos y estándares aplicables a IMR	40
Tabla 13. Códigos y estándares aplicables al FSRU	41
Tabla 14. Códigos y estándares aplicables a defensas y maniobras de ataque.....	43
Tabla 15. Códigos y estándares a sistemas mecánicos	44
Tabla 16. Códigos y estándares aplicables para instalaciones contra-incendios	47
Tabla 17. Códigos y estándares aplicables al izado.....	47
Tabla 18. Códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso.....	48
Tabla 19. Códigos y estándares aplicables a tanques de GNL.....	49
Tabla 20. Códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación.....	49
Tabla 21. Códigos y estándares aplicables a sistema eléctricos e instrumentación	50
Tabla 22. Códigos y estándares aplicables a sistemas salvavidas.....	57

1
2
3
4
5
6
7
8
9

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Subsistemas opción FSRU.....	16
Figura 2. Movimientos del buque en sus 6 grados de libertad.....	25
Figura 3. Subsistemas opción en tierra	61

Prepublicación

ANEXO 1

1 CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas inicial, 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 la Convocatoria Pública UPME GN 01 – 2022.

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.

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 tal sentido antes de la construcción del proyecto, el Inversionista deberá entregar al Auditor los documentos de la ingeniería básica y de detalle para verificar el cumplimiento de la normatividad aplicable y los DSI.

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 normatividad de 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.

1 **2 PLANTA DE REGASIFICACIÓN**

2
3 **2.1 Descripción de los servicios asociados a la planta de regasificación**

4
5 La Convocatoria Pública UPME GN No. 01 – 2022 para la prestación del servicio de
6 almacenamiento de GNL, regasificación de gas natural y servicios asociados a través de la
7 Planta de Regasificación del Pacífico ubicada dentro del límite geopolítico del municipio de
8 Buenaventura – Valle del Cauca en el Pacífico Colombiano. Para el efecto, el Inversionista
9 se encargará del diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
10 servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas a la Planta de Regasificación
11 del Pacífico, definida en el *Plan de Abastecimiento de Gas Natural y adoptada por el*
12 *Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020,*
13 con las siguientes características:

14
15 1. Descargue y recibo de Gas Natural Licuado

- 16
17
 - Tiempo de transferencia de GNL desde Carrier a la terminal: No más de 24
18 horas para 200.000 m³ de GNL sin incluir tiempos de remolque, atraque,
19 conexión /desconexión, purga y enfriamiento del Carrier.
 - Tasa de descarga de LNG por diseño: 12.000 m³/hr.
 - Opción Terminal en tierra (*onshore*): Mínimo tres (3) brazos de carga
20 criogénicos, cada uno con una capacidad de transferencia de GNL de 4.000
21 m³/hr, uno de los cuales es un brazo híbrido.
 - El Proyecto deberá considerar, operar y dar mantenimiento a todo el equipo,
22 instrumentos y dispositivos utilizados para que a la descarga del GNL se
23 puedan tomar muestras y determinar la densidad, calidad y composición del
24 GNL que es descargado. En su momento la CREG, designará mediante
25 resoluciones futuras a la contraparte para que contrate estas pruebas en
26 conjunto con el Adjudicatario para cada uno de los cargamentos recibidos.

27
28
29
30
31 2. Almacenamiento de Gas Natural Licuado

- 32
33
 - Capacidad bruta de almacenamiento (*gross capacity*): de 200.000 m³ de
34 GNL.
 - *Boil-off Gas* (BOG): 0,15% por día del GNL almacenado (opción FSRU).
 - *Boil-off Gas* (BOG): 0,05% por día del GNL almacenado (opción terminal en
35 tierra).
 - GNL de pruebas: Será responsabilidad del Adjudicatario determinar la
36 cantidad de GNL que: i) requiera para pruebas y puesta en servicio, y ii) Gas
37 de Talón.
 - Para la etapa de pruebas el Adjudicatario deberá coordinar con el
38 Transportador el recibo del gas natural regasificado que resulte de estas
39 pruebas.
 - Inventario Mínimo: 34.000 m³ de GNL: Será responsabilidad del
40 Adjudicatario contar con el Inventario Mínimo
 - Gas de Operación: Será responsabilidad del Adjudicatario determinar la
41 cantidad de GNL para los consumos y/o pérdidas de GNL de los vapores de
42 gas natural que se generen durante la operación normal de la Planta de
43
44
45
46
47
48

1 Regasificación ya sea en las etapas de descarga, arranque o durante el
2 proceso de regasificación, así como el gas que pudiera utilizarse para
3 operación general de equipos.
4

5 Será responsabilidad del Adjudicatario, hasta 90 días antes de la FPO, adquirir a su
6 cuenta y cargo el GNL necesario para el GNL de pruebas, Inventario Mínimo, Gas
7 de Talón y Gas de Operación.
8

9 La metodología por el cual se integrará el costo de estas compras al IAE se hará de
10 conformidad a lo establecido en el Artículo 9 del Proyecto de Resolución.

11 La CREG definirá la metodología para la compra del GNL para reponer el Inventario
12 Inicial, la reserva operativa y el gas combustible.
13

14 En caso de que los consumos operativos y perdidas pusieran en riesgo la integridad
15 de la Planta de Regasificación al no contar con la reserva operativa o inventario para
16 gas combustible, el Adjudicatario podrá de cuanta propia reponer la reserva
17 operativa o inventario para gas combustible.
18

19 3. Regasificación

- 21 • Capacidad máxima de regasificación: 400 MPCD (Millones de Pies Cúbicos
22 Día).
- 23 • Capacidad mínima de regasificación: 14 MPCD.
- 24 • Tiempo de arranque en frío: No más de doce (12) horas.
- 25 • Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.
- 26 • Opción FSRU: Mínimo dos (2) brazos de gas natural de alta presión (HPNG),
27 cada uno de ellos diseñado con una capacidad de envío de gas natural de
28 400 MPCD.
- 29 • Opción Terminal en tierra (Onshore): 400 MPCD.
30

31 4. Carga de carrotanques de Gas Natural Licuado

- 33 • Mínimo dos (2) bahías de carga simultánea para el caso de que las bombas
34 se encuentran en tierra y (1) bahía de carga cuando el surtidor se encuentre
35 directamente en la FSRU.
- 36 • Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.
- 37 • Rata de carga 50 m³/hora de GNL por bahía de carga.
- 38 • Una (1) estación de transferencia de custodia de GNL
39

40 5. Trasvase de Gas Natural Licuado a buques metaneros y puesta en frío.

- 42 • Rata de carga no menor a 50 m³/hora de GNL
- 43 • Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.
- 44 • Una (1) estación de transferencia de custodia de GNL.
45

46 6. Entrega de gas natural en el SNT

47

- Una (1) estación de transferencia de custodia de gas natural para entrega al Gasoducto Buenaventura – Yumbo.
- Gas regasificado entregado a la estación de transferencia de custodia de gas natural en condiciones RUT (Res. CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen y sustituyan), incluyendo entre otros los parámetros físico-químicos y de presión y de temperatura del gas natural.
- Presión de entrega al gasoducto Buenaventura – Yumbo: no menor a 1.200 psig.
- Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.

7. Entrega de gas a sistemas de distribución local y usuarios no regulados.

- Una (1) estación de transferencia de custodia de gas natural para la entrega de gas natural regasificado a gasoductos de conexión de sistemas de distribución local o usuarios no regulados en condiciones RUT (Res. CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen y sustituyan), incluyendo entre otros los parámetros físico-químicos y de temperatura del gas natural.
- Presión de entrega a gasoductos de conexión respectivos: hasta 1.200 psig.

8. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto civiles, mecánicas, eléctricas y de instrumentación así como físicas necesarias para cumplir con el servicio objeto de la presente Convocatoria 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 GN 01-2022:

- a. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser nuevos y de última tecnología.
- b. Para el caso del buque que prestará el servicio de FSRU o FSU, este podrá ser: i) nuevo o ii) existente en el mercado procedente de otra localización o iii) resultado de una reconversión de un Buque Carrier de GNL. En todos los casos los equipos instalados en el buque deberán ser nuevos y de última tecnología. En ningún caso la edad máxima del buque podrá ser mayor a quince (15) años contados a partir de la Fecha de Puesta de Operación del Proyecto y se deberá considerar que no podrá ir a dique seco durante el Período Estándar de Pagos contados a partir de la FPO o FPO Ajustada.
- c. El propietario del FSRU deberá obtener las validaciones respectivas de la Sociedad de Clasificación al inicio de las operaciones y durante su vida útil avalada por la autoridad competente. No se aceptarán prototipos o tecnologías no probadas a nivel mundial. Tampoco se aceptarán equipos y elementos que impliquen alguna restricción o limitación a la importación de gas natural licuado. El buque FSRU o FSU podrá ser de bandera nacional o internacional.

- 1 d. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
2 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
3 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
4 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
5 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
6 necesarias para cumplir con los servicios aquí mencionados.
7
- 8 e. El inversionista podrá implementar alternativas temporales para la prestación de los
9 Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico en los
10 siguientes eventos: i) para ejercer la opción de la Fecha Anticipada de Puesta en
11 Operación y ii) frente a contingencias operativas que considere y los demás eventos
12 que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.
13 Lo anterior, sin perjuicio de las obligaciones adquiridas en su condición de
14 Adjudicatario en el proceso de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01 -2022.
15

16 **2.2 Responsabilidades del Inversionista**

17 El inversionista deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote o lotes (según
18 se requiera), del diseño, de la construcción, de la operación y del mantenimiento de las
19 obras necesarias para la prestación de los servicios descritos en el numeral 2.1.
20

21 El inversionista deberá indicar en su oferta la tecnología y la forma como garantizará la
22 prestación de los servicios enunciados en el numeral 2.1. Para ello, el Inversionista podrá
23 elegir el esquema tecnológico según las opciones consideradas en este anexo técnico, o
24 una combinación de tecnologías que garanticen la debida prestación de los servicios
25 requeridos conforme a los DSI y el presente Anexo.
26

27 El diseño de la Planta de Regasificación debe considerar la operación de acuerdo a la
28 demanda de gas natural que reciba de los distintos usuarios que en su momento designe
29 la CREG.
30

31 El diseño de la Planta de Regasificación debe considerar que los equipos y sistemas operen
32 en forma continua y sin limitaciones dentro del rango de condiciones ambientales del desde
33 la temperatura ambiente mínima extrema hasta la máxima extrema, así como considerar
34 en el diseño la variación de temperaturas del agua de mar.
35

36 La Planta de Regasificación debe operar en forma continua y sin limitaciones a cualquier
37 nivel de capacidad los servicios asociados indicados en el numeral 2.1, para lo cual se debe
38 considerar en el diseño la cantidad de equipos por sistema que satisfagan la demanda con
39 la mejor eficiencia operativa.
40

41 Según lo anterior, el inversionista, se encargará, de manera enunciativa más no limitativa,
42 (independientemente de la opción seleccionada) de lo siguiente:
43

- 44
- 45 1. Realizar la Ingeniería, compras de materiales y equipos, instalación, Construcción y
46 Comisionado de la Planta de Regasificación completa.
 - 47 2. Puesta en Marcha de las instalaciones y pruebas que demuestren el cumplimiento
48 de la lista de chequeo de que trata el literal b del artículo 24 de la Resolución CREG
49 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

3. Operación estable (incluyendo el mantenimiento) y con la disponibilidad 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 planta de regasificación. El Proyecto deberá contar con las concesiones, licencias y permisos necesarios para la operación portuaria relacionada con el Proyecto, incluyendo, pero sin limitarse a permisos ambientales.
11. Realizar el dragado en su polígono de concesión portuaria, cada vez que sea necesario, para la correcta navegabilidad, maniobrabilidad y seguridad de los buques (si fuere el caso) FSRU o FSU 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.
13. Cumplir con los requisitos exigidos por la normatividad aplicable y las autoridades competentes

Los próximos capítulos incluyen el conjunto de normas técnicas generales de guía para el inversionista y que deberán ser tenidas en cuenta para dar cumplimiento a los servicios establecidos en el documento de selección de inversionista descritas en este capítulo.

3 NORMAS TÉCNICAS GENERALES APLICABLES A LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN

El Auditor informará de manera independiente al Ministerio de Minas y Energía, la UPME, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Fiducia y el Adjudicatario, el cumplimiento de los servicios consignadas en el numeral 2.1 del presente Anexo y de 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 a nivel mundial. La siguiente tabla recoge las composiciones del GNL para las que se debe diseñar la Planta de Regasificación.

Tabla 1. Rango de composiciones de suministro de GNL

	GNL Diseño	GNL Ligero	GNL Pesado
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 ³	42,9	41,05	45,05
Peso específico (líquido)	0,452	0,431	0,473

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

La calidad del gas natural regasificado exigido por la CREG, según resolución CREG 071 del año 1999 o las que la modifique o sustituya (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 ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , 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 ³	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 ³	0,7 grano/1000 pc

Fuente: CREG

1 El diseño de la Planta de Regasificación del Pacífico deberá cubrir todo el rango de
2 composiciones del GNL de acuerdo con la Tabla 1 y la calidad del gas natural regasificado
3 entregado al Sistema Nacional de Transporte deberá cumplir con las condiciones
4 establecidas en el reglamento único para el transporte de gas natural emitido. mediante
5 resolución CREG 071 de 1999 o las que la modifiquen o sustituyan (Reglamento Único de
6 Transporte - RUT).

8 **3.1.2 Concesiones, Licencias y Permisos**

10 La consecución de todas las concesiones, licencias y permisos para la construcción y
11 operación de la Planta de Regasificación son total responsabilidad del Inversionista
12 seleccionado.

14 **3.1.3 Área a intervenir en la construcción de la Planta de Regasificación**

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

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

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

33 En el documento **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
34 **TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO**¹ se
35 suministra información secundaria de referencia para el Proyecto. El objeto de este
36 documento es dar a conocer a los inversionistas interesados un análisis preliminar de las
37 componentes bióticas, abióticas y sociales dentro del área de estudio identificada. Este es
38 un documento ilustrativo para los Interesados, que no determina las condiciones para la
39 ejecución del Proyecto.

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

¹ El documento se encuentra en el siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Alertas_Tempranas_Planta.pdf
https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Mapas_Base.zip

1 **3.1.4 Materiales y equipos**

2
3 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto Planta de Regasificación del
4 Pacífico deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo
5 normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. Para el
6 caso del buque que prestará el servicio de FSRU o FSU, este podrá ser: i) nuevo o ii)
7 existente en el mercado procedente de otra localización o iii) resultado de una reconversión
8 de un Buque Carrier de GNL. En todos los casos los equipos instalados en el buque deberán
9 ser nuevos y de última tecnología. En ningún caso la edad máxima del buque podrá ser
10 mayor a diez (10) años.

11
12 El propietario del FSRU deberá obtener las validaciones respectivas de la Sociedad de
13 Clasificación al inicio de las operaciones y durante su vida útil avalada por la autoridad
14 competente.

15
16 Todos los materiales utilizados en la ejecución del Proyecto deberán contar con certificado
17 de producto, no se aceptarán certificados de primera parte, requiriéndose certificados de
18 tercera parte. El Inversionista seleccionado deberá presentar para fines pertinentes al
19 Auditor correspondiente, los documentos que le permitan verificar dicha circunstancia.

20
21 El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Auditor de los soportes (memorias
22 de cálculo o el (los) documento(s) que el Auditor considere idóneo(s)) que demuestren que
23 los materiales y equipos son aptos para soportar las condiciones climáticas y sísmicas del
24 sitio de instalación y para cumplir con lo establecido en el *Plan de Abastecimiento de Gas*
25 *Natural*, las Disposiciones Aplicables y los DSI.

26
27 **3.1.5 Normas para Fabricación de Equipos**

28
29 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la edición
30 más reciente de las Normas nacionales e internacionales vigentes para el sector de
31 Hidrocarburos.




32
33 **3.1.6 Pruebas en Fábrica**

34
35 Una vez el Inversionista seleccionado haya definido los equipos a utilizar, deberá entregar
36 al Auditor, copia de los reportes de las pruebas en fábrica, que satisfagan las normas
37 nacionales e internacionales vigentes.

38
39 En caso de que en las pruebas en fábrica se determine que un equipo incumple los
40 parámetros necesarios para que el Proyecto cumpla con lo establecido en Plan de
41 Abastecimiento de Gas Natural o los DSI, el Auditor lo informará como un incumplimiento
42 de los requisitos técnicos en la forma indicada en el inciso segundo del literal a) del artículo
43 24 de la Resolución CREG 107 de 2017, con las consecuencias previstas en la
44 Normatividad Aplicable. Se entenderá que la desviación fue corregida cuando se haga una
45 nueva prueba que cumpla los parámetros aplicables. De la misma manera se procederá en
46 caso de que las pruebas no cumplan con las normas técnicas aplicables.

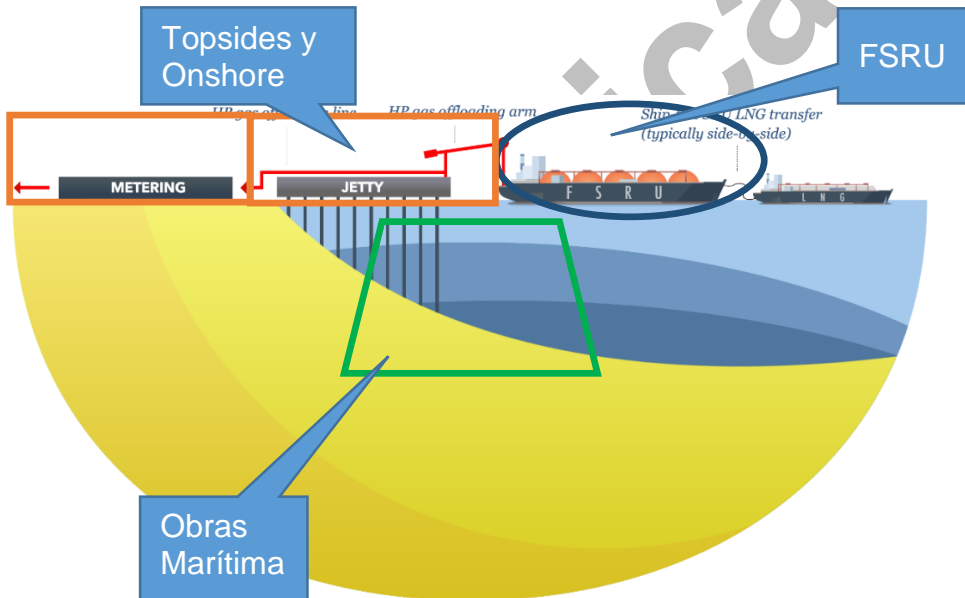
4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN FSRU

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 como mínimo 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 y entrega de GNL a cisternas (Topside de atraque e instalaciones en tierra). Mostrado en gráfico como 
- Buque Regasificador FSRU (Floating Storage and Regasification Unit). 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 Buenaventura.

Este capítulo se ha estructurado en los siguientes apartados:

- Descripción de las instalaciones a diseñar
- Reglamentos o normas técnicas

- 1 • Criterios generales de proyecto
- 2 • Buques de diseño
- 3 • Criterios de diseño funcionales
- 4

5 **4.1.1 Descripción de las Instalaciones a Diseñar**

7 **4.1.1.1 Listado de instalaciones civiles y estructuras**

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

- 11 • Jetty:

12 Plataforma de operaciones del jetty:

- 13 – Duques de alba de amarre;
- 14 – Duques de alba de atraque;
- 15 – Pasarelas de interconexión peatonales entre duques de alba y entre
- 16 duques de alba y plataforma.
- 17
- 18
- 19

- 20 • Puente de acceso tipo Trestle de conexión entre el jetty y las instalaciones
- 21 terrestres:
- 22 – Acceso rodado
- 23 – Rack de tuberías, y
- 24 – Acceso peatonal.
- 25

26 Si bien este documento se restringe a las bases de diseño de las estructuras y equipos
27 marítimos, las instalaciones deben ser diseñadas para soportar todos los elementos
28 asociados a la carga / descarga de gas, que incluye los siguientes elementos referenciales:

- 29 • Todas las tuberías de gas, GNL y de otros servicios;
- 30 • Todos los equipos mecánicos;
- 31 • Todos los sistemas eléctricos y electrónicos;
- 32 • Todos los sistemas de instrumentación;
- 33 • Todos los sistemas de control y comunicaciones;
- 34 • Todos los sistemas de protección contra incendios;
- 35 • Todos los sistemas de protección contra rayos
- 36 • Todos los servicios e instalaciones auxiliares como:
- 37 – Suministro eléctrico y distribución
- 38 – Alumbrado
- 39 – Comunicaciones
- 40 – Distribución de agua contra incendios incluyendo tuberías, hidrantes y
- 41 monitores
- 42 – Equipo de lucha contra incendios
- 43 – Equipos de seguridad
- 44 – Pararrayos y faradización de edificios
- 45 – Listado de equipos marítimos
- 46 – Otros
- 47

- 1 • Cualquier otro servicio o red técnica para la operatividad y funcionalidad de la
2 instalación.
3

4 A continuación se presenta un listado referencial general de los equipos marítimos a instalar
5 en el atraque:
6

- 7 • Ganchos de escape rápido
8 • Defensas elásticas en los duques de alba de atraque
9 • Defensas elásticas auxiliares
10 • Protección catódica para estructuras metálicas
11 • Pasarela/s de acceso a buque (Gangway/s)
12 • Sistema de monitorización de la Terminal incluyendo:
13 – Sistema de aproximación de buques (SBS)
14 – Estación meteorológica (MEMS)
15 – Sistema de monitorización de amarras (MLMS)
16 – Sistema de comunicación por cable y FO. Cable Buque Tierra (SLS)
17 – Sistema de identificación automática (AIS)
18 • Además de todos los equipos que garanticen la máxima seguridad en el atraque
19 de conformidad con la regulación aplicable y las más modernas y mejores
20 prácticas prudentes de la industria.
21

22 **4.1.2 Reglamentos o Normas Técnicas**

23 **4.1.2.1 Marco legal de aplicación**

24 El diseño deberá realizarse teniendo en cuenta el marco regulatorio derivado de la
25 aplicación de las siguientes leyes, sin carácter exhaustivo:
26

- 27 • Ley 1 de 1991 Estatuto de puertos marítimos.
28 • Ley 1242 de 2008: Código Nacional de Navegación y Actividades Portuarias
29 Fluviales.
30 • Decreto 804 de 2001: Servicio Público Transporte Marítimo.
31
32
33

34 **Superintendencia General de Puertos**

- 35 • Resolución No. 71 de 1997 - Reglamento de condiciones técnicas de operación
36 de los puertos.
37
38

39 **DIMAR- Dirección General Marítima de Colombia**

- 40 • Ley 1682 de 2013, por la cual se adoptan medidas y disposiciones para los
41 proyectos de infraestructura de transporte y se conceden facultades
42 extraordinarias.
43 • Decreto 3049 de 2013, por el cual se corrigen unos yerros en la Ley 1682 del 22
44 de noviembre de 2013, por la cual se adoptan medidas y disposiciones para los
45 proyectos de infraestructura de transporte y se conceden facultades
46 extraordinarias
47

- 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 superficiales y profundas para carreteras	Colombia
[2].	NSR-10	Reglamento colombiano de construcción sismo resistente	Colombia
[3].	API RP 2A-WSD	Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design	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 sismo resistente	Colombia
[2].	AIS 100-09	Requisitos Sísmicos para Edificaciones	Colombia
[3].	ASCE/COPRI 61-14	Seismic Design of Piers and Wharves	USA
[4].	AIS-180-13	Requisitos de diseño sismo resistente para algunas estructuras diferentes a edificaciones	Colombia
[5].	ASCE 7-10	Minimum design loads for buildings and other structures	USA
[6].	ACI IPS-1	Essential Requirements for Reinforced Concrete Buildings	USA
[7].	ACI-318-14	Building Code Requirements for Structural Concrete	USA
[8].	AISC 2010	Specifications for Structural Steel Buildings	USA
[9].	AISC 2010	Seismic Provisions for Structural Steel Buildings	USA
[10].	EN 1998:2004	Design of Structures for Earthquake Resistance	UE
[11].	ROM 5.0-05	Recomendaciones de Obras Marítimas. Criterios Geotécnicos	España
[12].	IBC 2009	International Building Code	USA
[13].	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).

- 1 • PIANC PTC II WG 6 - Classification of soils and rocks to be dredged (1984).
- 2 • PIANC MARCOM WG 144 - Classification Soils and Rocks for Maritime Dredging
- 3 (2014).
- 4 • PIANC PTC II WG 23 - Site investigation requirements for dredging works (2000).
- 5 • PIANC ENVICOM WG 104 - Dredged material as a resource (2009).
- 6 • PIANC PEC SR 1997- Dredged material management guide (1997).
- 7 • PIANC PTC II WG 10 - Disposal of dredged material at sea (1986).
- 8 • PTC II WG 14 - Economic methods of channel maintenance.
- 9 • ENVICOM WG 10 - Environmental Risk Assessment of dredging and disposal
- 10 operations.
- 11 • ENVICOM WG 100 - Dredging management practices for environment selection.
- 12

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

- 14
- 15 • ROM 0.0-02. Procedimiento General y Bases de Cálculo en el Proyecto de
- 16 Obras Marítimas y Portuarias.
- 17 • ROM 0.2-90. Acciones en el proyecto de obras marítimas y portuarias.
- 18 • ROM 0.3-91. Acciones medioambientales I: Anejo I: Clima Marítimo en el litoral
- 19 español.
- 20 • ROM 0.4-95. Acciones climáticas II. Viento.
- 21 • ROM 0.5-05. Recomendaciones geotécnicas para el proyecto de obras
- 22 marítimas y portuarias.
- 23 • ROM 1.0-09. Descripción de los agentes climáticos en las obras marítimas y
- 24 bases para el diseño de los diques de abrigo.
- 25 • ROM 3.1-99. Recomendaciones para el proyecto y construcción de accesos y
- 26 áreas de flotación.
- 27 • ROM 2.0-11. Recomendaciones para el proyecto y ejecución de Obras de
- 28 Atraque y Amarre.
- 29

30 British Standards

- 31
- 32 • BS 6349-1:2000. Maritime structures- Part 1: Code of practice for general criteria.
- 33 • BS 6349-1:1988. Maritime structures- Part 2: Design of quay walls, jetties and
- 34 dolphins.
- 35 • BS 6349-1:1994. Maritime structures- Part 4: Code of practice for design of
- 36 fendering and mooring systems.
- 37

38 OCIMF (Oil Companies International Marine Forum)

- 39
- 40 • Mooring Equipment Guidelines, 3rd Edition, MEG3 (2008).
- 41 • Design and Construction Specification for Marine Loading Arms, OCIMF (3rd
- 42 edition).
- 43

44 SIGTTO

- 45
- 46 • LNG Operations in Port Areas 2003.
- 47 • 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.

SIGTTO y OCIMF

- Recommendations for Liquefied Gas Carrier Manifolds. 2018

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-Part 3. Installation and equipment for liquefied natural gas. Design and testing of marine transfer systems. Offshore transfer systems
- EN 12434 Cryogenic vessels. Cryogenic flexible hoses

ISO

- ISO 28460 Installation and equipment for liquefied natural gas. Ship to shore interface and port operations.
- ISO 16904 Petroleum and Natural Gas Industries. Design and testing of LNG marine transfer arms for conventional onshore terminals.

4.1.3 Criterios Generales de Proyecto

4.1.3.1 Vida útil

Sin perjuicio de las obligaciones del Inversionista frente a la 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 como mínimo equivalente al Período Estándar de Pagos.

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 200.000 m³.

- De modo indicativo se consideran Buques Carrier de diseño en el rango 65.000 m³ a 267.000 m³ para dar servicio a las futuras instalaciones de regasificación.

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

Tabla 5. Datos preliminares FSRU DE 200.000 m³ de capacidad

Nombre	Unidad	Valor
Tipología de embarcación		FSRU
Capacidad bruta	m ³	200.000
Tipo de tanques	-	Membrana
Eslora total	m	294
Eslora entre perpendiculares	m	282
Manga de diseño	m	46
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
Superficie expuesta al viento en condiciones de lastre	-	-
Transversal	m ²	1.750
Longitudinal	m ²	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

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

Tabla 6. Flota de diseño preliminar

Parámetro	Unidad	Buques Carrier ²		
		65.000	145.000	267.000
Capacidad nominal	(m ³)			
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

² Buques de transporte de GNL
Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1,
Oficina 901.
PBX (57) 1 222 06 01
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



Parámetro	Unidad	Buques Carrier ²		
		65.000	145.000	267.000
Capacidad nominal	(m³)	65.000	145.000	267.000
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
Área expuesta al viento en condiciones de lastre	(m ²)			
– Longitudinal	(m ²)	3.962	8.600	9.000
– Transversal		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.

Así mismo, 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.

El Adjudicatario tendrá la obligación de (i) definir las especificaciones de todos los remolcadores, las cuales deberán contemplar, por lo menos, las características del rango de flota que opere en cada fase, y (ii) coordinar o contratar con el prestador de servicios portuarios correspondiente, los servicios de remolque que el Proyecto requiera.

La coordinación de los remolcadores tanto para la FSRU como para los requeridos para las maniobras de los *LNG carrier* estarán a cargo del Adjudicatario y este podrá reflejar dichos costos al dueño del GNL que se reciba en cada cargamento.

4.1.5 Criterios de Diseño Funcional

4.1.5.1 Criterios a considerar para 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.

1
2 **4.1.5.2 Criterios a considerar para la configuración en alzado del atraque**

3
4 **4.1.5.2.1 Cota de estructuras**

5
6 Según la API (RP 2A-WSD) Recommended Practice for Planning, Designing and
7 Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design.
8

9 **4.1.5.2.2 Profundidad y dragados preventivos**

10
11 El Inversionista deberá definir las profundidades requeridas en las zonas de atraque y
12 maniobra en base a las recomendaciones de la ROM 3.1-99 y PIANC MARCOM WG 49.
13

14 **4.1.5.3 Criterios para el diseño del sistema de amarre**

15
16 El Inversionista deberá definir las condiciones límite meteorológicas para las operaciones
17 de carga/descarga y permanencia de los buques en los atraques, a partir de estudios de
18 buque amarrado, teniendo en cuenta los movimientos máximos admisibles de los buques y
19 las tensiones máximas admisibles en las amarras.
20

21 **4.1.5.3.1 Movimientos máximos admisibles de los buques en los atraques**

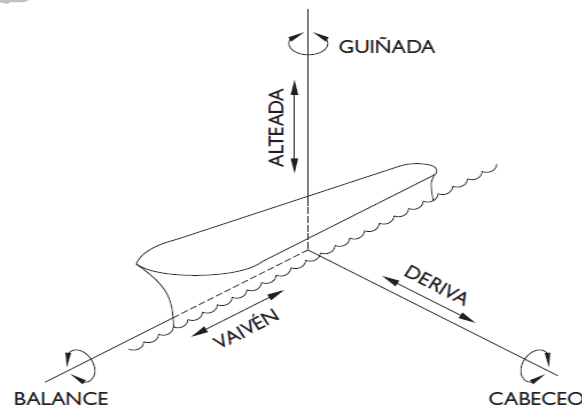
22
23 Según el PIANC “PTC II WG 24 – Criteria for movements of moored ships in harbours
24 (1995)”, los movimientos máximos admisibles para los buques de diseño, durante las
25 operaciones de carga o descarga, son los siguientes.
26

27 **Tabla 7. Movimientos máximos admisibles. Amplitudes de pico a pico , menos la
28 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

29 Fuente: PIANC, 1995.

30
31 **Figura 2. Movimientos del buque en sus 6 grados de libertad**
32



33 Fuente: SENER Pacífico, 2017.
34

1
2 **4.2 Instalaciones receptoras de gas regasificado y entrega de GNL a cisterna**
3 **(Topside de atraque e instalaciones en tierra)**
4

5 **4.2.1 Introducción**
6

7 El proyecto de la Planta de Regasificación del Pacífico incluye:
8

- 9
- 10 • Una instalación flotante para almacenar y regasificar el GNL (el FSRU)
 - 11 • Instalaciones en el atraque para la transferencia del gas natural regasificado y GNL en caso de cargue de cisternas en la FSRU.
 - 12 • Una tubería de envío del gas natural regasificado a tierra.
 - 13 • Instalaciones para transferir GNL en caso de que la carga del tanque sea en tierra.
 - 14 • Una instalación para el cargue de GNL a cisternas.
- 15

16 Este apartado incluye las instalaciones en el atraque, la tubería de envío de gas natural y
17 GNL en caso de que el cargue de cisternas sea en tierra y las instalaciones de recepción
18 en tierra.
19

20 Los datos contenidos en este apartado se agrupan en cuatro categorías principales:
21

- 22 a) Criterios generales de Alcance de los trabajos
- 23 b) Datos básicos del proyecto, es decir, parámetros seleccionados en los que se
24 basará el proyecto, tales como vida útil del diseño, capacidades, códigos,
25 estándares, etc.
- 26 c) Especificación funcional de las instalaciones objeto del alcance
- 27 d) Filosofía de Operación.
28

29 **4.2.2 Criterios generales de alcance de los trabajos en Topside de atraque e**
30 **instalaciones en Tierra**
31

32 **4.2.2.1 General**
33

34 El inversionista deberá gestionar y ejecutar todas las actividades para asegurar un
35 desempeño satisfactorio y la finalización del Proyecto en todos los aspectos. El inversionista
36 se asegurará de estar informado con respecto al estado planificado y real de todas las
37 actividades en todo momento y tomará rápidamente medidas preventivas y correctivas
38 necesarias para corregir o evitar las desviaciones reales y potenciales de los requerimientos
39 y objetivos.
40

41 El inversionista deberá tener una organización de gestión eficiente, totalmente respaldada
42 por sistemas y procedimientos eficaces, para garantizar que todos los trabajos se realicen
43 para cumplir plenamente con los requisitos de calidad, de la planificación, de seguridad,
44 medioambientales y de otro tipo.
45

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

- 1
 - 2
 - 3
 - 4
 - 5
 - 6
 - 7
 - 8
 - 9
 - 10
 - 11
 - 12
 - 13
 - 14
 - 15
 - 16
 - 17
 - 18
 - 19
 - 20
 - 21
 - 22
 - 23
 - 24
 - 25
 - 26
 - 27
 - 28
 - 29
 - 30
 - 31
 - 32
 - 33
 - 34
 - 35
 - 36
 - 37
 - 38
 - 39
 - 40
 - 41
 - 42
 - 43
 - 44
 - 45
 - 46
 - 47
 - 48
 - 49
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 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

- 1 23. Fabricación, pruebas, instalación y precomisionado de todos los carretes de
- 2 tubería entre equipos.
- 3 24. Llevar a cabo el trabajo en el sitio de manera segura sin causar ningún daño a
- 4 personal ni propiedades de la firma.
- 5 25. Suministro de energía.
- 6 26. Documentación final, incluida la documentación *as-built*.
- 7 27. Operar y mantener el Proyecto de acuerdo con los requisitos de la Normatividad
- 8 Aplicable.
- 9

10 **4.2.3 Bases de Diseño**

11 **4.2.3.1 Caso Base de Diseño**

12 El caso base de diseño para la Planta de regasificación de GNL de Buenaventura es una

13 terminal flotante de regasificación (FSRU) amarrado en el *jetty* en la costa de forma

14 permanente.

15 El GNL se transfiere a los tanques del FSRU desde un buque *carrier*. Para realizar la

16 descarga, el buque *carrier* se puede situar amarrado junto al FSRU en una configuración

17 “*ship to ship*” y transferir el GNL al FSRU a través de mangueras criogénicas. El GNL es

18 medido y almacenado en los tanques criogénicos del FSRU.

19 El GNL es regasificado en las instalaciones del FSRU, en cambiadores de calor

20 (vaporizadores) por medio de un fluido calefactor, controlado en su presión final, medido

21 con sistemas de medición fiscal de gran precisión y enviado al gasoducto por medio de una

22 conexión barco-tierra que puede ser:

- 23 - Brazo articulado de alta presión

24 La forma más común es la de brazo articulado de alta presión hasta el *jetty* de amarre.

25 Desde ahí hasta tierra, el gasoducto puede trascurrir por vía superficie (*trestle*) o submarina

26 hasta la zona de aterraje en tierra.

27 El Inversionista puede optar por considerar diseños de disposición / terminal de amarre

28 alternativos sujetos al cumplimiento del plan de abastecimiento de gas, la normatividad

29 Aplicable y los requisitos de diseño detallados en estos DSI. Cualquier arreglo de amarre

30 alternativo debe ser adecuado para los buques proveedores de GNL que operen en las

31 proximidades de la instalación.

32 Es preciso la instalación de una estación de transferencia de custodia en tierra para medir

33 el gas regasificado enviado por el FSRU. Se deben instalar medidores de alta precisión que

34 servirán para contrastar los valores medidos por el FSRU.

35 Asimismo, se debe equipar estas instalaciones con sistemas de análisis de calidad del gas

36 recibido (cromatógrafo) que indique en todo momento el poder calorífico del gas y demás

37 parámetros establecidos por la regulación vigente.

4.2.3.2 Límites de Batería

Los límites de batería se extenderán desde las bridas de conexión de la tubería de gas natural y GNL con el FSRU en el *jetty* hasta la conexión con las instalaciones 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 carga de cisternas, estación de regulación de presión y medición fiscal de caudal de gas, hasta la conexión con el gasoducto.

La capacidad de envío y regasificación de GNL y la presión de salida serán tales que cumplan las siguientes condiciones clave en el límite de batería de la Planta de Regasificación del Pacífico:

- Capacidad de suministro de gas natural regasificado en Buenaventura - Entrada del gasoducto Yumbo: 400 MPCD (en condiciones RUT).
- Presión de suministro de gas natural en Buenaventura - Entrada del gasoducto Yumbo: 1200 psig mínimo.
- Presión de suministro de gas natural en la entrada a los gasoductos que se conectan a los sistemas de distribución locales o usuarios no regulados (bajo condiciones RUT): hasta 1200 psig.

4.2.3.3 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 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

4.2.3.4 Códigos y Estándares

De manera referencial, se listan los códigos y estándares a tener en cuenta por el Inversionista, quien es responsable de la aplicación de los códigos aquí listados en su última actualización y de aplicar los que considere a lugar en aras de garantizar el cumplimiento de los servicios asociados solicitados en este Anexo:

Tabla 8. Códigos y Estándares

Código	Título
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
DNV-OS-A101	Safety Principals and Arrangement
DNV OS-D301	Fire Protection
DNV-OS-E201	Hydrocarbon Production Plant (pressure relief)
ACI 376	Code Requirements for Design and Construction of Concrete Structures for the Containment of Refrigerated Liquefied

Código	Título
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 Std 650	Design and Construction of Welded Storage Tanks
API Std 625	Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage
API Std 620	Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks
API Std 2000	Venting Atmospheric and Low-pressure 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.
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

Código	Título
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 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
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

Código	Título
ASME B31.3	Process Piping
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, será transferido a través de dos (2) brazos articulados 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.

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 mínimo una (1) instalación para el llenado de cisternas de GNL directamente desde el FSRU. En este caso, habría una conexión mediante brazo o manguera criogénica de menor diámetro entre la cisterna y el FSRU y una línea criogénica que conectaría la FSRU a la estación de carga del tanque. La estación de carga estaría compuesta por mangueras criogénicas para el llenado de los tanques.

Así mismo, habrá una disposición para el llenado de cisternas de GNL mediante la instalación de una línea criogénica desde el FSRU hasta la estación de carga en tierra. Se deberán instalar como mínimo dos (2) bahías de carga en la estación de carga en tierra para permitir el llenado simultáneo.

1 **4.2.4.3 Tubería de gas natural (gasoducto) de conexión a tierra**

2
3 La tubería de gas natural de conexión a tierra se dimensionará para una capacidad mínima
4 de 400 MPCD.

5
6 **4.2.4.4 Planta de Recepción de Gas Natural en tierra**

7
8 El gas natural del FSRU, procedente del *jetty* llega por el gasoducto a través del *trestle* a
9 las instalaciones de recepción de tierra.

10
11 En las instalaciones en tierra, se deben contar con las facilidades para llevar a cabo la
12 conexión para la distribución del gas a los usuarios finales a través de Sistema Nacional de
13 Transporte (Gasoducto Buenaventura – Yumbo) y para su potencial uso en generación
14 eléctrica en Buenaventura, distribución urbana de gas natural y cargue de cisternas para
15 diferentes actividades.

16
17 Todos los instrumentos, equipos, materiales y métodos de instalación deberán cumplir
18 plenamente con los requisitos legales para la clasificación de áreas identificadas en las
19 especificaciones.

20
21 Todos los instrumentos deben certificarse como adecuados para su uso en áreas peligrosas
22 de Zona 1, Grupo de Gas IIB y Temperatura Clase T3 como mínimo.

23
24 La instalación de todo el equipo eléctrico en áreas peligrosas debe cumplir con los requisitos
25 de IEC 60079-14 "Diseño, selección y montaje de instalaciones eléctricas" y IEC 60079-10
26 "Aparatos eléctricos para atmósferas explosivas de gas - Parte 10: Clasificación de áreas
27 peligrosas".

28
29 Los equipos eléctricos que deben instalarse en áreas peligrosas deben contar con la
30 certificación de las Autoridades Europeas o de los Controladores, es decir, PTB (Alemania),
31 BASEEFA (RU), ATEX. La protección del área peligrosa debe ser mediante el uso de una
32 carcasa a prueba de llamas (EEx'd ') o mayor seguridad (EEx'e') y accesorios. Cuando las
33 ejecuciones EEx'd ' y EEx'e' son poco prácticas, prohibitivas o prohibidas en cuanto a
34 costos, se pueden utilizar circuitos intrínsecamente seguros (EEx'i ') como alternativa,
35 siempre y cuando haya un instrumento IS compatible y un circuito IS calculado compatible.

36
37 **4.2.4.5 Odorización**

38
39 De conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la
40 modifiquen o sustituyan o complementen, no es necesario odorizar gas natural en el
41 Sistema Nacional de Transporte.

42
43 **4.2.4.6 Sistema de Venteo**

44
45 El sistema de venteo debe cumplir con los requisitos del código API STD 521.

46
47
48

1 **4.2.5 Filosofía de Operación**

2
3 **4.2.5.1 Envío de Gas Natural desde el FSRU**

4
5 El envío hacia el gasoducto de gas natural desde el FSRU será la operación más habitual
6 que se realice en la terminal.

7
8 El gas natural regasificado en el FSRU, será transferido a través de un brazo de
9 transferencia de gas natural de alta presión (HPNG) hasta su conexión con el tramo de
10 gasoducto que lo llevará a través de *trestle* a la planta receptora de tierra, donde conectará
11 con el gasoducto del sistema nacional de transporte.

12
13 Tal y como se ha indicado en anteriores apartados, el FSRU tendrá una capacidad de
14 regasificación nominal no menor a 400 MPCD. El envío de gas natural regasificado se
15 efectúa mediante las bombas de alta presión del FSRU, las cuales se encargan de
16 proporcionar la presión suficiente para entregar gas al gasoducto Buenaventura – Yumbo
17 en especificaciones RUT (Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o
18 sustituyan). La operación de envío de gas natural estará controlada desde el sistema de
19 control de proceso (PCS) del FSRU.

20
21 El suministro de gas natural a el gasoducto se realiza desde el brazo de alta presión que
22 se encuentre operativo. El brazo que no esté en operación debe encontrarse
23 despresurizado y aislado de la línea de envío de gas natural.

24
25 El gas natural regasificado en el FSRU llegará finalmente a la planta de recepción de tierra,
26 donde se filtra, se mide el caudal y se reduce su presión para su inyección en el gasoducto.

27
28 **4.2.5.2 Sistema de venteo**

29
30 Durante el funcionamiento normal, no se espera que se produzcan emisiones de gas al
31 sistema de venteo.

32
33 Se espera que los venteos ocurran principalmente debido a eventos externos al proceso,
34 por ejemplo, incendios o actividades de mantenimiento. Solo los sistemas con contenido de
35 hidrocarburos deben ventilarse al sistema de venteo.

36
37 El venteo de emergencia (*emergency blowdown*) debe cumplir con los requisitos del código
38 API STD 521. La purga de hidrocarburos líquidos debe minimizarse en el diseño de la
39 planta.

40
41 **4.2.5.3 Drenajes y venteos anuales**

42
43 El área de proceso debe incluir sistemas de drenaje abiertos y cerrados independientes.

44
45 El inversionista deberá desarrollar una metodología apropiada para el tratamiento de los
46 efluentes de los sistemas de drenaje abiertos y cerrados. La metodología de tratamiento
47 debe cumplir con los códigos, regulaciones y estándares de emisiones aplicables.

48

1 Los venteos manuales de los equipos con contenido en hidrocarburos se conectarán al
2 sistema de venteo.

4.2.5.4 Sistemas de control

6 La planta debe estar provista de sistemas de control de proceso que permitan realizar un
7 arranque y una parada segura, incluso en condiciones de emergencia y de sistemas de
8 detección de fuego y gas.

10 La planta debe ser una instalación con personal permanente, pero diseñada para funcionar
11 con una mínima intervención del operador / personal de mantenimiento durante el
12 funcionamiento normal. El personal de operaciones ejecutará el seguimiento, control y
13 salvaguarda de los equipos.

15 El Inversionista deberá desarrollar metodologías detalladas para la puesta en marcha y para
16 el re-arranque tras una parada por emergencia, proceso o por unidad en todos los
17 escenarios operativos creíbles. Se debe tener en cuenta que no se aceptará venteo de gas
18 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

24 El sistema de detección de fuego y gas (F&G) debe estar diseñado para detectar de manera
25 rápida y confiable cualquier fuga de gas inflamable y cualquier condición de incendio en la
26 instalación. Los sistemas de detección que operan continuamente se instalarán en todos
27 los lugares donde las fugas sean creíbles.

29 El Inversionista deberá desarrollar sistemas de detección de fuego y gas de acuerdo con
30 los requisitos de todos los códigos, normas y reglamentaciones aplicables al Proyecto.

4.2.5.5.2 Protección activa contra incendios.

34 El objetivo principal del sistema de protección activa contra incendios es garantizar que se
35 alcance un nivel aceptable de seguridad para proteger al personal, el equipo, la instalación
36 y el medio ambiente contra incendios.

38 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.

1
2
3 El Inversionista deberá desarrollar sistemas activos de protección contra incendios que
4 cumplan con los requisitos de todos los códigos, normas y reglamentaciones aplicables al
5 proyecto.

6 7 **4.2.5.5.3 Protección pasiva contra incendios**

8
9 La protección pasiva contra incendios se debe especificar para mantener el equipo
10 protegido o la integridad estructural durante un tiempo que puede ser:

- 11
- 12 • El tiempo máximo previsto de fuego o la duración prevista de la llama.
- 13 • El tiempo de operación del equipo protegido.
- 14

15 Los dardos de fuego (“*jet fire*”) pueden provocar daños en el equipo o los elementos
16 estructurales que soportan el equipo. Los tiempos reales de falla de estructuras debidas a
17 incendios pueden determinarse mediante cálculos detallados de evaluación de
18 calentamiento de cada recipiente y cada componente estructural. Puede ser necesario
19 proteger las estructuras o algunos equipos de la planta para cumplir con los requisitos de
20 seguridad, la protección del medio ambiente y la política de protección de activos.

21
22 Se debe considerar protección contra radiación en las vías de escape y las vías de acceso
23 donde pueda existir riesgo por alta radiación durante un incendio.

24
25 El Proyecto deberá contar con sistemas pasivos de protección contra incendios que
26 cumplan con los requisitos de todos los códigos, normas y reglamentaciones aplicables al
27 Proyecto.

28 29 **4.3 Buque regasificador FSRU**

30
31 El buque de almacenamiento y regasificación (FSRU - *Floating and Storage Regasification*
32 *Unit*) que se localizará en la línea de costa del límite geopolítico del municipio de
33 Buenaventura y proporcionará el gas natural regasificado, el cual deberá cumplir con lo
34 establecido por la Sociedad de Clasificación (DNV, ABS, Lloyds o equivalente), la IMO
35 (*International Maritime Organization* y sus códigos asociados - *International Code for*
36 *Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk-*), y demás
37 normativa internacional aplicable a buques de transporte de GNL y plantas de regasificación
38 flotantes.

39
40 De igual forma y al estar dentro de aguas de la línea de costa del límite geopolítico del
41 municipio de Buenaventura deberá cumplir todas las normativas aplicables de carácter local
42 y estatal Colombiana, y los requisitos establecidos por la Dirección General Marítima
43 (DIMAR – Autoridad Marítima Colombiana), Capitanía del Puerto de Buenaventura y demás
44 Autoridades.

45
46 El buque FSRU deberá cumplir con los requisitos indicados en este anexo técnico y cumplir
47 con las normas internacionales de aplicación en este tipo de instalaciones garantizando en
48 todo momento lo siguiente:

- 1 - Confiabilidad: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y
- 2 distribución de gas natural para prestar el servicio sin interrupciones de corta
- 3 duración ante fallas en la infraestructura.
- 4 - Seguridad de abastecimiento: capacidad del sistema de producción, transporte,
- 5 almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de
- 6 operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.
- 7

8 El Decreto 2345 de 2015 inicia el desarrollo de los proyectos necesario para asegurar la
9 confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural en el país. La Planta de
10 Regasificación de Buenaventura que es uno de esos proyectos estratégicos, de la que el
11 FSRU es un componente de crucial importancia, por lo cual el Inversionista debe establecer
12 los criterios de Confiabilidad y Seguridad de Abastecimiento como esenciales en la elección
13 del FSRU.

14 **4.3.1 Alcance del FSRU**

15 La Planta de Regasificación de Buenaventura tendrá como punto de entrada de gas natural
16 licuado a un FSRU atracado en un *jetty*, y enviará el gas natural a unas instalaciones en
17 tierra antes de ser enviadas al gasoducto del sistema nacional de transporte.

18 El FSRU tendrá control sobre todas las operaciones realizadas a bordo y sobre la
19 transferencia de GNL procedente de buque Carrier.

20 El FSRU entregará el gas natural regasificado conectándose con los brazos de alta presión
21 situados en el frente de atraque.

22 El buque FSRU dispondrá de propulsión propia. Su diseño seguirá los estándares y
23 prácticas establecidos en fabricación naval.

24 Además de las conexiones para entregar el gas regasificado a alta presión y recibir GNL de
25 otro buque tendrá todos los equipos, instalaciones y dispositivos necesarios para una
26 correcta maniobrabilidad naval y atraque seguro, así como comunicaciones con las
27 instalaciones en tierra.

28 El FSRU deberá operar de manera completamente autónoma y no depender de suministro
29 eléctrico de la red de distribución local.

30 Ante todo, el FSRU estará diseñado y equipado para mantener los estándares de seguridad
31 a personas y bienes tan altos como sea posible.

32 **4.3.2 Bases de Diseño**

33 **4.3.2.1 Sociedad de Clasificación**

34 El FSRU deberá estar construido de acuerdo con las normas establecidas por Sociedades
35 de Clasificación miembros del IACS (*International Association of Classification Societies*)
36 que regulen los buques que tengan como propósito el transporte de gases licuados a granel
37 y de acuerdo con los requisitos de la IMO (*International Maritime Organization*): *International*

1 *Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk* (IGC
2 Code).

3
4 La planta de Regasificación integrada en el FSRU deberá estar diseñada, construida y
5 evaluada de acuerdo con la norma DNV.OSS-103 (*Rules for Classification of LNG/LPG*
6 *Floating Production and Storage Units or Installations*) o norma similar.

7
8 Además de la certificación requerida al buque para operar como transporte de gas natural
9 licuado, las instalaciones tendrán una notación establecida por la sociedad de Clasificación
10 DNV u otra equivalente según la IACS de:

- 11
12 • *Floating Storage LNG Regasification and Storage Terminal COAT-2 ECO BIS CSA-2*
13 *CRANE POSMOOR*.

14
15 Que estará complementada con las siguientes notaciones de la Sociedad de Clasificación:

- 16
17 • DNV CSA-FLS (“*Spectral Fatigue analysis based on 60 year*”, o una equivalente IACS).
18 • DNV CAP 1 (“*Condition Assessment Program Level 1 – Structural, Machinery and Cargo*
19 *Systems*” o una equivalente en ABS).

20 21 **4.3.2.2 Capacidad y tipología de almacenamiento**

22
23 El FSRU tendrá una capacidad bruta de almacenamiento de 200.000 m³ de GNL.

24
25 El almacenamiento será capaz de recibir GNL desde *carrier* y enviar gas natural
26 regasificado a las instalaciones en tierra de forma simultánea.

27
28 Cualquier tipo de almacenamiento de GNL es permitido (Esferas MOSS, SPB o Membrana).
29 Estos almacenamientos deberán tener la certificación correspondiente de las Sociedades
30 de Clasificación.

31 32 **4.3.2.3 Emisión de Gas Natural. Caudal, presión y temperatura.**

33
34 La capacidad de diseño de la Planta de Regasificación será no menor a 400 MPCD. De
35 forma simultánea podrá enviar GNL para llenado de cisternas situadas en el *jetty* o a las
36 instalaciones en tierra, sin afectar al máximo caudal de gas natural regasificado.

37
38 Las condiciones de temperatura y presión del gas natural regasificado deberán cumplir con
39 lo establecido en el Reglamento Unico de Transporte, para ser inyectado al Gasoducto
40 Buenaventura – Yumbo.

41 42 **4.3.2.4 Sistema de manejo del BOG**

43
44 La función del sistema de manejo de BOG será procesar el BOG generado por el impacto
45 de la temperatura ambiente en los tanques de almacenamiento; la operación de carga y
46 envío del FSRU; mantener la presión de operación en los tanques de GNL y satisfacer la
47 demanda de gas combustible del FSRU. Los elementos clave del sistema de manipulación
48 de BOG son los atemperadores BOG, los compresores BOG, los tambores desmontables
49 del compresor BOG y los compresores de refuerzo.

Se dispondrá de suficiente equipo de reserva para garantizar el funcionamiento del sistema de manejo de BOG en cualquier momento. El sistema BOG estará diseñado para que no se ventile durante el funcionamiento normal.

4.3.3 Principales normas de aplicación

4.3.3.1 Resumen de códigos y estándares aplicables a Seguridad y Salud

Tabla 9. Códigos y estándares aplicables a seguridad y salud

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
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
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.

4.3.3.2 Resumen de códigos y estándares aplicables a Medio Ambiente

Tabla 10. Códigos y estándares aplicables al Medio Ambiente

Code No.	Title
ISO 14001	International Standards Association – Environmental Management System

Code No.	Title
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from ships 1973

Fuente: SENERPacífico, 2017.

4.3.3.3 Resumen de códigos y estándares aplicables a Aseguramiento de la calidad

Tabla 11. 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)
ASME B 31.8S	Pipeline Integrity Management System (supplemental to DNV-OSS- 301)

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

4.3.3.4 Resumen de códigos y estándares aplicables a IMR (Inspection, Maintenance and Repair)

Tabla 12. 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)

Code No.	Title
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.

1
2
3
4
5
6

4.3.3.5 Resumen de códigos y estándares aplicables al FSRU

Tabla 13. 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

Code No.	Title
DNV-OS-C101	Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD method) (for Topside 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 Topside 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
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

Code No.	Title
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
IACS No 47	Shipbuilding & Repair Quality Standard
TSCF	Guidelines for Ballast Tank Coating System and Surface Preparation

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

4.3.3.6 Resumen de códigos y estándares aplicables a Defensas y maniobras de ataque

Tabla 14. Códigos y estándares aplicables a defensas y maniobras de ataque

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

Code No.	Title
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.

1
2
3
4
5

4.3.3.7 Resumen de códigos y estándares aplicables a Sistemas Mecánicos

Tabla 15. 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

Code No.	Title
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.
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

Code No.	Title
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	
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

Code No.	Title
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	
API Std 614	Lubrication, Shaft-Sealing and Control-Oil Systems and Auxiliaries for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

4.3.3.8 Resumen de códigos y estándares aplicables para instalaciones contra-incendios

Tabla 16. 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.

4.3.3.9 Resumen de códigos y estándares aplicables a elementos de izado

Tabla 17. 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.

1
2
3
4

4.3.3.10 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso

Tabla 18. Códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
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.

4.3.3.11 Resumen de códigos y estándares aplicables a Tanques de GNL

Tabla 19. Códigos y estándares aplicables a tanques de GNL

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
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.

4.3.3.12 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación

Tabla 20. Códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
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.

4.3.3.13 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas eléctricos e Instrumentación

Tabla 21. Códigos y estándares aplicables a sistema eléctricos e instrumentación

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
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
IEC 60354	Loading guide for power transformers

Code No.	Title
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
ANSI/ISA 75.08.01	Face-to-Face Dimensions for Integral Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (ANSI Classes 125, 150, 250, 300, & 600)

Code No.	Title
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
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

Code No.	Title
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
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

Code No.	Title
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
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

Code No.	Title
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
ISO 7278-3	Liquid Hydrocarbons – Dynamic measurement - Proving systems for volumetric meters Part 3 – Pulse Interpolation Techniques
ISO 9000 -9004	Quality Management Systems

Code No.	Title
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.

4.3.3.14 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas salvavidas

Tabla 22. 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.

1 **4.3.4.1 Salud, Seguridad y Medio Ambiente**

2
3 Todos los peligros para la Salud deberán estar identificados (tales como productos químicos
4 tóxicos, ruidos, vibraciones, zonas de frío o calor excesivo, etc.) con medidas de mitigación
5 apropiadas incorporadas en el diseño para minimizar el riesgo a personas frente a estos
6 peligros.

7
8 El diseño y operación del FSRU cumplirá con los requisitos de Seguridad establecidos en
9 la normativa local o estatal de Colombia o en códigos y estándares de uso en FSRUs. El
10 propietario del FSRU deberá aportar un detallado informe sobre Seguridad en las
11 operaciones para reducir el riesgo de accidentes al mínimo (ALARP –As Low As
12 Reasonable Practical).

13
14 El FSRU cumplirá toda la normativa relativa a Medio Ambiente establecida por las
15 autoridades en esta materia. Se deberán tomar todas las medidas posibles para evitar las
16 descargas directas de cualquier elemento contaminante al entorno, ya sea de forma
17 gaseosa, vertidos líquidos o residuos sólidos.

18
19 **4.3.4.2 Equipos en caso de Emergencia**

20
21 El FSRU deberá estar equipado sin limitarse a los siguientes equipos en caso de
22 emergencia:

- 23
24
- 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
- 25
26
27
28

29 **4.3.4.3 Plan de emergencia**

30
31 El FSRU deberá establecer un plan en caso de emergencia detallando los protocolos de
32 actuación en cada una pero sin limitarse a las siguientes posibles eventualidades:

- 33
- Emergencia por escape de gas, fuego, explosión colisión de buque, etc.;
 - Emergencia médica;
 - Tsunami, y
 - Emergencia Medioambiental.
- 34
35
36
37
38

39 Este plan de emergencia deberá incluir el cronograma anual de la realización de ejercicios
40 de simulacro en el que deberá estar implicado todo el personal del FSRU.

41
42 **4.3.4.4 Personal de gestión, operación y mantenimiento**

43
44 El personal del FSRU será el suficiente para dar servicio a todas las operaciones de rutina
45 y mantenimiento y para asegurar la integridad técnica de las instalaciones y permitir el envío
46 de gas con la mejor optimización de todas las operaciones.

47

4.3.4.5 Tanques de GNL

Los tanques de GNL (ya sean de tipo esférico MOSS, SPB o membrana) serán operados de acuerdo con el 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

Se deberán establecer procedimientos y criterios de aceptación para la inspección de acuerdo con 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.

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

1 agua de mar directa, con circuito cerrado de agua glicolada, con vaporizadores de fluido
2 intermedio, etc.).
3

4 El manual de operación de la instalación de regasificación también incluirá el sistema de
5 manejo de BOG, así como todos los servicios auxiliares
6

7 **4.3.4.8 Operaciones simultáneas**

8

9 Se debe elaborar un procedimiento descriptivo de todas las operaciones simultáneas
10 permitidas y las medidas implementadas para evitar la pérdida de control. Este documento
11 será parte del manual de operaciones del FSRU.
12

13 Las operaciones de regasificación durante la carga de GNL desde un buque carrier hacia
14 el FSRU es un modo de operación normal por lo que debe ser una de las operaciones
15 simultáneas permitidas. Se debe implementar una medida de seguridad que permita el
16 desacople de brazos o mangueras de descarga en caso de una operación incorrecta o una
17 situación de emergencia.
18

19 **4.3.4.9 Manual de Operaciones a elaborar por el FSRU**

20

21 Antes del comienzo de la emisión de gas regasificado hacia el gasoducto, el FSRU deberá
22 contar con un manual completo de todas las operaciones realizadas a bordo.
23

24 Este manual de operaciones deberá tener detalladas todas las operaciones, que sin ser
25 exhaustivas, deberán ser al menos las siguientes:
26

- 27 • Maniobras y atraque;
- 28 • Operación de los Almacенamientos de GNL;
- 29 • Transferencia de GNL desde buque *carrier*;
- 30 • Envío de GNL a Planta de Regasificación;
- 31 • Planta de Regasificación (bombas secundarias, compresores de alta y baja presión,
32 Relicador, vaporizadores, etc.);
- 33 • Sistema de alivio y venteo;
- 34 • Sistemas de agua de mar;
- 35 • Sistemas de control;
- 36 • Sistemas de enclavamientos;
- 37 • Generación de energía eléctrica;
- 38 • Sistema de agua contra-incendios;
- 39 • Sistemas de aire comprimido (Planta e instrumentos);
- 40 • Sistema de generación de nitrógeno;
- 41 • Sistemas de agua potable;
- 42 • Sistemas de almacenamiento y distribución de diésel;
- 43 • Sistemas de comunicaciones, y
- 44 • Mantenimiento
45

5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OPCIÓN PLANTA REGASIFICACIÓN Y ALMACENAJE EN TIERRA

Para la prestación de los servicios mediante una planta de regasificación y almacenaje en tierra, el inversionista deberá contar, entre otros con, los dos subsistemas siguientes:



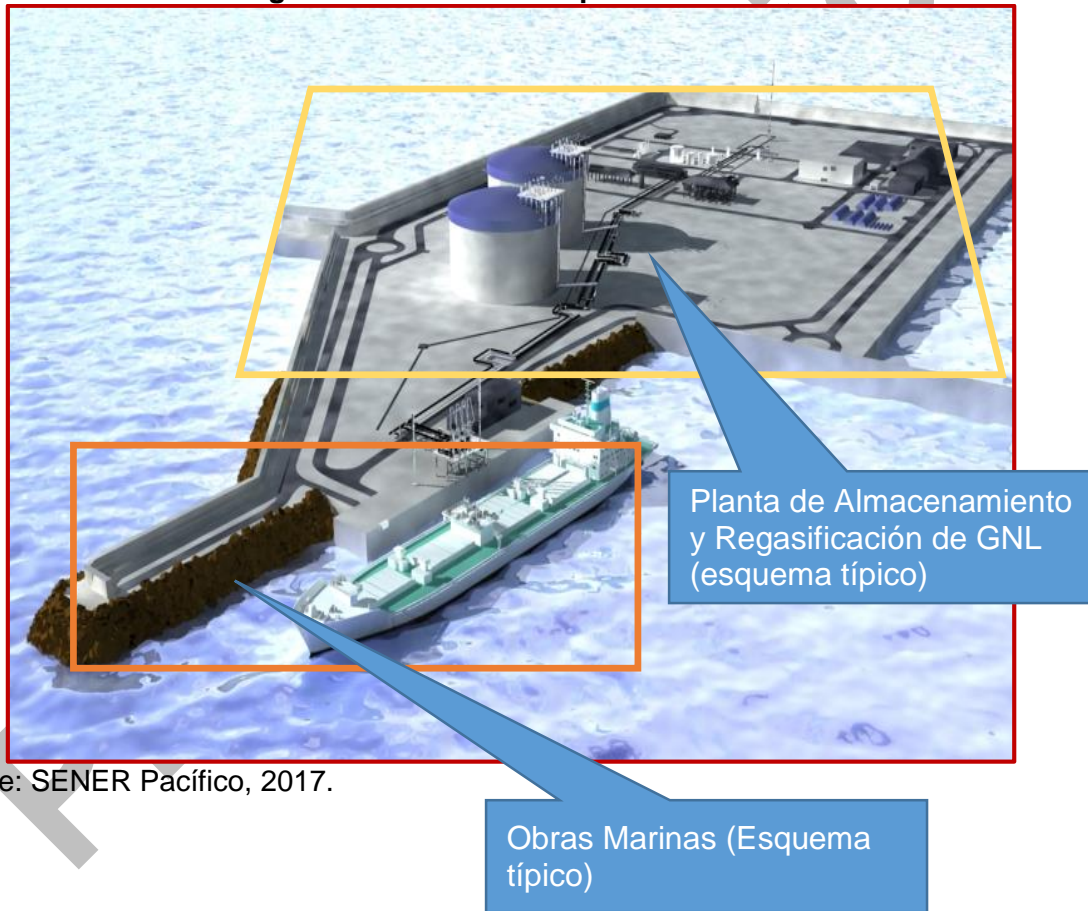
- Obras de carácter Marítimo requeridas para permitir el atraque de un Buque Carrier de GNL y enviar el GNL al tanque situado en tierra por medio de instalaciones situadas en el atraque. Mostrado en gráfico como: 
- Planta de Almacenamiento y Regasificación de GNL. Mostrado en gráfico como: 

Figura 3. Subsistemas opción en tierra



Fuente: SENER Pacífico, 2017.

15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26

1 **5.1 Obras Marítimas**

2
3 Las bases de diseño preliminares y los criterios de proyecto para el diseño de las obras
4 marítimas de las futuras instalaciones de regasificación en Buenaventura para la opción en
5 la que se considera una Terminal en Tierra (en la que atracará un buque *carrier* de GNL)
6 con instalaciones de almacenamiento y regasificación en tierra firme son las mismas a las
7 ya indicadas para el atraque de un buque FSRU.

8
9 Por lo anterior, todo lo indicado en el Apartado 4.1 aplica a esta opción de Planta de
10 Regasificación y Almacenaje en Tierra.

11
12 **5.2 Almacenamiento y Planta de Regasificación en tierra**

13
14 Este apartado contiene la información necesaria para definir los parámetros de diseño
15 requeridos en la realización de la Ingeniería Básica, de Detalle, Compras y Construcción de
16 los *topside* de atraque e instalaciones en Tierra de la Terminal de Regasificación de GNL
17 en Buenaventura.

18
19 En la Ingeniería de Detalle previa a las actividades de construcción de la Terminal se deberá
20 prestar especial atención a:

- 21
22 - Aspectos medioambientales, en cumplimiento estricto con la Normatividad Aplicable
23 expedida por las autoridades competentes;
24 - Aspectos de Seguridad, tanto de las propias instalaciones como de la posible
25 influencia externa de cualquier accidente. En relación a esto se deberán aplicar todas
26 las recomendaciones indicadas en el estudio de seguridad realizado por el
27 Inversionista para garantizar que el diseño de las instalaciones deja el riesgo por
28 debajo de valores aceptables.

29
30 En cualquier caso, las instalaciones estarán diseñadas de acuerdo con las directrices
31 marcadas por la norma americana NFPA-59 A sobre “*Standard for the Production, Storage*
32 *and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*” y la norma europea EN-1473 sobre
33 “*Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño de las instalaciones terrestres*”,
34 así como de toda norma de carácter nacional, regional o local de aplicación.

35
36 Los criterios de diseño indicados en este Anexo Técnico establecen un mínimo que deberán
37 cumplir todos los inversionistas para garantizar un envío de gas natural regasificado al
38 gasoducto del Sistema Nacional de Transporte no menor a 400 MPCD.

39
40 El Inversionista podrá incorporar las modificaciones que considere en número final de
41 equipos y su dimensionamiento para optimizar las instalaciones del Proyecto.

42
43 **5.2.1 Criterios generales de alcance de los trabajos en *Topside* de atraque**
44 **instalaciones en Tierra**

45
46 Los criterios generales de alcance de trabajos de las futuras instalaciones de regasificación
47 en Buenaventura para la opción en la que se considera una Terminal en Tierra con
48 instalaciones de almacenamiento y regasificación en tierra firme son similares a las ya
49 indicadas para la opción de Planta de Regasificación por medio de buque FSRU.

1
2 Por lo anterior, todo lo indicado en el Apartado 4.2.2 aplica a esta opción de Planta de
3 Regasificación y Almacenaje en Tierra.

4 5 **5.2.2 Bases de Diseño**

6 7 **5.2.2.1 Caudal de envío de la Terminal**

8 9 **5.2.2.1.1 Capacidad**

10 El caudal nominal de envío de la terminal será no menor a 400 MPCD.

11 Se dispondrá de suficientes equipos de reserva para asegurar el caudal de envío en
12 cualquier momento.

13 El mínimo caudal de envío de la terminal será de 14 MPCD.

14 15 16 17 18 **5.2.2.1.2 Disponibilidad**

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

23 24 25 **5.2.2.1.3 Condiciones del gas de envío**

26 La terminal se diseñará para operar en condiciones constantes de presión y ser capaz de
27 suministrar gas en el límite de batería. La presión y temperatura de entrega al gasoducto
28 del sistema nacional de transporte deberá estar en condiciones RUT (Resolución CREG
29 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan).

30 31 32 **5.2.2.2 Buque *Carrier* de GNL**

- 33
- 34 1) La terminal se diseñará para descargar buques *carrier* de 65.000 a 267.000 m³ de
35 GNL.
 - 36 2) Se dispondrá de un único atraque para un buque *carrier* de descarga de GNL.
 - 37 3) La producción estimada de gas de *boil off* en el barco (basado en metano puro),
38 debido a la ganancia de calor del ambiente, es el 0,15% en peso del contenido del
39 barco lleno, por día. El diseño de los compresores de gas de *boil off* y las líneas
40 de vapor de retorno al barco se deben diseñar para estas condiciones
 - 41 4) Se asume que el calor generado por las bombas de descarga del barco es
42 absorbido por el GNL descargado a la terminal.
 - 43 5) El barco debe ser capaz de gestionar su propio *boil-off*. Se debe asumir para
44 diseño que el barco no puede almacenar el *boil-off* propio durante su permanencia
45 en el atraque, y la terminal deberá estar diseñada para permitir el paso de vapor
46 desde el barco y almacenarlo para su recuperación ó para su eliminación.
 - 47 6) El diseño debe asumir que el barco no permite la entrada de líquido con el vapor
48 de retorno. Para ello se instalará un depósito separador en el atraque.
- 49

5.2.2.3 Almacenamiento de GNL

- 1) Se instalará(n) tanque(s) de almacenamiento de gas natural licuado que garanticen una capacidad de almacenamiento total no menor a 200.000 m³.
- 2) El tanque deberá ser de tipo contención total (ya sea de acero de alto de 9% Nickel o de tecnología de membrana), por lo que tendrá un depósito para confinar el gas natural con 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 BOG pase a la atmósfera.
- 3) Las presiones de operación y diseño del tanque serán las que indique el fabricante del tanque y deben dar cumplimiento a la normatividad expedida para tal fin.
- 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.

5.2.2.4 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 BOG. 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 de gas a los compresores de BOG y a la unidad de gas combustible (pilotos de antorcha);

- 1 c. Envío de gas a los compresores de BOG y al Relicador;
- 2 d. Envío de gas a la antorcha (dos niveles, primero válvula de control y
- 3 segundo válvulas de seguridad de tanque de almacenamiento), y
- 4 e. Envío de gas a atmósfera (válvulas de seguridad de tanque de
- 5 almacenamiento)
- 6
- 7 3) El gas de *boil off* que se retorna al barco remplazará el déficit de volumen generado
- 8 por la descarga del tanque de a bordo y mantendrá su presión. El vapor se
- 9 reinyectará a través de una línea equipada con un brazo de carga de vapor. No se
- 10 requiere soplar para retornar el gas, se transfiere por diferencia de presiones.
- 11 4) La línea de retorno de vapor tendrá un ciclo de temperatura entre las operaciones
- 12 de descarga de barco. Al inicio de la descarga el vapor de retorno al barco está a
- 13 temperatura ambiente. La línea se enfriará con el tiempo y se mantendrá fría el
- 14 resto de la operación de descarga. Para asegurar que el vapor que se retorna al
- 15 barco está por debajo de -100°C se inyecta GNL al vapor de retorno en el
- 16 atemperador. Los líquidos que pudieran estar presentes en la corriente de gas se
- 17 separarán mediante un depósito separador aguas abajo del atemperador del gas
- 18 de retorno.
- 19 5) Se instalará una válvula de control de presión en la línea de retorno de vapor que
- 20 mantendrá la presión en cabeza del gas de *boil-off* durante la descarga, pero que
- 21 también puede proteger los tanques del barco de una sobre presión durante la
- 22 descarga (en el caso de que los tanques del barco tengan una presión de diseño
- 23 menor que los tanques de almacenamiento de la terminal). Este no es un caso
- 24 común ya que la presión de diseño de los tanques de los barcos suele exceder la
- 25 presión de diseño de los tanques de almacenamiento y las válvulas de seguridad
- 26 proporcionan en último caso la protección del barco.
- 27 6) La descarga de barco se debe evitar durante los periodos de envío cero, pues el
- 28 gas desplazado deberá ser enviado a la antorcha.
- 29 7) El gas de *boil off* que no retorna a barco se comprime en los compresores de BOG.
- 30 La capacidad de diseño de los compresores de desplazamiento positivo
- 31 corresponden al caso de operación con descarga de barco y mínimo envío. Los
- 32 compresores se diseñan para el del 50% de capacidad de la producción máxima
- 33 de la planta, permaneciendo uno de reserva. Cada compresor podrá funcionar
- 34 independientemente a las capacidades fijas de 0% - 50% - 75% - 100% en función
- 35 de la carga requerida.
- 36 8) La temperatura de operación de los compresores debe ser la recomendada por los
- 37 fabricantes. Para lograrlo se instalará un atemperador en la succión de los
- 38 compresores que inyecte GNL en la corriente de gas así como un depósito
- 39 separador, aguas abajo del atemperador para eliminar los posibles arrastres de
- 40 líquido.
- 41 9) En operación normal (sin descarga de barco) un solo compresor en operación debe
- 42 ser suficiente para mantener la presión de los tanques.
- 43 10) El gas procedente de los compresores se enviará al sistema de gas combustible,
- 44 para cubrir los consumos de los pilotos de antorcha, y el gas restante se envía al
- 45 relicador, donde se mezcla con GNL procedente de las bombas primarias para
- 46 su recuperación.
- 47 11) La terminal se diseña para evitar en lo posible la emisión de gas natural a la
- 48 atmósfera por motivos medioambientales, de seguridad y económicos. En caso de
- 49 que la presión del sistema de *boil off* se incremente la terminal dispondrá de un

1 sistema de alivio seguro del exceso de gas. Consiste en un sistema distribuido de
2 tuberías y un control de presión que conecta el colector de *boil off* con el sistema
3 de antorcha. En caso de que el colector de *boil off* alcance la presión de ajuste la
4 válvula abrirá aliviando gas natural a la antorcha. Si la presión del sistema continúa
5 aumentando dispararán las válvulas de seguridad de los tanques de
6 almacenamiento que descargan al sistema de antorcha. Como última salvaguarda
7 unas segundas válvulas de seguridad de los tanques de almacenamiento aliviarán
8 gas a la atmósfera.

- 9 12) Durante los periodos de operación de la terminal en envío cero el vapor generado
10 en el tanque de almacenamiento se enviará a la antorcha será recuperado y
11 recondensado por el sistema de gas de *boil off* o alternativamente enviado a la
12 antorcha.

14 **5.2.2.5 Bombas primarias de GNL**

- 15
- 16 1) Se instalarán bombas primarias de GNL dentro de cada tanque montadas en pozos
17 de bombeo individuales. Deberá existir una bomba de reserva.
 - 18 2) El nivel mínimo de GNL en el tanque primario de almacenamiento será de 1m o de
19 acuerdo con la recomendación del fabricante.
 - 20 3) Las bombas primarias de GNL tendrán una suficiente capacidad para impulsar el
21 GNL desde los tanques hasta las bombas secundarias y el relicuador.
 - 22 4) Las bombas primarias suministrarán también GNL para el mantenimiento en frío
23 de las tuberías. En los periodos de operación sin descarga de barco parte de la
24 descarga de las bombas primarias de GNL fluirá hacia el atraque a través de la
25 línea de recirculación y volverá hacia el relicuador por medio de la línea principal
26 de descarga de barco.
 - 27 5) Las bombas primarias dispondrán de una línea de recirculación que garantiza el
28 caudal mínimo de paso por las bombas. Las bombas son capaces de operar
29 simultáneamente para recircular todo su caudal al tanque en caso de
30 estratificación, realizando la mezcla del tanque.

32 **5.2.2.6 Operación de relicuación**

- 33
- 34 1) Se instalará un relicuador para recuperar el exceso de *boil-off* generado durante la
35 descarga de barco y por las ganancias de calor de la terminal.
 - 36 2) El relicuador y todas las líneas asociadas a él se diseñarán para una capacidad
37 hidráulica equivalente a una capacidad de envío no menor a 400 MPCD
 - 38 3) El caudal de GNL que se envíe al relicuador será solamente el necesario para
39 relicuar el BOG procedente de los compresores de BOG, con un sobrediseño.
 - 40 4) La presión de operación del relicuador se fijará manualmente y se mantendrá
41 mediante las válvulas de control de presión del colector de descarga común de las
42 bombas primarias.
 - 43 5) El caudal máximo de BOG alimentado al relicuador (caso de operación con
44 descarga de barco y envío mínimo a red) y la presión de operación del relicuador
45 definen el caudal de envío mínimo de la terminal (14 MPCD).
- 46
47
48

1 **5.2.2.7 Bombas secundarias de GNL.**

- 2
- 3 1) Se instalarán bombas secundarias de alta presión. Deberá una bomba secundaria
- 4 de emergencia.
- 5 2) Las bombas secundarias de GNL tendrán una capacidad suficiente para impulsar
- 6 el GNL desde el colector de descarga de las bombas primarias y el relicuador hasta
- 7 los vaporizadores.
- 8 3) Las bombas secundarias dispondrán de una línea de recirculación que garantice
- 9 el caudal mínimo de paso por las bombas.
- 10 4) Las bombas se conectarán de tal modo que descarguen a un colector común que
- 11 alimente a todos los vaporizadores de GNL.
- 12 5) Cada bomba dispondrá de un depósito de venteo conectado al recipiente de la
- 13 bomba que ayuda a controlar la presión en la succión y protege al equipo de
- 14 cavitaciones.
- 15

16 **5.2.2.8 Vaporizadores**

17

18 **5.2.2.8.1 General**

19

20 Los vaporizadores operarán con una pérdida de carga máxima admisible por el fabricante.

21

22 **5.2.2.9 Sistema de fuel gas**

23

- 24 1) Los principales consumidores de fuel gas en la terminal serán los pilotos y el
- 25 sistema de encendido de la antorcha y la purga continua de líneas colectoras del
- 26 sistema de antorcha.
- 27 2) El gas combustible que alimenta el sistema de fuel gas provendrá de la descarga
- 28 de los compresores de BOG y, cuando sea necesario, se completará con gas de
- 29 envío a red.
- 30 3) El gas se despresurizará y se calentará para alcanzar las condiciones de operación
- 31 requeridas por los consumidores. La caída de presión se producirá en las válvulas
- 32 de control. Para calentar el gas se dispondrá de un calentador de aire exterior. Se
- 33 instalará también un calentador eléctrico, que se empleará cuando el calentador
- 34 exterior sea insuficiente.
- 35 4) Tras la reducción de presión y el calentamiento y antes de su envío a los
- 36 consumidores el fuel gas se envía a un separador para eliminar los posibles
- 37 arrastres de líquido.
- 38

39 **5.2.2.10 Sistema de recirculación de GNL**

40

- 41 1) Todas las tuberías que llevan GNL de longitudes significativas deberán tener
- 42 recirculación de GNL en todo momento para mantenerlas frías. Esto también es
- 43 aplicable para las tuberías que entran y salen del tanque de almacenamiento
- 44 excepto cuando se demuestre que no es práctico.
- 45 2) El caudal de GNL recirculado será el necesario para el mantenimiento en frío de la
- 46 terminal evitando cualquier riesgo de vaporización de este GNL. Para ello el caudal
- 47 de enfriamiento se calcula para enfriar las tuberías.
- 48

1 **5.2.2.11 Medida del gas de envío**

- 2
- 3 1) La Planta contará con una Estación de Medida con carácter fiscal aguas arriba del
- 4 límite de batería para medir el caudal de gas de envío a la red nacional.
- 5 2) La unidad de medida contará con una de reserva.
- 6

7 **5.2.2.12 Carga de cisternas**

8

9 Todo lo indicado en el apartado 4.2.4.2 relativo a la carga de cisternas desde el FSRU aplica

10 en el caso de Planta en tierra con las particularidades propias de una instalación terrestre.

11

12 **5.2.2.13 Suministro eléctrico**

- 13
- 14 1) La energía normal de la terminal procederá del Sistema Interconectado Nacional,
- 15 para lo cual el Inversionista deberá adelantar los trámites de conexión previstos en
- 16 las Disposiciones Aplicables;
- 17 2) En caso de no ser posible un suministro garantizado de la red nacional la Planta
- 18 deberá contar con las instalaciones de autogeneración suficientes, y
- 19 3) Se instalará un generador diésel de respaldo en caso de un fallo de energía.
- 20

21 **5.2.2.14 Sistema de recogida de derrames de GNL**

22

23 La terminal dispondrá de un sistema de canales de recogida de derrames y balsas, tales

24 que los derrames de GNL se contendrán y se prevendrá su entrada en el sistema de drenaje

25 de agua y su evaporación rápida.

26

27 **5.2.3 Principales normas de aplicación**

28

29 El diseño y construcción de la Planta de Regasificación deberá cumplir como mínimo con

30 lo estipulado en las siguientes normas, última edición vigente, o sus equivalentes en normas

31 Europeas. Adicionalmente el cumplimiento de las Normas colombianas aplicables.

32

33 Esta no es una lista exhaustiva. Durante la ingeniería de detalle el Inversionista establecerá

34 una lista completa de estándares y códigos aplicables.

35

36 En caso de conflicto entre códigos estándares y normativa, el orden de preferencia es el

37 siguiente:

38

- 39
- 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:
- 44
- 45
- 46

47 NTC 6276 Producción, almacenamiento y manejo de gas natural licuado (GNL)

48 NFPA 59A *Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural*

49 *Gas LNG*

1 EN-1473 Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño de las
2 instalaciones terrestres
3

4 • Normas NFPA
5

- 6 NFPA 10 Portable Fire Extinguishers
- 7 NFPA 11 Standard Low Expansion Foam
- 8 NFPA 11A Medium and High Expansion Foam System
- 9 NFPA 12 CO2 Extinguishing Systems
- 10 NFPA 13 Installation of Sprinkler Systems
- 11 NFPA 14 Installation of Stand pipe and Hose Systems
- 12 NFPA 15 Water Spray Fixed Systems
- 13 NFPA 16 Deluge Foam Water Sprinkler and Foam Water Spray System
- 14 NFPA 17 Dry Chemical Extinguishing Systems
- 15 NFPA 20 Centrifugal Fire Water Pumps
- 16 NFPA 22 Water Tanks for Private Fire Protection
- 17 NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code
- 18 NFPA 54 National Fuel Gas Code
- 19 NFPA 58 Liquefied Petroleum Gas Code
- 20 NFPA 59 Utility LP-Gas Plant Code
- 21 NFPA 70 National Electrical Code
- 22 NFPA 13 Standard for the Installation of Sprinkler Systems
- 23 NFPA 14 Standard for the Installation of Standpipe, private Hydrants, and Hose
24 Systems
25

26 • American Petroleum Institute
27

- 28 API 5L Specification for Line Pipe
- 29 API 6D Specification for Valves
- 30 API RP 520-1 Recommended Practice for the Sizing,
- 31 API RP 520-2 Selection and Installation of Pressure Relieving System in Refinery
- 32 API RP 521 Guide for Pressure Relieving and Depressuring Systems
- 33 API RP 551 Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems
- 34 API 598 Valve Inspection and Test
- 35 API 600 Steel Gate Valves Flanged and Buttwelding Ends
- 36 API 602 Compact Carbon Steel Gate Valves
- 37 API 609 Butterfly valves, Lug type and Water Type API 610 Pumps
- 38 API 613 Special purpose Gear Units for Refinery Service
- 39 API 614 Lubrication, Shaft Sealing and Control Oil System for
40 Special Purpose Applications
- 41 API 616 Gas turbines for the Petroleum, Chemical and Gas
42 Industry Services
- 43 API 618 Compressors
- 44 API 619 Rotary Type Positive Displacement
45 Compressors for General Refinery Services
- 46 API 620 Design and Construction of Large, Welded Low (including addendum
47 1,2&3) Pressure Storage Tanks
- 48 API 625 Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage (including Addendum
49 1, 2 & 3)

- 1 API 650 Welded Steel tanks for Oil Storage (including addendum 1,2&3)
- 2 API 661 Air Cooled Heat Exchangers for General Refinery Services
- 3 API 670 Machinery Protection System
- 4 API 671 Special Purpose Couplings for Refinery Services
- 5 API 674 Positive Displacement Pumps – Reciprocating
- 6 API 675 Positive Displacement Pumps – Controlled Volume
- 7 API 676 Positive Displacement Pumps – Rotary
- 8 API 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage
- 9 Tanks API 2555 Methods of Calibrating Large Storage Tanks
- 10 API 2510 Design and Construction of Liquefied Petroleum Gas (LPG)
- 11 Installations
- 12 API 14C Recommendation Practice for Analysis, Design, Installation and testing
- 13 of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms
- 14
- 15 • American National Standards Institute
- 16
- 17 ANSI B1.1 Verified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form)
- 18 ANSI B 1.20.1 Pipe Threads, General Purpose (inch) ANSI B 16.1 Cast Iron Pipe
- 19 Flanges and Flanged Fittings
- 20 ANSI B16.3 Malleable Iron Threaded Fittings
- 21 ANSI B 16.5 Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings
- 22 ANSI B 16.9 Factory Made wrought Steel Butt welding Fittings
- 23 ANSI B 16.10 Face-to-Face and End to End Dimensions of Ferrous Valves
- 24 ANSI B 16.11 Forged Fittings, Socket Welding and Threaded
- 25 ANSI B 16.14 Ferrous Pipe Plugs, Bushing and Locknuts and PipeThreads
- 26 ANSI B 16.20 Ring Joint Gasket and Grooves for Steel Pipe Flanges ANSI B
- 27 16.21 Non-Metallic Gaskets for Pipe Flanges
- 28 ANSI B 16.25 Butt-welding Ends for Pipes, Valves, Flanges and Fittings
- 29 ANSI B 16.28 Wrought Steel Butt-welding Short Radium Elbows and Returns
- 30 ANSI B 16.34 Valves, Flanged, Threaded and Welding Ends ANSI B 16.36 Orifice
- 31 Flanges
- 32 ANSI B 16.42 Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
- 33 ANSI B 16.47 Large Diameter Steel Flanges
- 34 ANSI B 16.48 Steel Line Blanks
- 35 ANSI B 31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
- 36 ANSI B 36.10M Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
- 37 ANSI B 36.19M Stainless Steel Pipe
- 38 ANSI B 46.1 Surface Texture
- 39 ANSI/ASCE 7-88 Calculation of Wind Load
- 40 ANSI B 1.1 Unified Inc Screw Threads UN & UNR Thread Form
- 41 ANSI B 318.2.2 Square & Hex Nuts
- 42
- 43 • Manufacturer's Standardization Society (MSS)
- 44
- 45 MSS-SP-6 Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and Connecting
- 46 End Flanges of Valves and Fittings
- 47 MSS-SP-25 Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges and Unions
- 48 MSS-SP-43 Wrought Stainless Steel Butt-welding Fittings
- 49 MSS-SP-44 Steel Pipe Line Flanges

- 1 MSS-SP-55 Quality Standard for Steel Castings
2 MSS-SP-58 Pipe Flanges and Supports – Material & Design
3 MSS-SP-61 Pressure Testing of Steel Valves
4
5 • Normas ASTM
6
7 ASTM A74 Cast Iron Soil Pipe and Fittings
8 ASTM B8 Seamless Copper Water Tube
9 ASTM A82 Steel wire, Plain for Concrete Reinforcement
10 ASTM A105 Carbon Steel Forgings
11 ASTM A106 Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service
12 ASTM A182 Forged or Rolled Alloy Steel Pipe Flanges, Forged Fittings and Valves
13 and parts for High Temp. Service
14 ASTM A185 Steel Welded Wire fabric, Plain, for Concrete Reinforcement
15 ASTM A193 Alloy Steel and Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High
16 Temperature Service
17 ASTM A194 Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High
18 Temperature Service
19 ASTM A312 Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic
20 Stainless Steel Pipes
21 ASTM A350-00 C Forgings, Carbon and Low Alloy Steel Requiring
22 Notch Toughness Testing for Piping Components
23 ASTM A351-00 Steel Castings, Austenitic for High Temp. Services.
24 ASTM A352-93 Steel Castings Ferritic and Martensitic for Pressure containing
25 Parts. Suitable for Low Temperature Service
26 ASTM A358 Standard for Electric Fusion Welded Austenitic Chromium Nickel
27 Alloy Steel Pipe for High Temperature Service
28 ASTM A366 Steel, Sheet, Carbon, Cold Rolled, Commercial Quality ASTM
29 A1008-019 Specifications for Steel Sheet, Cold Rolled, Carbon,
30 Structural, High Strength Low Alloy and high strength low alloy with
31 improved formability
32 ASTM A370 Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of
33 Steel products
34 ASTM A416 Standard Strand uncoated Seven, Wire for Prestressed Concrete
35 ASTM A420-006 Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low
36 Temperature Service
37 ASTM A421 Incoated Stress Relieved Wire for Prestressed Concrete
38 ASTM A435 - 82 (87) Straight Beam Ultrasonic Examination of Steel Plates ASTM
39 A530 (2001) General requirements for Specialized Carbon and Alloy
40 Steel Pipe
41 ASTM A553 Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Quenched and Tempered 8 and
42 9 Percent Nickel
43 ASTM A648 Steel Wire, Hard Drawn for Prestressing concrete pipe
44 ASTM A694-00 Forgings, carbon and Alloy steel for Pipe Flanges, Fittings,
45 Valves and Parts for High Pressure Transmission Service
46 ASTM D4239 Standard Test Method for Indicating Moisture by the Plastic Sheet
47 Method
48 ASTM D3359 Standard Test Method for Measuring Adhesion by Tape Test
49

- American Society of Mechanical Engineers (ASME)
 - ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Sections II, V, VIII (Div. 1 and 2) and IX: Latest Edition and all Mandatory Addenda)
 - ASME PTC 9, 1974 (R 1992) Displacement Compressors, Vacuum Pumps and Blowers
 - ASME PTC 7.1 (1969) Displacement Pumps
 - ASME PTC 8.2 (1990) Centrifugal Pumps Testing

5.2.4 Filosofía de operación

5.2.4.1 Introducción

Este apartado únicamente incorpora aspectos operacionales claves que se deberán incorporar en el diseño de la Terminal de Regasificación de GNL en tierra. 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.

5.2.4.2 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.

El diseño y operación de la Terminal de Regasificación de GNL en tierra cumplirá con los requisitos de Seguridad establecidos en la normativa local o estatal de Colombia o en códigos y estándares de uso en Terminales de Regasificación de GNL en tierra. El propietario de la Terminal de Regasificación de GNL en tierra deberá aportar un detallado informe sobre Seguridad en las operaciones para reducir el riesgo de accidentes al mínimo (ALARP –*As Low As Reasonable Practical*).

La Terminal de Regasificación de GNL en tierra 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.

5.2.4.3 Equipos en caso de Emergencia

La Terminal de Regasificación de GNL en tierra 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

5.2.4.4 Plan de emergencia

La Terminal de Regasificación de GNL en tierra deberá establecer un plan en caso de emergencia detallando los protocolos de actuación en cada una pero sin limitarse a las siguientes 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 el cronograma anual de la realización de ejercicios de simulacro en el que deberá estar implicado todo el personal de La Terminal de Regasificación de GNL en tierra.

5.2.4.5 Personal de gestión, operación y mantenimiento

El personal de la Terminal de Regasificación de GNL en tierra 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.

5.2.4.6 Tanques de GNL

Los tanques de GNL (ya sean de tipo esférico MOSS, SPB o membrana) serán operados de acuerdo con el 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

Se deberán establecer procedimientos y criterios de aceptación para la inspección de acuerdo con los 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.

5.2.4.7 Transferencia de GNL

La filosofía de transferencia de GNL se refiere al envío desde un Carrier de GNL hacia los tanques del la Terminal de Regasificación de GNL en tierra.

1 Se deberán establecer las condiciones meteorológicas bajo las cuales se realizan todas las
2 operaciones de aproximación de buque carrier, conexión de transferencia y operaciones de
3 transferencia.

4
5 Los responsables de la operación de la Planta de Regasificación del Pacífico en tierra y el
6 *carrier* establecerán la planificación de transferencia que deberá incluir al menos lo
7 siguientes puntos:

- 8
9
- 10 • Enfriamiento de líneas
 - 11 • Caudal inicial de transferencia
 - 12 • Máximo caudal de transferencia
 - 13 • Procedimiento para el uso de bombas booster
 - 14 • Máxima presión de trabajo antes del disparo de los elementos de seguridad
 - 15 • Procedimiento acordado para el control de *boil-off* y retorno de vapores.
 - 16 • Señal de indicación para disminución de caudal de transferencia
 - 17 • Señal de indicación para paro de transferencia
 - 18 • Señal para parada de emergencia
 - 19 • Procedimiento a seguir en caso de un ESD (*Emergency Shut-Down*)
 - 20 • Plan de contingencia para emergencias como fugas, derrames, etc.
 - 21 • Procedimiento de lastrado y deslastrado.

22 **5.2.4.8 Planta de Regasificación**

23
24 El propietario de la Terminal de Regasificación de GNL en tierra emitirá un completo manual
25 de operación de las instalaciones de regasificación, que podrán variar en función de la
26 tipología de vaporización instalada (con agua de mar directa, con circuito cerrado de agua
27 glicolada, con vaporizadores de fluido intermedio, etc.)

28 **5.2.4.9 Operaciones simultáneas**

29
30 Se debe elaborar un procedimiento descriptivo de todas las operaciones simultáneas
31 permitidas y las medidas implementadas para evitar la pérdida de control. Este documento
32 será parte del manual de operaciones de la Terminal de Regasificación de GNL en tierra.

33
34
35 Las operaciones de regasificación durante la carga de GNL desde un buque carrier hacia
36 la Terminal de Regasificación de GNL en tierra es un modo de operación normal por lo que
37 debe ser una de las operaciones simultáneas permitidas. Se debe implementar una medida
38 de seguridad que permita el desacople de brazos o mangueras de descarga en caso de
39 una operación incorrecta o una situación de emergencia.

40 **5.2.4.10 Manual de Operaciones a elaborar por la Terminal de Regasificación de GNL 41 en tierra**

42
43
44 Antes del comienzo de la emisión de gas regasificado hacia el gasoducto, la Terminal de
45 Regasificación de GNL en tierra deberá contar con un manual completo de todas las
46 operaciones realizadas en tierra.

47

1 Este manual de operaciones deberá tener detalladas todas las operaciones, que sin ser
2 exhaustivas, deberán ser al menos las siguientes:
3

- 4 • Maniobras y atraque;
- 5 • Operación de los Almacенamientos de GNL;
- 6 • Transferencia de GNL desde buque *carrier*;
- 7 • Envío de GNL a Planta de Regasificación;
- 8 • Planta de Regasificación en tierra (bombas secundarias, compresores de alta y baja
9 presión, Relicador, vaporizadores, etc.);
- 10 • Sistema de alivio y venteo;
- 11 • Sistemas de agua de mar;
- 12 • Sistemas de control;
- 13 • Sistemas de enclavamientos;
- 14 • Generación de energía eléctrica;
- 15 • Sistema de agua contra-incendios;
- 16 • Sistemas de aire comprimido (Planta e instrumentos);
- 17 • Sistema de generación de nitrógeno;
- 18 • Sistemas de agua potable;
- 19 • Sistemas de almacenamiento y distribución de diésel;
- 20 • Sistemas de comunicaciones, y
- 21 • Mantenimiento

22

23 **6 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA PLANTA DE**

24 **REGASIFICACIÓN**

25

26 **6.1 Precommissioning (Pre-arranque)**

27

28 Corresponde a las actividades que se deben llevar a cabo antes de la realización de las
29 pruebas de funcionamiento, las cuales certifican que se han ejecutado satisfactoriamente
30 todos los chequeos, pruebas y calibraciones requeridas asegurando que la Planta de
31 Regasificación esté cumpliendo integralmente con los requerimientos técnicos de las
32 normas nacionales e internacionales vigentes.
33

34 La Macroactividad o fase de *precommissioning* comprende, sin limitarse a estas, las
35 siguientes actividades de campo:
36

- 37 a. Chequeos de conformidad realizados en cada componente del sistema o proyecto
38 de la Planta de Regasificación, tales como: elementos finales de control, elementos
39 de seguridad y alivio e instrumentación en general, para verificar visualmente la
40 condición de los equipos y línea de proceso, la calidad de las instalaciones y el
41 cumplimiento con los planos y especificaciones de la ingeniería de detalle,
42 instrucciones del fabricante, códigos, normas y las buenas prácticas de ingeniería.
43

44 **6.1.1 Reportes de Pruebas:**

45

46 Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última prueba, el
47 Inversionista deberá suministrar a la Auditoría una (1) copia que contenga todos los reportes
48 de pruebas de fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.

1
2 El Completamiento de las actividades de *precommissioning* indica el final de construcción
3 de la Planta de regasificación. Esta fase también es conocida como Completamiento
4 Mecánico.

6.2 *Commissioning* (Listo para la puesta en marcha)

7
8 Esta Macroactividad o fase deberá ser ejecutada por personas con alta calificación y
9 experiencia.

10
11 Cabe anotar que las actividades “*Start Up*” de los sistemas utilitarios o servicios industriales
12 se consideran actividades de *commissioning*.

6.3 *Start - Up* (puesta en marcha)

13
14
15
16 Comprende la operación de la introducción inicial de hidrocarburos al sistema, ajustando
17 las condiciones para alcanzar el cumplimiento de los servicios del Proyecto y los requisitos
18 establecidos en el plan de abastecimiento de gas natural, la Normatividad Aplicable y estos
19 DSI.

20
21 Esta Macroactividad será objeto de documentos de planeación detallados por parte del
22 Inversionista.

6.3.1 Información Requerida para la Puesta en Servicio

23
24
25
26 El Inversionista deberá realizar una prueba de desempeño una vez que la Planta de
27 Regasificación haya sido instalada y comisionada en el sitio que le permita al Auditor
28 certificar a través de la lista de chequeo a satisfacción que el proyecto se ajusta a los
29 requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento y en este anexo técnico, y por
30 consiguiente se encuentra apto para su entrada en operación, conforme a lo establecido en
31 el literal b) del artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017 o la norma que la modifique,
32 aclare o adicione.

1
2
3 **7 DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS ASOCIADOS AL GASODUCTO**
4 **BUENAVENTURA - YUMBO**

5
6 **7.1 Características Técnicas de los Servicios**
7

8 El proceso UPME GN 01-2022 consiste en la selección de un Inversionista para la
9 prestación del servicio de transporte de gas natural a través de un gasoducto entre la Planta
10 de Regasificación del Pacífico hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte
11 en el tramo que llegue al municipio de Yumbo, Valle del Cauca. Para el efecto, el
12 Inversionista se encargará del diseño, adquisición de los suministros, construcción,
13 pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al
14 Gasoducto Buenaventura - Yumbo, definido en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural
15 y adoptada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40304 del 15 de
16 octubre de 2020, con las siguientes características:

17
18 1. Gasoducto Buenaventura - Yumbo
19

- 20
- 21 • Un (1) gasoducto enterrado con una capacidad de transporte de 400 MPCD
 - 22 desde la Planta de Regasificación ubicada dentro del límite geopolítico del
 - 23 municipio de Buenaventura, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional
 - 24 de Transporte en el tramo que llegue al municipio de Yumbo, Valle del
 - 25 Cauca.
 - 26 • Presión de entrega en Yumbo: No menor a 1.000 psig.
 - 27 • Presión de recibo Planta de Regasificación: No menor a 1.200psig.
 - 28 • Gas de Operación: Será responsabilidad del Adjudicatario determinar la
 - 29 cantidad de GN que pudiera utilizarse para la operación general de equipos.
 - 30 Será responsabilidad del Adjudicatario, hasta 90 días antes de la FPO,
 - 31 adquirir a su cuenta y cargo el GN para el Gas de Operación.
 - 32 • Una (1) estación de transferencia de custodia de entrega de gas natural al
 - 33 gasoducto del Sistema Nacional de Transporte existente en el municipio de
 - 34 Yumbo en condiciones RUT.
 - 35 • Una (1) estación de transferencia de custodia para el recibo de gas natural
 - 36 desde la Planta de Regasificación en condiciones RUT.
 - 37 • Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.

- 38 2. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto civiles, mecánicas, eléctricas,
39 de instrumentación, físicas y de cualquier otro tipo, necesarias para cumplir con el
40 servicio objeto de la presente Convocatoria durante la construcción, operación y
41 mantenimiento de las obras, garantizando siempre su compatibilidad con la
42 infraestructura existente y el medio ambiente.
43

44 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
45 Convocatoria Pública GN 01-2022:

- 46
47 a. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
48 Pública UPME, deberán ser nuevos y de última tecnología.

- 1
2 b. Están a cargo del Inversionista todos los elementos necesarios para la construcción,
3 operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control,
4 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
5 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
6 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con
7 los servicios aquí mencionados.
8
9 c. El inversionista podrá implementar alternativas temporales para la prestación de los
10 Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico en los
11 siguientes eventos: i) para ejercer la opción de la Fecha Anticipada de Puesta en
12 Operación y ii) frente las contingencias operativas que considere pertinentes, y los
13 demás eventos que considere la Comisión de Regulación de Energía y Gas para tal
14 fin. Lo anterior, sin perjuicio de las obligaciones adquiridas en su condición de
15 Adjudicador en el proceso de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01 -2022.
16

17 **7.2 Responsabilidades del Inversionista**

18 El Inversionista deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del (los) lote(s) o
19 servidumbres (según se requiera), del diseño, de la construcción, de la operación y del
20 mantenimiento de los servicios enunciados en el numeral 7.1.
21

22 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad del gasoducto Buenaventura – Yumbo,
23 en funcionalidad y en aspectos de presión, temperatura, comunicaciones, control y válvulas
24 con la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte donde se va a conectar en las
25 condiciones establecidas y bajo las condiciones establecidas en el Reglamento Único de
26 Transporte – RUT expedido por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 o aquellas
27 que la modifiquen o sustituyan.
28

29 Según lo anterior, de forma enunciativa más no limitativa, el Inversionista se encargará
30 además de las actividades como estudios, diseños, construcciones y servicios previstos en
31 los DSI y en este Anexo, de lo siguiente:
32

- 33
- 34 1. Realizar la Ingeniería, compras de materiales y equipos, instalación, Construcción y
35 Comisionado del Gasoducto Buenaventura - Yumbo.
 - 36 2. Puesta en Marcha de las instalaciones y pruebas que demuestren el cumplimiento
37 de la lista de chequeo de que trata el literal b del artículo 24 de la Resolución CREG
38 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
 - 39 3. Operación estable (incluyendo el mantenimiento) y con la disponibilidad requerida
40 según los requisitos establecidos en la regulación aplicable, los reglamentos
41 técnicos y estos DSI.
 - 42 4. Gestión completa de todo el Proyecto, elaboración de toda la documentación
43 requerida para el diseño, la compra y la construcción de las instalaciones hasta su
44 emisión en versión *as-built*.
 - 45 5. Gestión completa de la calidad en todas las fases y procesos del Proyecto.
 - 46 6. Suministro de todo el material, equipos, mano de obra, consumibles y los que
47 considere el Inversionista, necesarios para dejar las instalaciones totalmente
48 operativas y con los mayores niveles de seguridad aceptables para transporte de
49 gas natural.

- 1 7. Adquisición de los derechos de propiedad o uso para los terrenos en los que se
- 2 implantarán las instalaciones, ya sea en tierra y/o en zonas gestionadas por la
- 3 Autoridad Marítima.
- 4 8. Construcción de cualquier vial, carretera, o acceso interior a las instalaciones.
- 5 9. Construcción de cualquier vial, carretera, o acceso exterior a las instalaciones hasta
- 6 vía de acceso público.
- 7 10. Tramitar y conseguir la autorización de todos los permisos de cualquier tipo
- 8 necesarios para la construcción y operación del gasoducto Buenaventura-Yumbo.
- 9 De todos los permisos se prestará especial atención a todos los relacionados con el
- 10 Medio Ambiente.
- 11 11. Coordinación y gestión integrada de todas las partes o subsistemas del Proyecto
- 12 evitando duplicidades o incompatibilidades entre las diferentes partes o etapas en
- 13 las que se divida el proyecto global.
- 14 12. Cumplir con los requisitos exigidos por la normatividad aplicable y las autoridades
- 15 competentes.

16
17 Los próximos capítulos incluyen el conjunto de normas técnicas generales de guía para el
18 inversionista y que deberán ser tenidas en cuenta para dar cumplimiento a los servicios
19 establecidos en el documento de selección de inversionista descritas en este capítulo.

20 21 **7.3 Punto de conexión del Gasoducto Buenaventura – Yumbo al Sistema Nacional** 22 **de Transporte**

23
24 El inversionista seleccionado, además de ser responsable del(los) predio(s) y/o el(los)
25 espacio(s) para la construcción de las obras objeto de la presente convocatoria,
26 independiente de la modalidad (compra, arrendamiento, servidumbre, etc.) deberá tener en
27 cuenta lo definido en el RUT (Resolución CREG 071 de 1999 y sus actualizaciones), en la
28 NTC 3728 y en la norma ASME B 31.8 y sus respectivas actualizaciones.

29
30 Así mismo, el Inversionista es el responsable de cumplir con las condiciones de conexión
31 exigidas en el RUT o aquellas que la modifiquen, adicione o sustituyan, y la Normatividad
32 Aplicable y los requerimientos del transportador incumbente existente en un punto
33 cualquiera de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en un tramo que llegue
34 al municipio de Yumbo, Valle del Cauca.

35
36 Cuando el Inversionista seleccionado considere la necesidad de hacer modificaciones a la
37 infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones con el responsable y
38 propietario de los respectivos activos según los criterios definidos en el Reglamento Único
39 de Transporte – RUT (Resolución CREG 071 de 1991 o aquellas que la modifiquen,
40 adicione o sustituyan).

41
42 La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información respectiva a las
43 condiciones de conexión (contrato de conexión³), y demás información remitida por el
44 propietario de la infraestructura existente en el tramo que llegue al del municipio de Yumbo
45 en el tramo Yumbo - Mariquita del Sistema Nacional de Transporte.

46

³ https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/4_06.6_Borrador_Contrato.pdf

1 La información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser
 2 evaluada por el Inversionista para lo de su interés. La información específica que no se
 3 publique en la página WEB de la UPME, el Inversionista podrá consultar al propietario de
 4 la infraestructura de manera directa.

5
 6 **8 NORMAS TÉCNICAS GENERALES APLICABLES AL GASODUCTO**
 7 **BUENAVENTURA - YUMBO**

8
 9 El Auditor informará de manera independiente al Ministerio de Minas y Energía, la UPME,
 10 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Fiducia y el Adjudicatario, el
 11 cumplimiento de los servicios consignadas en el numeral 7.1 del presente Anexo y de la
 12 Normatividad Aplicable para el cumplimiento de los servicios.

13
 14 El inversionista seleccionado correspondiente deberá adoptar los controles y medidas para
 15 preservar el bienestar y la seguridad de la población.

16
 17 **8.1 Principales características técnicas del proyecto**

18
 19 A continuación, se describen las principales características técnicas del proyecto:
 20

Características	Norma / Condición
Norma general de diseño del gasoducto:	ASME B 31.8, NTC 3728, Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
Clasificación de área eléctrica:	NFPA STD 80 o aquellas que las modifique o sustituya.
Regulación Ambiental:	Ley 99 y sus decretos reglamentarios.
Regulación de Seguridad:	NFPA y RETIE o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
Capacidad:	400 MPCD
Presión de entrega de la Planta de Regasificación del Pacífico:	No menor a 1.200 psig
Presión de entrega en un Punto del SNT en el tramo que llegue al municipio de Yumbo.	No menor a 1.000 psig

21
 22
 23 **8.2 Licencias y Permisos**

24
 25 El trámite y obtención de todas las licencias y permisos para la construcción y operación
 26 del Gasoducto Buenaventura – Yumbo son total responsabilidad del Inversionista. Se debe
 27 considerar lo establecido en la Normatividad vigente aplicable para tal fin.
 28
 29
 30

8.3 Área a intervenir en la construcción del gasoducto

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 deberá tener en cuenta el inversionista.

El Inversionista tramitará, bajo su total responsabilidad, los permisos 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 podrá consultar el documento **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO⁴**, el cual 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 estudio⁵ identificada. Este es un documento ilustrativo para los interesados, que no determina las condiciones para la ejecución del Proyecto.

El Gasoducto tendrá inicio en el límite geopolítico del municipio de Buenaventura y se conectará a la infraestructura del SNT en el tramo que llegue al municipio de Yumbo. No obstante lo anterior, el trazado o recorrido del gasoducto, así como el punto de inicio y el punto de llegada serán resultado de la ingeniería básica y detallada realizada por cada inversionista.

El área de Estudio resultante de la ingeniería conceptual desarrollada por la UPME es de carácter indicativo, si el Proponente interesado se encuentra por fuera de esta área de estudio será resultado de su ingeniería básica y detallada. Todos los proponentes deberán ceñirse a las condiciones dadas en el RUT expedido por la CREG a través de la Resolución 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan y la legislación Colombiana vigente.

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.

⁴ El documento se encuentra en el siguiente enlace:

<https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/ALERTAS-TEMPRANAS.pdf>

<https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/PLANOS%20PDF%20CARTOGRAFIA%20SIG.zip>

8.4 Conexión del gasoducto al Sistema Nacional de Transporte (SNT)

Las condiciones de conexión del Gasoducto Buenaventura - Yumbo al Sistema Nacional de Transporte deberán cumplir con lo establecido en el Reglamento Único de Transporte – RUT expedido por la CREG a través de la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

El trazo final de la ruta del Gasoducto Buenaventura deberá definirse con base al punto de Conexión al SNT acordado previamente con el Transportador propietario del tramo de gasoducto correspondiente.

8.4.1.1 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.

8.5 Materiales y equipos

Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto Gasoducto Buenaventura - Yumbo 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 utilizados en la ejecución Proyecto deberán contar con certificado de producto. El Inversionista deberá presentar para fines pertinentes al Auditor, los documentos que le permitan verificar dicha circunstancia.

El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Auditor de los soportes (memorias de cálculo o el (los) documento(s) que el Auditor considere idóneo(s)) que demuestren que los materiales y equipos son aptos para soportar las condiciones climáticas y sísmicas del sitio de instalación y para cumplir con lo establecido en el *Plan de Abastecimiento de Gas Natural*, las Disposiciones Aplicables y los DSI.

8.5.1 Normas para Fabricación de los Equipos

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

8.5.2 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 las pruebas en fábrica se determine que un equipo incumple los parámetros necesarios para que el Proyecto cumpla con el Plan de Abastecimiento de Gas Natural o los DSI, lo informará como un incumplimiento de los requisitos técnicos en la

1 forma indicada en el inciso segundo del literal a) del artículo 24 de la Resolución CREG 107
2 de 2017, con las consecuencias previstas en la Normatividad Aplicable. Se entenderá que
3 la desviación fue corregida cuando se haga una nueva prueba que cumpla los parámetros
4 aplicables. De la misma manera se procederá en caso de que las pruebas no cumplan con
5 las normas técnicas aplicables.

6 **8.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GASODUCTO BUENAVENTURA - YUMBO**

7 **8.6.1 Construcción del Gasoducto Buenaventura - Yumbo – Infraestructura**

8
9
10
11 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
12 constitutivos del Gasoducto Buenaventura - Yumbo, bajo los estándares mínimos que se
13 describen en estos DSI.

14
15 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo del derecho de vía y de
16 las estaciones de recibo y entrega que se requieren para las conexiones a la Planta de
17 Regasificación y al gasoducto receptor del Sistema Nacional de Transporte en el tramo que
18 llegue al municipio de Yumbo, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios,
19 según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios a adquirir y las
20 eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el
21 área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se requiera, las vías de acceso
22 a estos predios y las adecuaciones que sean necesarias.

23
24 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para el desarrollo de la
25 infraestructura con el objeto de garantizar la completa y segura operabilidad del proyecto
26 Gasoducto Buenaventura – Yumbo.

27 **8.6.2 Mano de Obra**

28
29
30 La mano de obra será calificada y ejecutada por personal idóneo y experimentado.

31
32 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para su seguridad y el
33 cumplimiento de la Normatividad Aplicable y exigirá su uso.

34
35 Sea cual fuere la naturaleza del personal a ocupar, su estadía en obra está supeditada al
36 cumplimiento de todas las normas laborales vigentes. Todo el personal sea cual fuere la
37 naturaleza del vínculo con la obra, está en la obligación de acatar todas las disposiciones
38 que en ella rijan en lo que tiene que ver con seguridad industrial, salud ocupacional,
39 procedimientos técnicos y buenas prácticas.

40 **8.6.3 Equipos y Herramientas**

41
42 El Inversionista deberá poner al servicio del Proyecto los equipos adecuados y suficientes
43 para el cumplimiento del cronograma, la Curva S del proyecto, el Plan de abastecimiento
44 de gas natural y los DSI.

45
46 Los equipos y herramientas a utilizar deben estar en buen estado y condiciones de higiene
47 y seguridad, adecuadas para la labor contratada, acorde con la clasificación donde se
48 realizará el trabajo y debidamente certificados.

1
2 Los equipos, máquinas, herramientas e implementos de trabajo solo serán operados por
3 personal calificado y autorizado. Todos los equipos, máquinas y herramientas e
4 implementos de trabajo deberá estar dotados con los dispositivos, instructivos, controles y
5 señales de seguridad exigidos o recomendados por los fabricantes.

6 7 **8.6.4 Señales y Protecciones.**

8
9 Para las señales y protecciones el inversionista seleccionado deberá seguir la normatividad
10 vigente expedida por el Ministerio de Transporte. De manera referencial se menciona el
11 *"Manual sobre Dispositivos para el Control del Tránsito en Calles y Carreteras"*.

12 13 **8.6.5 Señales de Tránsito**

14
15 Para las señales de tránsito el inversionista seleccionado deberá seguir la normatividad
16 vigente expedida por el Ministerio de Transporte. De manera referencial, para las señales
17 preventivas, reglamentarias e informativas y señales varias, tales como barricadas, conos
18 de guía, canecas y delineadores luminosos de luz fija y/o intermitente se menciona el
19 *"Manual del Señalización vial"*.

20 21 **8.6.6 Pasos Temporales Peatonales y para Vehículos:**

22
23 El Inversionista deberá construir, instalar y mantener pasos temporales peatonales
24 adecuados para el libre paso peatonal y vehicular.

25 26 **8.6.7 Vallas de Identificación:**

27
28 Al comienzo de las obras y a medida que avancen las mismas, el Inversionista deberá
29 suministrar e instalar vallas de identificación. Cada valla de identificación debe incluir como
30 mínimo en su contenido lo siguiente:

- 31
32 - Municipio;
33 - Objeto e identificación del proyecto;
34 - Nombre del inversionista seleccionado, y
35 - Otra información requerida por la Normatividad Aplicable.

36
37 En todo caso el Inversionista deberá dar cumplimiento a la normatividad exigida para tal fin.

38 39 **8.6.8 Sistemas de información y comunicación social.**

40
41 Los programas de información y comunicación social incluyen, aunque no se limitan, a los
42 siguientes objetivos:

- 43
44 a. Divulgación del Proyecto y de sus beneficios.
45 b. Información de las posibles interferencias de la obra.
46 c. Implementación de programas de desvío de tránsito.
47 d. Identificación de los sectores de población afectados directa o indirectamente por el
48 Proyecto.

- 1 e. Información previa sobre cortes de servicios públicos necesarios por reubicación de
- 2 los mismos.
- 3 f. Elaboración de programas de comunicación social.
- 4

5 **8.6.9 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras mecánicas.**

6
7 Las líneas de transporte y redes de distribución de gas deberán ser diseñadas, fabricadas,
8 inspeccionadas y probadas de acuerdo con los códigos y las normas incluidas en:

- 9
- 10 • NTC 3728;
- 11 • ASME B31.8 (Transmisión de Gas y Sistemas de distribución de tuberías).
- 12

13 Las tuberías de transporte de GNL deberán ser diseñadas, fabricadas, inspeccionadas y
14 probadas de acuerdo con la norma ASME B31.4 (Sistema de tuberías de transporte de
15 hidrocarburos líquidos y otros líquidos)

16
17 Las normas NTC 3949 (estaciones de regulación) y ASME B31.3 (tuberías de proceso) se
18 utilizarán para el diseño de las tuberías dentro de las estaciones de despacho y de recibo.

19
20 Todos los elementos que formen parte de las tuberías deberán cumplir con la última edición
21 de las normas referenciadas (ASME / ANSI, API o MSS) de acuerdo a cada uno de los
22 elementos (tuberías, bridas, válvulas, accesorios, juntas, etc.)

23
24 Los sistemas de tuberías deberán cumplir con todas las regulaciones locales y demás
25 Normatividad Aplicable.

26
27 En caso de existir discrepancias entre estas normas y códigos o entre la presente
28 especificación y las mismas, prevalecerá la que sea más exigente.

29 **8.6.9.1 Válvulas**

30
31 El material y la clasificación se diseñarán con las temperaturas máximas y presiones
32 máximas, de conformidad con ASME B16.34 o API 602.

33
34
35
36 Los dispositivos de alivio de presión (válvulas de seguridad, discos de ruptura) estarán
37 accesibles y serán de fácil montaje.

38 **8.6.9.2 Criterios de diseño en ensamble de paquetes**

39
40
41 Todos los componentes de los equipos deben ser especificados para resistir las
42 condiciones de operación, ambiente, montaje, pruebas, sismo y viento durante la vida útil
43 del Gasoducto. De esta manera, se puede anticipar que algunas piezas requerirán mayor
44 mantenimiento o inspección durante la vida del gasoducto debido a corrosión, abrasión,
45 desgaste, fatiga, deformación, desajuste, contaminación, etc.

46
47
48

1 **8.6.10 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras civiles**

2
3 Todas las obras civiles y de Geotecnia deberán cumplir con los requerimientos de la norma
4 NSR10.

5
6 **8.6.11 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras eléctricas**

7
8 **8.6.11.1 Criterios para clasificación de áreas:**

9
10 Las áreas que revisten peligro de ignición se definen como “áreas clasificadas”, (CLASE 1
11 DIVISIÓN 1 y 2) según Norma Técnica Colombiana - NTC 2050

12
13 **8.6.11.2 Criterios de diseño de distribución de potencia:**

14
15 El suministro de energía eléctrica se hará por medio de interconexión a la red eléctrica
16 existente más cercana, sistemas fotovoltaicos u otros tipos de energía alternativa.

17
18 **8.6.11.3 Tipos de cargas:**

19
20 Las posibles cargas utilizadas en la estación de recibo, en la línea y en la estación de
21 entrega son:

22
23 **Carga lumínica:** Para alumbrado exterior, interior y señalización visual (alarmas).

24
25 **Cargas para instrumentación:** La necesaria para energizar instrumentos y demás
26 automatismos.

27
28 **8.6.12 Especificaciones técnicas generales para el Desarrollo de Obras de**
29 **instrumentación y control**

30
31 **8.6.12.1 Identificación de Instrumentos (Tag)**

32
33 La identificación del instrumento se efectuará de acuerdo con el sistema de numeración de
34 la norma ISA S5, 1.

35
36 **8.6.12.2 Instrumentación de paquetes de equipos**

37
38 Todos los instrumentos de monitoreo, control, sistemas de seguridad, redes de datos para
39 la vigilancia y control, deben ser inmunes a la radiación electromagnética de acuerdo con
40 la normatividad vigente.

41
42 **8.6.12.3 Instrumentos de presión**

43
44 La precisión de estos elementos deben cumplir lo establecido en la norma ASME B40.100
45 Grade 2A.

46
47 **8.6.12.4 Criterios de selección de instrumentos de temperatura**

48
49 La precisión de estos elementos deben cumplir lo establecido en la norma ASME B40.3.

1
2 **8.6.12.5 Criterios de selección para instrumentos de flujo**
3

4 Para la medición de flujo se pueden considerar diferentes tecnologías dependiendo de las
5 condiciones de proceso y a los diseños propios del inversionista. Estos deberán estar
6 conforme a la normatividad vigente correspondiente.
7

8 **8.6.12.6 Automatización y Control**
9

10 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las normas
11 nacionales e internacionales vigentes.
12

13 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
14 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
15 y control.
16

17 **La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir por lo
18 menos las siguientes funciones:**
19

- 20 a. Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
21 equipos.
22 b. Protocolos abiertos de comunicación.
23

24 **La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
25 funciones:**
26

- 27 a. Gestión de las bases de datos del sistema;
28 b. Permitir la integración de elementos futuros;
29 c. Implementación de herramientas de seguridad y administración;
30 d. Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
31 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
32 detener el sistema;
33 e. Mantenimiento de cada equipo, y
34 f. Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
35 del sistema.
36

37 El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el operador
38 del gasoducto al cual se conectará el proyecto le exija. En general, todos los costos de
39 implementación y coordinación de información a intercambiar son responsabilidad del
40 Inversionista.
41

42 **8.7 Criterios de diseño para tubería**
43

44 Todas las tuberías de transporte y distribución de gas deberán ser diseñadas, fabricadas,
45 inspeccionadas y probadas de acuerdo con los códigos y las normas incluidas en este
46 documento: las normas NTC 3728 y ASME B31.8 (Transmisión de Gas y Sistemas de
47 distribución de tuberías), y las tuberías de transporte de GNL de conformidad con la norma
48 ASME B31.4 (Sistemas de tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros
49 líquidos); las normas NTC 3949 (Estaciones de regulación) y ASME B31.3 (tuberías de

1 proceso) se utilizarán para el diseño de las tuberías dentro de las estaciones de despacho
2 y de recibo.
3

4 Todos los elementos que formen parte de las tuberías deberán cumplir con la última edición
5 de las normas referenciadas (ASME / ANSI, API o MSS) de acuerdo a cada uno de los
6 elementos (tuberías, bridas, válvulas, accesorios, juntas, etc.)
7

8 Los sistemas de tuberías deberán cumplir con todas las regulaciones locales.
9

10 El diseño debe estar en estricta conformidad con los requisitos de esta norma y de los
11 códigos y normas mencionados.
12

13 **8.7.1 Bridas**

14
15 Las dimensiones de las Bridas deberán cumplir con ASME B16.5 Código y / o ASME
16 B16.47.
17

18 **8.7.2 Válvulas**

19
20 El material y la clasificación se diseñarán con las temperaturas máximas y presiones
21 máximas, de conformidad con ASME B16.34 o API 602.
22

23 Las pruebas de válvulas deberán cumplir y estar certificadas según API 6D o API 598 y API
24 6FA para el requisito de prueba de fuego.
25

26 Los extremos bridados de las válvulas deberán estar de acuerdo con ASME B16.5. y ASME
27 B16.1.
28

29 Los dispositivos de alivio de presión (válvulas de seguridad, discos de ruptura) estarán
30 accesibles y serán de fácil montaje.
31

32 Para válvulas de mariposa, se debe comprobar en su instalación que, durante la
33 manipulación, la mariposa no interfiere con los elementos dentro de tuberías tales como
34 instrumentación, reducciones de línea, revestimiento interior, etc.
35

36 Las válvulas de control asociadas a los equipos paquete deberán estar situados lo más
37 cerca posible del equipo de referencia al que están destinadas y dentro del alcance visual
38 del operador.
39

40 La alineación de las Tuberías debe ser cuidadosamente evaluada y diseñada para asegurar
41 que su tamaño y aguas abajo, no permita la transmisión de vibraciones excesivas y ruido.
42

43 Las válvulas de seguridad deberán instalarse en áreas accesibles para asegurar el
44 funcionamiento y desmontaje.
45

46 La entrada de la válvula de seguridad será vertical y lo más corto posible para minimizar la
47 caída de presión, dependiendo de la geometría del sistema.
48

1 **8.7.3 Protección Catódica**

2
3 **8.7.3.1 Verificación del Perfil de Resistividad**

4
5 Se deberá elaborar un perfil de resistividades de los suelos a lo largo del trazado de la línea
6 de flujo de gas, para lo cual se deben efectuar mediciones de resistividad del terreno. Se
7 aplicará la Norma ASTM G57-78 (1984) Standard Test Method for Field Measurement of
8 Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method.

9
10 **8.7.3.2 Verificación del perfil de PH**

11
12 Se deberá elaborar un perfil de pH del suelo a lo largo del trazado de la línea de flujo de
13 gas, para lo cual se efectuarán mediciones de pH conforme a los establecido en la NTC
14 5264.

15
16 **8.7.3.3 Alternativas de Protección**

17
18 **8.7.3.3.1 Sistema por ánodos de sacrificio.**

19
20 El sistema galvánico utiliza como material anódico, un metal que en la serie electromotriz
21 sea más electronegativo que el metal que se va a proteger, a fin de que por diferencia de
22 potencial genere la corriente requerida para controlar la corrosión. El metal más
23 electronegativo o ánodo, es conectado eléctricamente a la estructura a proteger y enterrado
24 en el suelo; formando una celda de corrosión galvánica, en el cual el metal de la estructura
25 (cátodo) es protegido y el del material anódico (ánodo) es desgastado. Como la corriente
26 de protección es obligada a salir del ánodo y no de la estructura, el primero se corroe y la
27 segunda se protege. La corriente regresa al ánodo a través del conductor eléctrico cerrando
28 de esta forma el circuito.

29
30 Un sistema de Ánodos Galvánicos, en términos genéricos presenta las siguientes ventajas:

- 31
32
- 33 ➤ Baja susceptibilidad a problemas de interferencias externas.
 - 34 ➤ Bajos costos de mantenimiento.
 - 35 ➤ No requieren de fuentes externas de energía.
 - 36 ➤ No generan un costo directo de operación.
 - 37 ➤ Tienen buen comportamiento en suelos de alta y baja resistividad.
 - 38 ➤ Son eficientes en medios sólidos porosos (suelos).
 - 39 ➤ Son de fácil instalación.

40 Dentro de las desventajas o limitaciones de un sistema de Ánodos galvánicos se resaltan:

- 41
42
- 43 ➤ El potencial eléctrico disponible es limitado.
 - 44 ➤ Están sujetos a variaciones del medio ambiente que afectan su operación.
 - 45 ➤ En medios ácidos son atacados directamente por el ácido, disminuyendo
46 considerablemente su eficiencia y vida útil.
 - 47 ➤ Su vida útil depende de la cantidad de material anódico.
 - 48 ➤ Las altas temperaturas ligadas a los componentes químicos del electrolito son
49 inconvenientes que afectan su operación.
 - No son económicos para altos requerimientos de corriente (grandes estructuras).

8.7.3.3.2 Sistema de corriente impresa.

Este sistema está fundamentado en tomar corriente alterna en baja tensión y llevarla a un rectificador (aunque existen otros tipos de fuentes de corriente, como las baterías) que la convierte en corriente directa; esta corriente directa es conectada al material anódico instalado en el sistema, que la distribuye en el electrolito (suelo), a través del cual llega a la estructura a proteger, y retorna por el negativo, cerrando de esta forma el circuito eléctrico.

Dentro de las ventajas más relevantes de un sistema de protección catódica por corriente impresa, se pueden citar las siguientes:

- Manejo distante de potenciales.
- Alto drenaje de corriente para la protección de grandes estructuras.
- Facilidad de variar la salida de corriente dependiendo de los cambios del electrolito y aumento de la estructura, cuando hay corriente disponible en el rectificador.
- Aplicable en suelos de alta y baja resistividad.

Entre las desventajas o limitaciones de un sistema de protección catódica por corriente impresa se resaltan:

- Presencia de interferencias por corrientes parásitas, en estructuras ajenas al sistema.
- Posible pérdida de la protección, debido a caídas en la fuente de corriente alterna.
- Alta Inversión inicial por el costo de equipos, materiales y especificaciones, en montajes de bajos requerimientos de corriente.
- Altos costos de mantenimiento y de operación para estructuras pequeñas.
- Requerimientos de monitoreo de las condiciones operacionales del rectificador con mayor frecuencia, que en los sistemas de tipo Galvánico.

Los ánodos para sistemas por corriente impresa utilizados en suelos, normalmente vienen contruidos en grafito, acero, ferrosilicio, titanio o metales oxidados y usualmente revestidos y/o cubiertos con polvo de coque, a fin de proteger su vida útil y procurar un desgaste uniforme.

8.7.3.4 Selección de la alternativa de protección

La selección de la alternativa de protección se fundamenta en los análisis técnicos y económicos realizados por el Inversionista. Sin embargo, la alternativa implementada deberá cumplir con la normatividad vigente en materia.

8.7.4 Camas anódicas

La selección de la implementación de camas anódicas se fundamenta en los análisis técnicos y económicos realizados por el Inversionista. Se deberá cumplir con la normatividad vigente en materia.

8.7.5 Rectificador de Corriente

La selección del rectificador de corriente se fundamenta en los análisis técnicos y económicos realizados por el Inversionista y deberá cumplir con los requisitos dados por la norma NEMA STANDARD MR-20. Sin embargo, el rectificador de corriente deberá cumplir con la normatividad vigente en materia.

8.7.6 Puesta a Tierra

La selección de la alternativa de puesta a tierra se fundamenta en los análisis técnicos y económicos realizados por el Inversionista. Sin embargo, la alternativa implementada deberá cumplir con la normatividad eléctrica colombiana vigente.

8.7.7 Bridas Aislantes

Los sellos de aislamiento dieléctrico deberán cumplir la Norma ANSI B16-21 “Juntas no metálicas para bridas de tubo”.

9 CÓDIGOS, NORMAS, ESTÁNDARES Y DOCUMENTOS REFERENCIA

Los documentos de referencia que sirven de base para el desarrollo de este proyecto son:

- Resolución CREG-071 DE 1999.
- Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020-

9.1 Códigos y Estándares

NORMA	DESCRIPCIÓN
AGA No. 5	Natural Gas Energy Measurement
AGA No. 7	Measurement of Natural Gas by Turbine Meter
AGA No. 8	Thermodynamic Properties of Natural Gas and Related Gases, DETAIL and GROSS Equations of State
AGA No. 9	Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters
AGA No. 11	Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter
NTC 3728	Gasoductos. Líneas de transporte y redes de distribución de gas
NTC 3838	Gasoductos. Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles
NTC 3949	Gasoductos. Estaciones de Regulación de Presión para Líneas de Transporte y Redes de Distribución de gas combustible.
NTC 3991	Soldadura de líneas de tuberías y de instalaciones relacionadas.
ASME B31.3	Code for Pressure Piping
ASME B31.8	Gas transmission and distribution piping system
ASME B36.10	Welded And Seamless Wrought Steel Pipe
API 14	Natural Gas Fluids Measurement

10 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

A continuación, se expone brevemente todo lo relacionado con las principales pruebas de calidad que debe cumplir el Gasoducto Buenaventura – Yumbo para que se pueda llevar a cabo su puesta en servicio.

Es responsabilidad exclusiva del Inversionista seleccionado garantizar la segura operabilidad del gasoducto durante la totalidad del período de operación y mantenimiento.

Todo lo relativo a la Implementación y ejecución de pruebas de calidad de construcción y operación, deberá estar de acuerdo principalmente con la última edición de los siguientes códigos y normas:

ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
ASME B16.5	Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings, Specification for pipeline valves (gate, plug, ball and check valves)
ANSI B31.4	Liquid Petroleum Transportation Piping Systems.
IGE/TD/1	Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission
API 6D	Pipeline Valves, end closures, Connectors, Swivels.
API 5L	Specification for Line Pipe.
API 1104	Welding of Pipelines and Related Facilities
API - RP 1110	Recommended practice for the Pressure Testing of liquid petroleum pipelines.

En caso de existir discrepancias entre estas normas y códigos o entre la presente especificación y las mismas, prevalecerá la que sea más exigente.

Los registros de todas las pruebas se consignarán en “Protocolos de Pruebas” diseñados por el inversionista de tal forma que la auditoría, pueda verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas.

10.1 Prueba Hidrostática

El Inversionista seleccionado cuenta con autonomía para decidir los tramos en que se dividirá la prueba Hidrostática, basándose en los sitios donde sea posible la consecución de permisos ambientales para la captación y desalojo de agua, sin embargo el Inversionista deberá:

- a. Presentar al Auditor el procedimiento para la realización de las pruebas hidrostáticas, el cual deberá incluir toda la información referente a presiones, secciones de prueba, puntos de control, equipos, comunicaciones, medidas de seguridad, etc.
- b. Dar cumplimiento a los requerimientos de la legislación ambiental.
- c. Informar al Auditor con una anticipación de por lo menos 8 días, sobre la iniciación de todos los trabajos relacionados con el proceso de prueba hidrostática; igualmente, incorporará y pondrá al frente de su realización; personal profesional

1 que cuente con experiencia en realización de pruebas hidrostática de Oleoductos,
2 Poliductos o Gasoductos.
3

4 **10.1.1 Diseño de la prueba / procedimiento escrito**

5
6 El procedimiento debe cubrir como mínimo los siguientes aspectos:
7

- 8 a. Descripción de las secciones a ser probadas: Los puntos límite de cada prueba
9 deben estar claramente referenciados y deben estar indicados en un plano de planta
10 perfil de la línea.
11
- 12 b. Selección de las secciones de prueba: Se debe realizar con base en la topografía,
13 de manera que la variación de las presiones a lo largo del tramo escogido no
14 ocasione que la presión de prueba en algún punto esté por debajo o por encima de
15 lo exigido por la norma ANSI/ASME B 31.8.
16
- 17 c. En los tramos seleccionados no se probarán las válvulas instaladas, las válvulas a
18 instalar a lo largo del gasoducto serán probadas y certificadas en fábrica.
19
- 20 d. Presión máxima y mínima (especificada en la ingeniería de detalle) de prueba en
21 cada sección.
22
- 23 e. Volumen total de la sección.
24
- 25 f. Diseño y/o selección de tapas y/o cabezales, sistemas de alivio de sobrepresiones,
26 sistemas de presurización, tuberías temporales y demás elementos y trabajos
27 necesarios para la prueba.
28
- 29 g. Planes de contingencia y medidas de seguridad especiales para el desarrollo de la
30 prueba.
31
- 32 h. Selección de inhibidores de corrosión.
33
- 34 i. Tratamiento que deberá darse al agua antes de su vertimiento.
35
- 36 j. Los procedimientos detallados para la prueba, los cuales constarán de dibujos
37 identificando las secciones de la tubería que serán probadas, las instrucciones para
38 la prueba de tubería, la presión de la prueba, el flujo y otras informaciones
39 necesarias.
40
- 41 k. Los procedimientos detallados de la prueba incluirán trazados paso a paso de la
42 secuencia de los tramos que van a ser probados, una descripción del equipo que se
43 usará para la prueba, la cantidad y la descripción de los instrumentos, el tamaño de
44 los equipos de presurización, etc.
45
46
47
48

1 **10.1.2 Seguridad industrial**

2
3 Se implementarán todas las medidas de seguridad apropiadas para proteger el personal
4 involucrado en las pruebas y/o la comunidad residente en la ruta del gasoducto.

5
6 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individual, funcional, de
7 energización y puesta en servicio) se consignarán en “Protocolos de Pruebas” diseñados
8 por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Auditoría, pueda verificar el
9 cumplimiento de los requisitos de la regulación vigente y de las normas técnicas.

10
11 **10.2 Precommissioning (Pre-arranque)**

12
13 Corresponde a las actividades que se deben llevar a cabo antes de la realización de las
14 pruebas de funcionamiento, las cuales certifican que se han ejecutado satisfactoriamente
15 todos los chequeos, pruebas y calibraciones requeridas asegurando que el Gasoducto
16 Buenaventura - Yumbo esté cumpliendo integralmente con los requerimientos técnicos de
17 las normas nacionales e internacionales vigentes.

18
19 La Macroactividad o fase de *precommissioning* comprende, sin limitarse a estas, las
20 siguientes actividades de campo:

- 21
22 a. Chequeos de conformidad realizados en cada componente del sistema o proyecto
23 de gasoducto, tales como: elementos finales de control, elementos de seguridad y
24 alivio e instrumentación en general, para verificar visualmente la condición de los
25 equipos y línea de proceso, la calidad de las instalaciones y el cumplimiento con los
26 planos y especificaciones de la ingeniería de detalle, instrucciones del fabricante,
27 códigos, normas y las buenas prácticas de ingeniería.
28
29 b. Ensayos no destructivos y de radiografía y líquidos penetrantes.
30
31 c. Pruebas hidrostáticas.
32
33 d. Pruebas de calidad de limpieza con chorro de arena (Sandblasting) y revestimiento
34
35 e. Limpieza y secado de tubería.
36

37 **10.2.1.1 Reportes de Pruebas:**

38
39 Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última prueba, el
40 Inversionista deberá suministrar a la Auditoría una (1) copia que contenga todos los reportes
41 de pruebas de fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.

42
43 El Completamiento de las actividades de *precommissioning* indica el final de construcción
44 del Gasoducto. Esta fase también es conocida como Completamiento Mecánico.

45
46 **10.3 Commissioning (Listo para la puesta en marcha)**

47
48 Esta Macroactividad o fase deberá ser ejecutada por personas con alta calificación y
49 experiencia.

1
2 La fase de *commissioning* comprende las siguientes actividades:

- 3
4 a. La preparación mecánica y la corrida de rascadores para asegurar la continuidad y
5 secado de la línea de proceso. En primera instancia se deberá pasar un *poly-pig* de
6 alta densidad, con el fin de retirar agua y/o remoción de sólidos confinados, que
7 hayan podido quedar luego de la prueba hidrostática y secado de la línea.
8
9 b. Luego se corre un rascador flexible, con el fin de realizar una limpieza agresiva
10 removiendo posibles incrustaciones presentes en la tubería.
11

12 Es recomendable que el Inversionista considere la utilización de un Smart Pig en esta fase,
13 con el fin de obtener una línea base confiable para los planes de mantenimiento a
14 implementar durante la etapa de operación del gasoducto.
15

16 Cabe anotar que las actividades “*Start Up*” de los sistemas utilitarios o servicios industriales
17 se consideran actividades de *commissioning*.
18

19 **10.4 Start - Up (puesta en marcha)**

20
21 Comprende la operación de la introducción inicial de hidrocarburos al sistema, ajustando
22 las condiciones para alcanzar el cumplimiento de los servicios del Proyecto y los requisitos
23 establecidos en el plan de abastecimiento de gas natural, la Normatividad Aplicable y estos
24 DSI.
25

26 Esta Macroactividad será objeto de documentos de planeación detallados por parte del
27 Inversionista.
28

29 **10.4.1 Información Requerida para la Puesta en Servicio**

30
31 El Inversionista deberá realizar una prueba de desempeño una vez que el Gasoducto
32 Buenaventura – Yumbo haya sido instalado y comisionado en el sitio que le permita al
33 Auditor certificar a través de la lista de chequeo a satisfacción que el proyecto se ajusta a
34 los requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento y en este anexo técnico, y por
35 consiguiente se encuentra apto para su entrada en operación, conforme a lo establecido en
36 el literal b) del artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017 o la norma que la modifique,
37 aclare o adicione.
38

39 **11 GAS DE INICIO Y GAS DE OPERACIÓN**

- 40
41 a) Es responsabilidad del Inversionista presentar junto con la Propuesta Económica en
42 MPC el volumen el GNL necesario para Gas de Pruebas, Gas de Empaquetamiento,
43 gas de Inventario Mínimo y Gas de Talón.
44
45 b) Es responsabilidad del Inversionista presentar para cada año del PEP, el promedio
46 de los consumos por concepto de GNL requerido durante en el período operativo
47 del Proyecto que permita al Adjudicatario la operación segura y eficiente tanto de la
48 Planta de Regasificación como del Gasoducto Buenaventura. Para el cálculo de
49 estos consumos de GN se deberá considerar la condición más crítica de operación

1 del Proyecto. Este cargo se deberá expresar en porcentaje y decimal con cinco (5)
2 decimales.
3

4 Para la Planta de Regasificación será el cociente del Boil-off gas más los consumos
5 que en su caso pudiera tener para autogeneración de energía eléctrica y operación
6 general de equipos de la Planta de Regasificación entre el inventario de GNL. En el
7 caso del Gasoducto Buenaventura será es el cociente del gas utilizado por el
8 Adjudicatario para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural entre el gas
9 transportado.

10
11 Durante el período operativo en ninguna circunstancia los consumos de Gas de
12 Operación podrá ser mayor al presentado en la Propuesta Económica. Cualquier
13 consumo por encima de esto será a costa del Adjudicatario.
14

15 Esta información será integrada en el IAE de conformidad a los estipulado en el Artículo 9
16 del Proyecto de Resolución.
17
18
19