



DEFINICIÓN Y ELABORACIÓN DE LAS CONDICIONES TÉCNICAS DE INGENIERÍA CONCEPTUAL<sup>1)</sup> PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA BAHÍA DE BUENAVENTURA, PACIFICO COLOMBIANO, DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS TÉCNICAS, LA REGLAMENTACIÓN ESPECÍFICA DEL SECTOR DE GAS NATURAL, LA NORMATIVIDAD DE LA PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, LA FUNCIÓN ESTATAL Y TODO AQUELLO RELACIONADO CON EL PROCESO DE SELECCIÓN DE ADJUDICATARIO PARA LA EXPANSIÓN EN EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

## **Entregable 2.- Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Rev.	Fecha	Descripción	Preparado	Comprobado	Aprobado	Aprobado UPME
0	20 Noviembre 2017	Para comentarios / aprobación UPME	S.T./ J.E.A.	M.G.	G.U.	
1	24 Noviembre 2017	Incorporados comentarios UPME	S.T./ J.E.A.	M.G.	G.U.	

<sup>1)</sup>Corresponde a la primera etapa de un proyecto de ingeniería, en la cual se comprende el problema o necesidad específica que plantea el Cliente y se conciben diferentes alternativas de solución, se evalúan estas alternativas bajo criterios técnicos, económicos y sociales (Seguridad y Medio Ambiente), y se presentan los resultados dando un orden de prelación a las alternativas analizadas. Por su parte el Cliente en forma unilateral o conjuntamente con el Contratista, opta por la alternativa más conveniente.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**ÍNDICE**

<b>1</b>	<b>ANTECEDENTES Y OBJETO DEL DOCUMENTO .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS .....</b>	<b>9</b>
2.1	Aspectos generales .....	10
2.1.1	Mercado internacional de LNG .....	10
2.1.2	Proyección de Gas Natural en Colombia. Escenarios de Oferta y Demanda .....	18
2.1.3	Marco regulatorio de remuneración de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural. Resoluciones relevantes de la Comisión de regulación de Energía y GAS (CREG).....	22
2.1.4	Condicionantes geográficos.....	24
2.2	Alternativas tecnológicas .....	25
2.2.1	Buque transporte, regasificador y almacenaje (Buque FSRU, Floating Storage and Regasification Unit en régimen “empty and leave”) .....	26
2.2.2	Buque regasificador y almacenamiento (FSRU en régimen permanente estacional),.....	46
2.2.3	Buque almacenamiento (FSU, Floating Storage Unit, en régimen permanente estacional y regasificación en tierra).....	50
2.2.4	Planta regasificadora sin almacenamiento con buque convencional de transporte de GNL (Buques LNGC, Liquefied Natural Gas Carrier, metanero).....	64
2.2.5	Planta regasificación y almacenaje en tierra .....	74
2.3	Recomendación del mejor esquema tecnológico .....	96
2.3.1	Conclusión.....	101
<b>3</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DEL ÁMBITO DE PROYECTO.....</b>	<b>102</b>
3.1	Introducción .....	102
3.2	Contexto socioeconómico .....	103
3.3	Instalaciones Portuarias .....	105
3.3.1	Infraestructura portuaria .....	105
3.3.2	Tráficos .....	106
3.3.3	Balizamiento marítimo.....	108

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

3.4	Infraestructuras Terrestres .....	114
3.4.1	Vías de acceso .....	114
3.4.2	Red eléctrica.....	115
3.4.3	Redes de aguas.....	116
3.4.4	Gasoductos .....	117
3.5	Condiciones topo-batimétricas y morfológicas .....	119
3.6	Características Geológicas.....	121
3.6.1	Contexto geológico .....	121
3.6.2	Unidades geológicas superficiales.....	124
3.6.3	Perfil Estratigráfico.....	126
3.6.4	Sedimentología .....	127
3.7	Clima Marítimo .....	128
3.7.1	Nivel del Mar .....	128
3.7.2	Vientos .....	130
3.7.3	Oleaje .....	132
3.7.4	Corrientes .....	136
3.7.5	Aporte fluvial .....	136
3.8	Meteorología.....	138
3.8.1	Huracanes.....	138
3.8.2	Descargas atmosféricas.....	139
3.9	Sismicidad .....	141
3.9.1	Fuentes sísmicas .....	141
3.9.2	Sismos históricos .....	144
3.9.3	Amenaza sísmica .....	145
3.10	Tsunamis .....	147
4	REQUERIMIENTOS FUNCIONALES PARA UN TERMINAL MARÍTIMO PARA LA RECEPCIÓN DE GNL.....	152
4.1	Necesidad de Infraestructuras de Abrigo .....	152
4.2	Áreas de navegación .....	154
4.2.1	Calados mínimos .....	154
4.2.2	Dimensiones horizontales de las vías de navegación .....	154
4.2.3	Áreas de maniobra.....	155
4.2.4	Resguardos mínimos a cualquier obstáculo .....	155
4.2.5	Señalización marítima .....	157
4.3	Distancias de seguridad con áreas pobladas.....	158

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

4.3.1	Entorno de seguridad de peligro por incendio de derrame .....	158
4.3.2	Entorno de seguridad por dispersión de vapor de GNL.....	158
4.4	Accesos terrestres.....	159
4.5	Acometidas de servicios.....	160
4.5.1	Proximidad a red de gasoductos .....	160
4.5.2	Suministro eléctrico .....	160
4.5.3	Provisión de agua dulce.....	160
4.5.4	Drenajes.....	161
5	AVANCE DE ALERTAS TEMPRANAS.....	162
5.1	Introducción .....	162
5.2	Condicionantes del medio físico.....	163
5.2.1	Profundidad en las áreas de navegación, maniobra y atraque.....	163
5.2.2	Geotecnia.....	164
5.2.3	Condicionantes meteorológicos .....	164
5.2.4	Riesgo sísmico.....	164
5.2.5	Riesgo de tsunami .....	165
5.3	Condicionantes de tipo ambiental .....	167
5.3.1	Modificación de la geomorfología e hidrodinámica local.....	167
5.3.2	Afección a la cobertura de manglar .....	167
5.3.3	Impacto sobre la fauna local.....	169
5.3.4	Riesgo por contaminación marina.....	169
5.3.5	Riesgo de contaminación atmosférica .....	170
5.3.6	Impacto sonoro .....	170
5.4	Condicionantes de tipo socioeconómico.....	171
5.4.1	Clasificación del Suelo.....	171
5.4.2	Distancia a núcleos poblacionales .....	172
5.4.3	Expropiaciones requeridas.....	173
5.4.4	Afección a redes de servicios básicos.....	173
5.4.5	Afección a elementos del patrimonio histórico o cultural .....	174
5.4.6	Interferencia con otras actividades económicas.....	174
5.4.7	Interferencia con la navegación .....	175
5.4.8	Impactos sobre la economía local .....	175
5.4.9	Impactos sobre la movilidad urbana .....	176
5.4.10	Requisitos de socialización y compensación social del proyecto.....	176
5.5	Tabla resumen de alertas tempranas .....	177



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

6      **BIBLIOGRAFÍA ..... 183**

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**1 ANTECEDENTES Y OBJETO DEL DOCUMENTO**

*NOTA: De forma similar al Entregable nº 1 se incluye en este capítulo una introducción general al trabajo completo de la Ingeniería Conceptual como forma de poner en antecedentes al lector de entregables individuales.*

En el año 2016, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) elaboró el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, el cual fue publicado para comentarios de los agentes del sector en los meses de abril, junio y noviembre de 2016. La última versión del documento fue puesta a consideración del Ministerio de Minas y Energía.

Este Ministerio adoptó, mediante la Resolución MinMinas-40006 de enero 4 de 2017, el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y presenta la lista de obras de infraestructura que se propone desarrollar en los próximos años, una de las cuales, indicada en el Artículo 1 Apartado i es la siguiente:

- **Construcción Planta de Regasificación del Pacífico**
  - Construcción de la Planta de Regasificación de 400 MPCD con una capacidad de almacenamiento de 170.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado, GNL, en el municipio de Buenaventura, Valle del Cauca.
  - Fecha de entrada en operación: enero de 2021

La UPME debe llevar a cabo el proceso de selección del adjudicatario que construirá y operará la planta de regasificación en el Pacífico Colombiano; para esto y con el objetivo de definir las características técnicas y físicas del proyecto, UPME ha adjudicado a SENER la estructuración de especificaciones técnicas y físicas y análisis de posibilidades y condicionantes para la construcción de la Planta de Regasificación en el Pacífico Colombiano.

El inicio de los trabajos de la referida adjudicación se estableció en el día 23 de Octubre de 2017, mediante la correspondiente Acta de Inicio.

El pasado 30 de Octubre SENER envió a la Unidad de Planeación Minero Energética el Entregable nº 1 donde se indicaban los cronogramas de trabajo para el desarrollo de la Ingeniería Conceptual.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Según lo especificado en el capítulo 7 del mencionado Entregable nº1 (ANEXO. Resumen cronograma de entregables y cumplimiento de objetivos específicos de los términos de referencia) el presente documento “Entregable nº 2” tiene como contenido:

1.- Análisis de las alternativas tecnológicas disponibles para la disposición de la planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura, pacifico colombiano y recomendación del (los) mejor (es) esquema (s) tecnológico (s) de planta de regasificación. Se deberán estudiar al menos los siguientes:

- Buque transporte, regasificador y almacenaje (Buque FSRU, Floating Storage and Regasification Unit en régimen “empty and leave”),
- Buque regasificador y almacenamiento (FSRU en régimen permanente estacional)
- Buque almacenamiento (FSU, Floating Storage Unit, en régimen permanente estacional y regasificación en tierra)
- Planta regasificadora sin almacenamiento con buque convencional de transporte de GNL (Buques LNGC, Liquefied Natural Gas Carrier, metanero).
- Planta regasificación y almacenaje en tierra.

**(Corresponde a los Capítulos 2.1 y 2.2 del presente documento, dando cumplimiento al Objetivo Específico 1.2.1 de los Términos de Referencia)**

2.- Recomendación, para efectos de estructurar la convocatoria (selección de adjudicatario) respectiva, sobre dejar abierto al inversionista la selección de las alternativas tecnológicas señaladas en el numeral 1, o abrir convocatoria con un esquema tecnológico definido.

**(Corresponde al Capítulo 2.3 del presente documento, dando cumplimiento al Objetivo Específico 1.2.11 de los Términos de Referencia)**

3.- Análisis de las características marinas de la Bahía de Buenaventura que deban considerarse en la construcción, montaje y operación de la planta de regasificación: batimetría, escolleras, abrigo, vientos, oleaje, mareas, corrientes, distancias de seguridad, riesgo tránsito de buques, características geológicas, huracanes y sismicidad, etc... con recomendación de polígono en el cual se vea viable contar con múltiples sitios factibles para este propósito. Viabilidad de conexión de la Planta de regasificación con uno o varios gasoductos de derivación.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**(Corresponde a los Capítulos 3 y 4 del presente documento, dando cumplimiento al Objetivo Específico 1.2.2 de los Términos de Referencia)**

4.- Avance de la definición de las posibilidades y condicionantes (alertas tempranas) que integren y describan las implicaciones de tipo ambiental, físico y social de la construcción y operación de la planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura, con el fin de precisar el alcance del proyecto y anunciar particularidades que deban tener en cuenta los inversionistas, de manera previsiva, para la estructuración de sus propuestas.

**(Corresponde al Capítulo 5 del presente documento, dando cumplimiento al Objetivo Específico 1.2.3 de los Términos de Referencia).**



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****2 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS**

Las opciones tecnológicas para realizar la regasificación del GNL son numerosas y dependen de multitud de factores.

Algunos de esos factores son meramente técnicos ya que la industria de terminales criogénicas está en permanente evolución y se siguen desarrollando nuevas tipologías de mayor eficiencia, más flexibles y de menor coste.

Otros factores están relacionados con el propio emplazamiento elegido para la Planta de Regasificación, como la climatología del emplazamiento, la sismicidad, el mayor o menor acceso a Plantas de suministro de GNL, las necesidades de almacenamiento por razones estratégicas, la navegabilidad de los puertos que puedan recibir buques de gran capacidad como son los carrier de GNL o FSRU, la capacidad requerida de emisión de gas a gasoducto, etc.

Adicionalmente a los factores propios del emplazamiento aparecen factores más transversales, que pueden condicionar la elección de una tipología u otra de regasificación, como la disponibilidad de fuentes alternativas de energía, la disponibilidad de yacimientos de gas en otro punto del país, la necesidad de disponer del gas de forma continua y regular o esporádica, etc...

Finalmente, en este capítulo se incluye una recomendación de alternativa tecnológica con el fin de estructurar, permitiendo siempre cierto margen para variantes de mejora, la futura convocatoria de selección del inversionista y evitar la probable dispersión de propuestas a las que podría llegar si se deja abierta la selección para la fase de adjudicación.

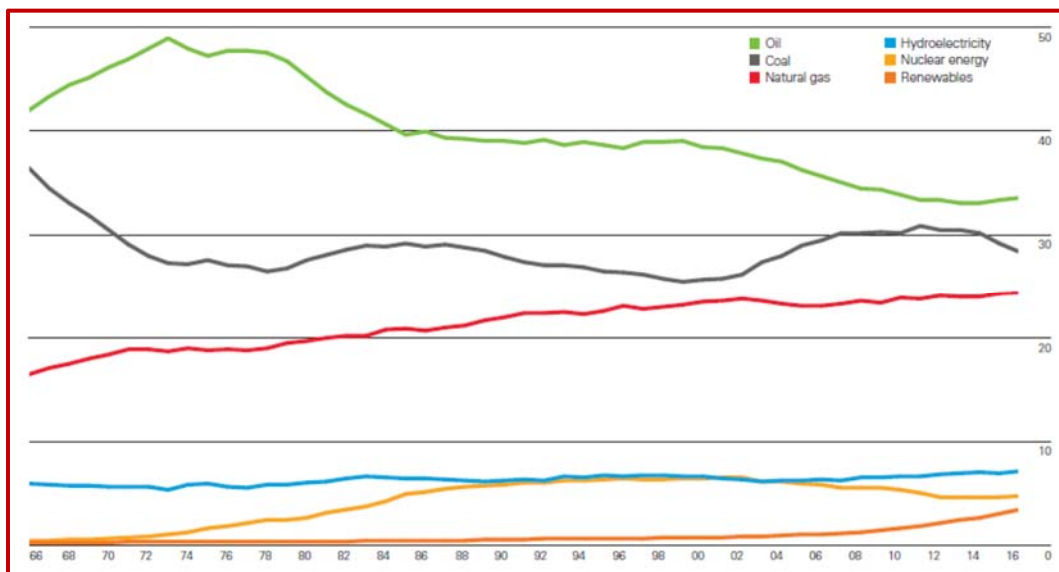
## Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas

### 2.1 Aspectos generales

#### 2.1.1 Mercado internacional de LNG

El mercado internacional de energía (energía total, independientemente de su origen) se encuentra en fase de transición desde hace algún tiempo. La tendencia generalizada en obtener mejoras en la eficiencia energética ha dado como resultado una desaceleración en el consumo total de energía.

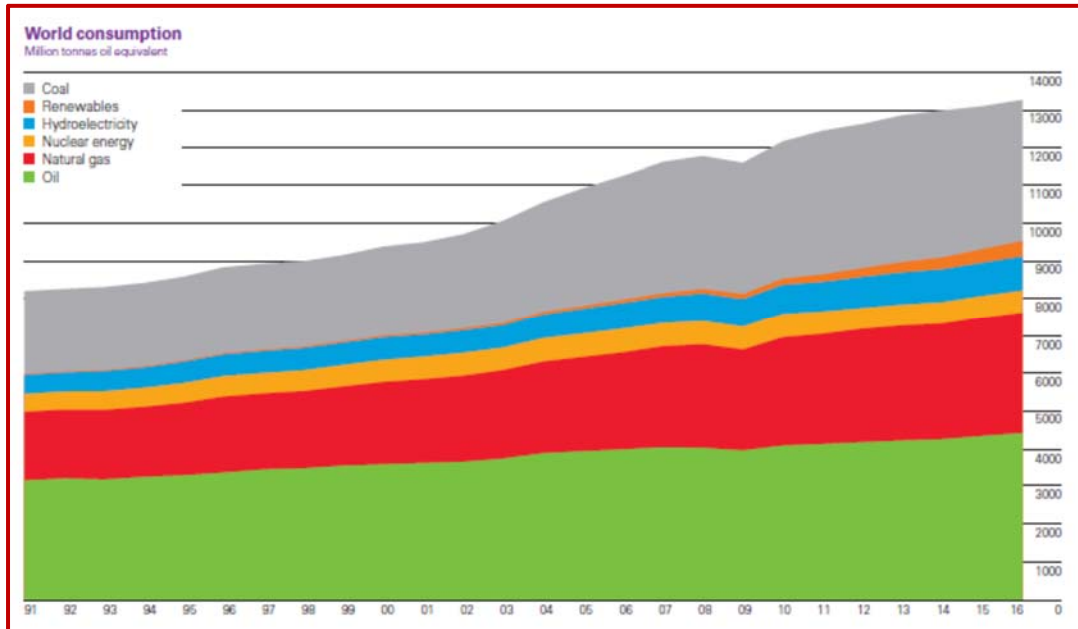
De igual manera, el reparto de utilización de fuentes de energía está evolucionando hacia formas más limpias y combustibles fósiles con menor contenido en carbono, como es el gas natural, debido a políticas de alto contenido medioambiental.



En este gráfico puede observarse como el gas natural (línea roja) sigue teniendo un crecimiento sostenido desde hace muchos años y marca una tendencia para las próximas décadas. Otros combustibles fósiles como el petróleo y el carbón, aunque muy importantes en porcentaje de aporte energético, tienen un comportamiento muy irregular y sufren cada vez más de una política que tiende a disminuir los combustibles con mayor impacto medioambiental.

En los pasados años, y particularmente en el año 2016, el incremento de consumo de energía, que suele tomarse como uno de los principales indicadores macroeconómicos de crecimiento se ha situado cercano, o ligeramente inferior al 1 %, mucho menor de lo que ha sido habitual en los últimos 10 años.

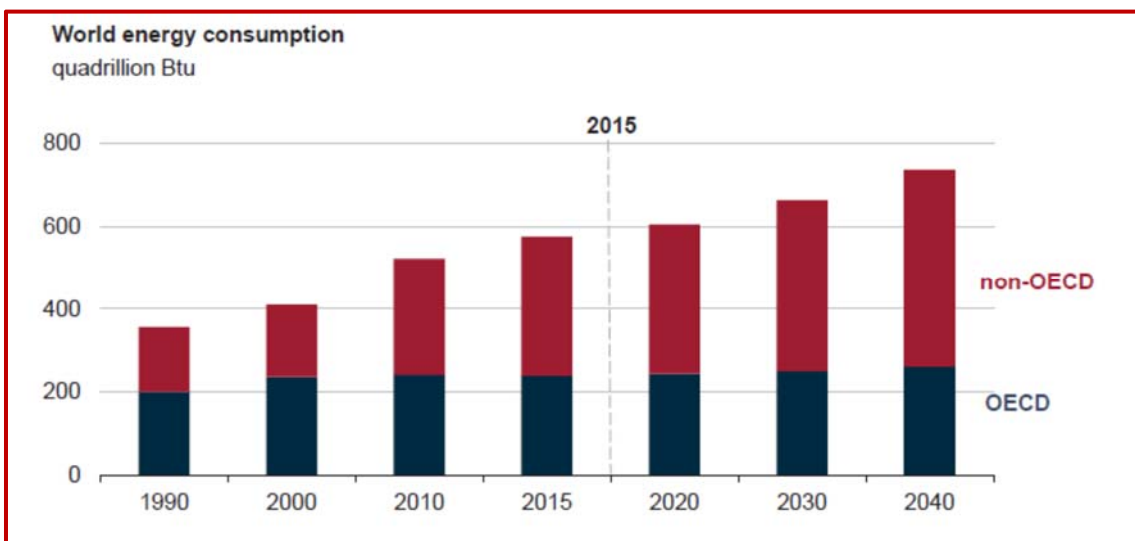
**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



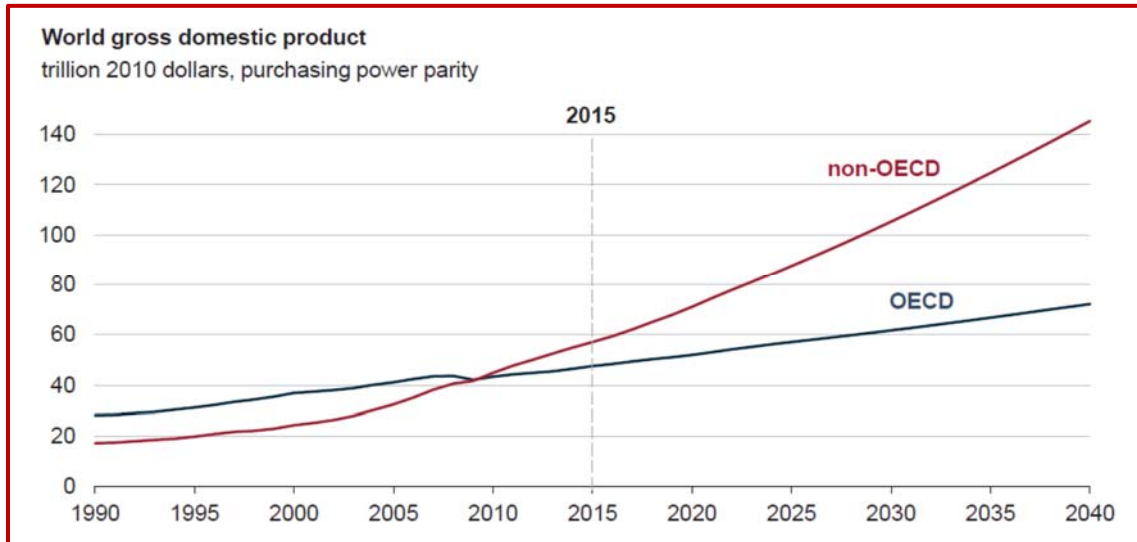
El consumo global de energía se incrementó en 1% durante el año 2016, el 0,9% durante el año 2015 y 1% durante el año 2014.

La media de crecimiento de energía en los pasados 10 años fue del 1,8 %.

Sin embargo la predicción de consumo energético total, según el International Energy Outlook 2017 (U.S. Energy Information Administration – Septiembre 2017) indica un incremento del 25% entre los años 2015 y 2040, principalmente en los países no-OECD, entre los que se encuentra **Colombia**.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



En términos de precios, 2016 fue un año de ajuste de precios de crudo, con precios a la baja que marcan la tendencia en todos los mercados energéticos.

El entorno de debilidad de precios también fue sentido en el entorno del gas natural, donde la producción global total fue plana. Sin embargo, las exportaciones de GNL se incrementaron sensiblemente, al incorporarse al mercado diversas Terminales de licuación situadas en Australia. Esta entrada importante de oferta de GNL en el mercado, que se irá aumentando en los próximos años, tendrá una influencia significativa en los mercados de GNL y del global de precios energéticos, dando lugar a un entorno más flexible y competitivo.

Durante el año 2016 el crecimiento en consumo global del gas natural fue de 63 bcm, o un incremento de 1,5%, menor de la media de los últimos 10 años que fue de 2,3%.

Los países de la Unión Europea aumentaron sensiblemente su consumo de gas natural en un 7.1% (o 30 bcm). Sin embargo, Rusia ha tenido el mayor decremento en el consumo de gas natural (-12 bcm).

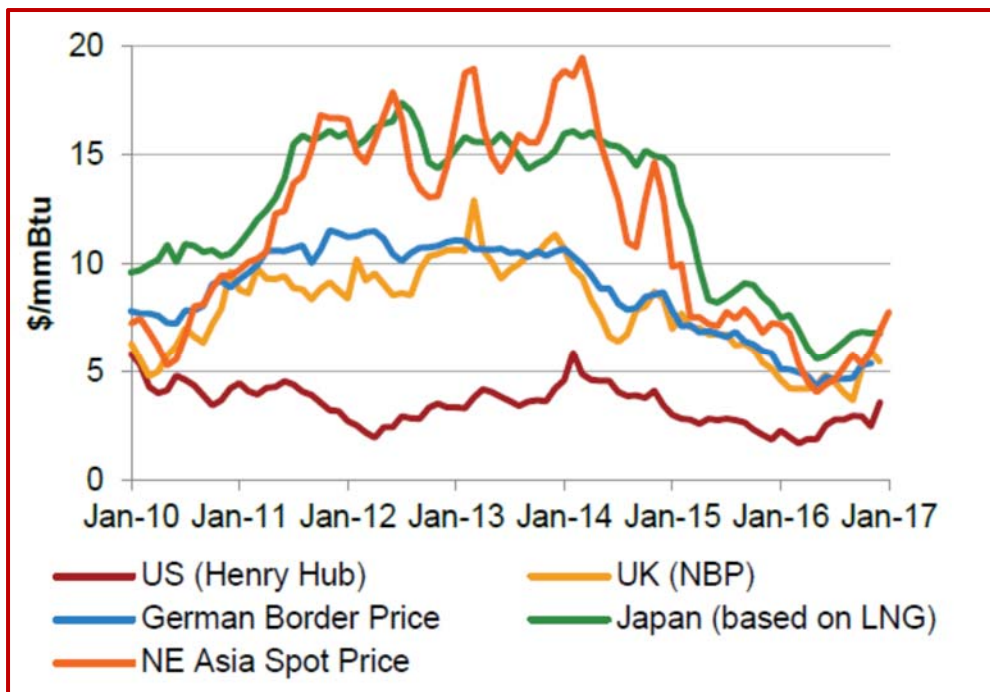
El mercado de gas natural creció en un 4.8%, cuya mayor contribución fue un incremento del 6.2% en las importaciones/exportaciones de GNL. El comercio del GNL alcanzó durante el año 2016 un nuevo record de 258 MT, el tercer año consecutivo en crecimiento incremental.

La mayor parte del crecimiento del suministro procedió del Este y Oeste de Australia (19 bcm de 21 bcm totales), y un nuevo tren de licuación en Malasia. Igualmente la entrada en operación de

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

los primeros dos trenes de licuación en Sabine Pass LNG (como resultado del excedente de gas natural en Estados Unidos por el shale gas) marcó el inicio de exportaciones de GNL en el Golfo de México. También en el lado atlántico, la terminal de Angola reanudó sus exportaciones ya que su única terminal volvió a estar a plena capacidad.

Sin embargo esa mayor oferta de GNL no encontró su contrapartida por el lado de la demanda, con un menor crecimiento en la zona de Asia. Todo ello contribuyó a una moderación en los precios.



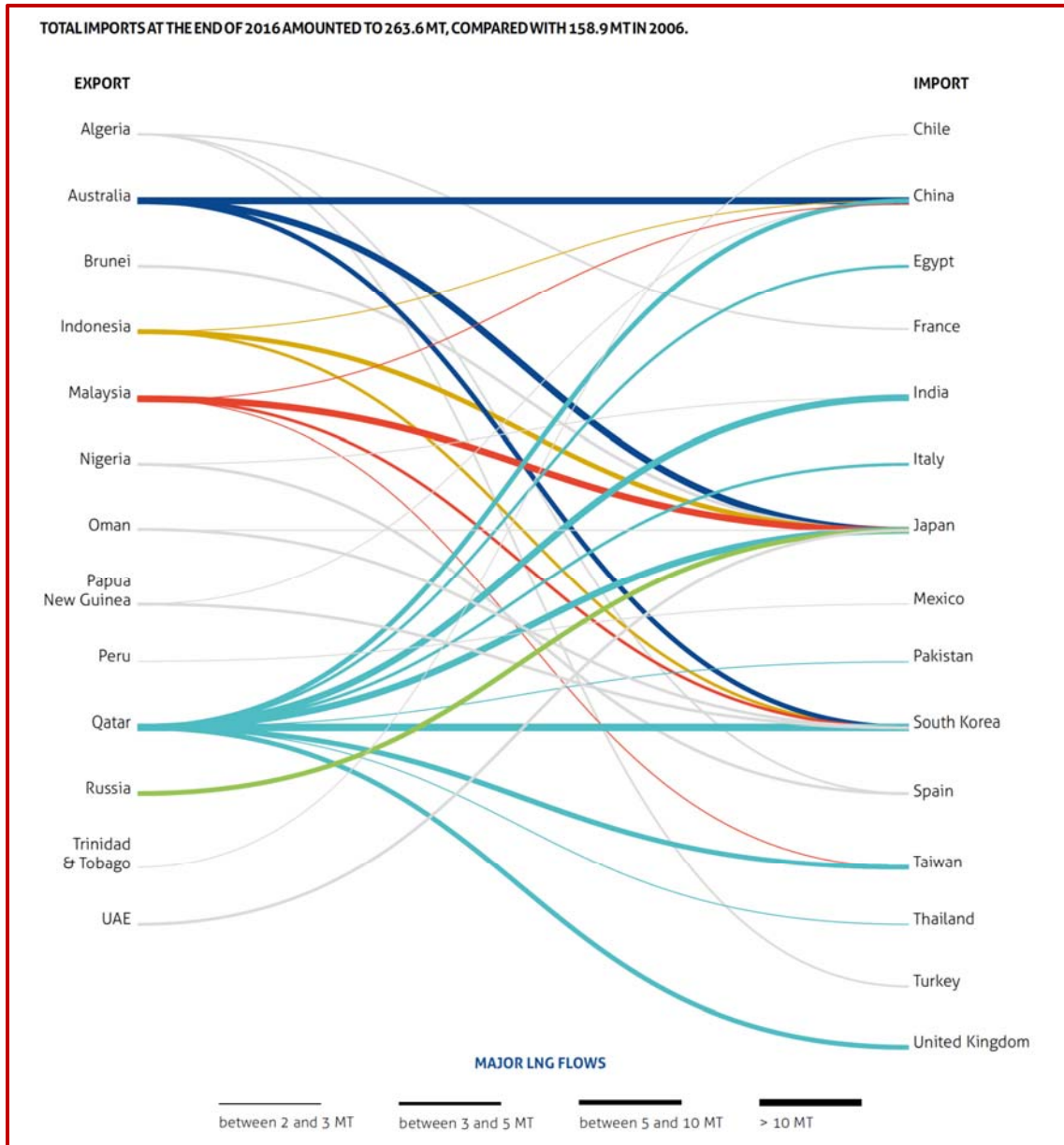
Principales indicadores de precios de gas natural

La previsión futura marca un incremento en el lado de la oferta en el año 2017 ya que nuevas terminales de licuación entrarán en operación durante este año, principalmente en la zona Pacífico. Por el lado de la demanda, las principales economías, como China e India pero también Pakistán, Egipto y Jordania contribuirán a presionar los precios al alza. Los países de Europa con amplia infraestructura de Regasificación, como España, Francia y Reino Unido, seguirán demandando GNL como parte fundamental de su mix energético.

Adicionalmente, por el lado de la demanda, se continuará con una progresiva tendencia de instalación de nuevos proyectos de Regasificación de GNL, una de las cuales puede ser la nueva

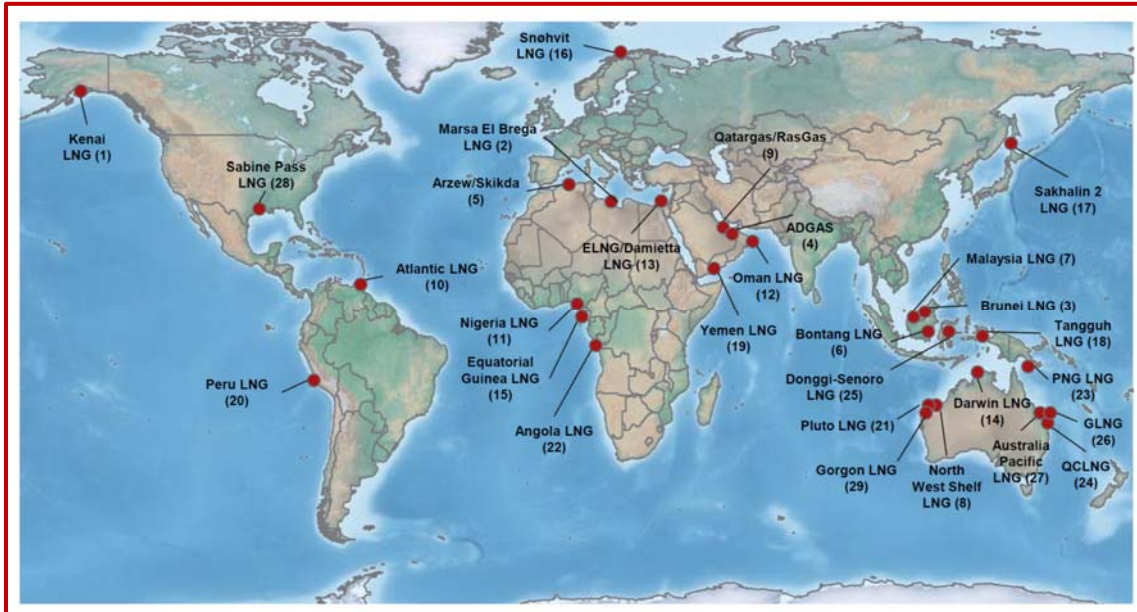
**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

terminal de Buenaventura en Colombia, cuya suma de todas ellas pueden aportar un volumen significativo de consumo de GNL.



Principales flujos de GNL desde Terminales de Licuación a Terminales de Regasificación

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Terminales de Licuación operativas en Enero 2017

Las terminales de licuación más cercanas a la futura Terminal de Regasificación de Buenaventura en Colombia, de las que podría proceder el suministro de GNL, son:

1.- Perú LNG

Año de inicio de operaciones: 2010  
Capacidad nominal: 4.45 MTPA  
Propietarios: Hunt Oil, Shell, SK Group, Marubeni  
Tecnología de licuación: Air products APC C3MR/Split MR

Calidad del gas natural:

Nitrogeno	0.57 %
Metano	89.07%
Etano	10.26 %
Propano	0.10 %
C4+	0.01 %
LNG density (kg/m3)	451.8
Gas density (kg/Nm3)	0.79
Ratio de expansión Nm3/m3 liquido	574.3
Poder calorífico (MJ/Nm3)	42.90
Índice de Wobbe (MJ/Nm3)	55.00

2.- Atlantic LNG (4 trenes de licuación)

- Tren Atlantic LNG- T1  
Año de inicio de operaciones: 1999

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Capacidad nominal: 3.3 MTPA  
Propietarios: Shell, BP, CIC, NGC Trinidad  
Tecnología de licuación: Conoco Phillips. Optimized Cascade

- Tren Atlantic LNG- T2  
Año de inicio de operaciones: 2002  
Capacidad nominal: 3.4 MTPA  
Propietarios: Shell, BP  
Tecnología de licuación: Conoco Phillips. Optimized Cascade
- Tren Atlantic LNG- T3  
Año de inicio de operaciones: 2003  
Capacidad nominal: 3.4 MTPA  
Propietarios: Shell, BP  
Tecnología de licuación: Conoco Phillips. Optimized Cascade
- Tren Atlantic LNG- T4  
Año de inicio de operaciones: 2006  
Capacidad nominal: 5.2 MTPA  
Propietarios: Shell, BP, NGC Trinidad  
Tecnología de licuación: Conoco Phillips. Optimized Cascade

Calidad del gas natural:

Nitrógeno	0.01 %
Metano	96.78%
Etano	2.78 %
Propano	0.37 %
C4+	0.06 %
LNG density (kg/m3)	431.03
Gas density (kg/Nm3)	0.74
Ratio de expansión Nm3/m3 liquido	581.77
Poder calorífico (MJ/Nm3)	41.05
Índice de Wobbe (MJ/Nm3)	54.23

Los suministros de GNL a la futura terminal de Regasificación pueden proceder de esas dos localizaciones. Perú LNG está más próxima y permitiría un suministro más rápido y fiable, con menores costos de transporte. La terminal de Atlantic LNG está algo más alejada pero cuenta con mayor producción. Los costes de transportes se incrementarían por la mayor distancia a lo que habría que sumar la tarifa de paso por el Canal de Panamá.

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



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

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

Únicamente el GNL de Perú debería ajustar (mínimamente) su poder calorífico. Habitualmente las Terminales de Regasificación incorporan sistemas de inyección de nitrógeno hasta conseguir el poder calorífico requerido.

Como alternativa a esas dos localizaciones más cercanas se presentan todas las terminales de Australia, que gozan de una capacidad de producción enorme, lo que podría favorecer unos menores precios de negociación, que se compensarían con un mayor coste de transporte por buque carrier que tendría que atravesar todo el Pacífico Sur.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **2.1.2 Proyección de Gas Natural en Colombia. Escenarios de Oferta y Demanda**

El Decreto 2345 de 2015 inicia el desarrollo de los proyectos de confiabilidad y abastecimiento que se identifican como necesarios para asegurar la continuidad y seguridad en el suministro de gas natural en el país.

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

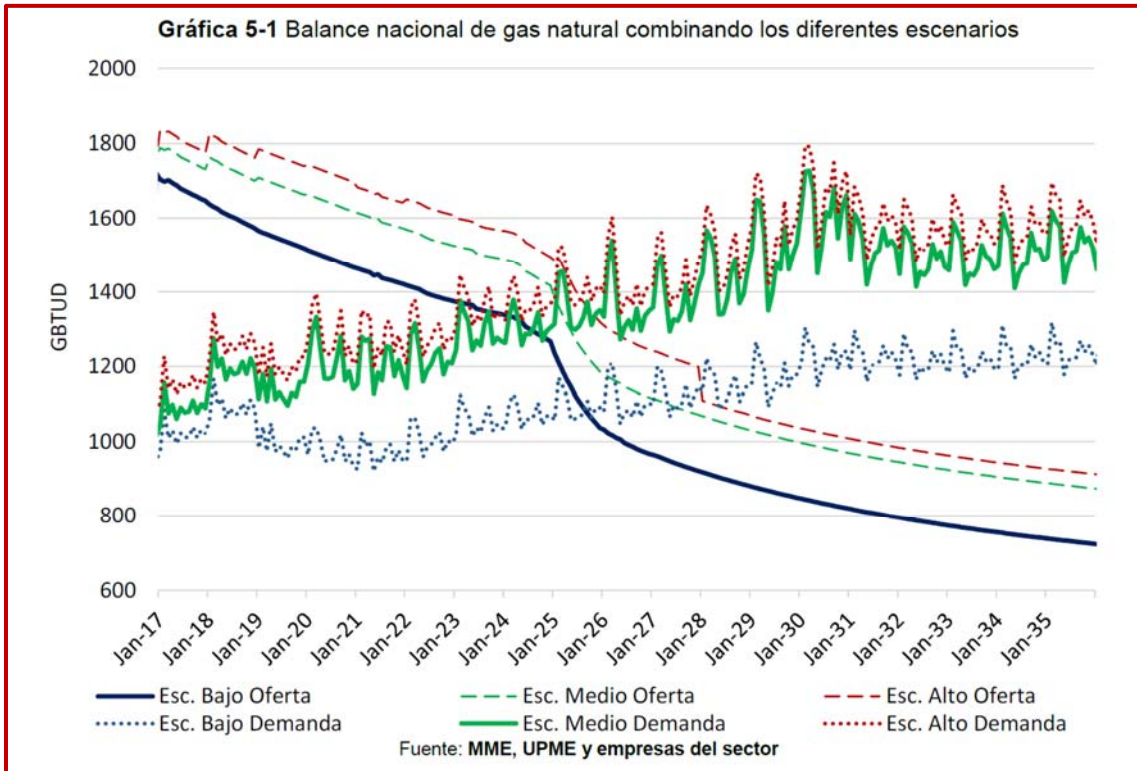
El Plan Transitorio de Almacenamiento de Gas Natural, elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recomienda al Ministerio de Minas y Energía los proyectos que la UPME identifica como necesarios para ejecutar en los próximos años con objeto de lograr los objetivos del Decreto 2345.

En la proyección futura de la Planificación del Gas Natural en Colombia se han considerado numerosos factores, entre los que cabe destacar:

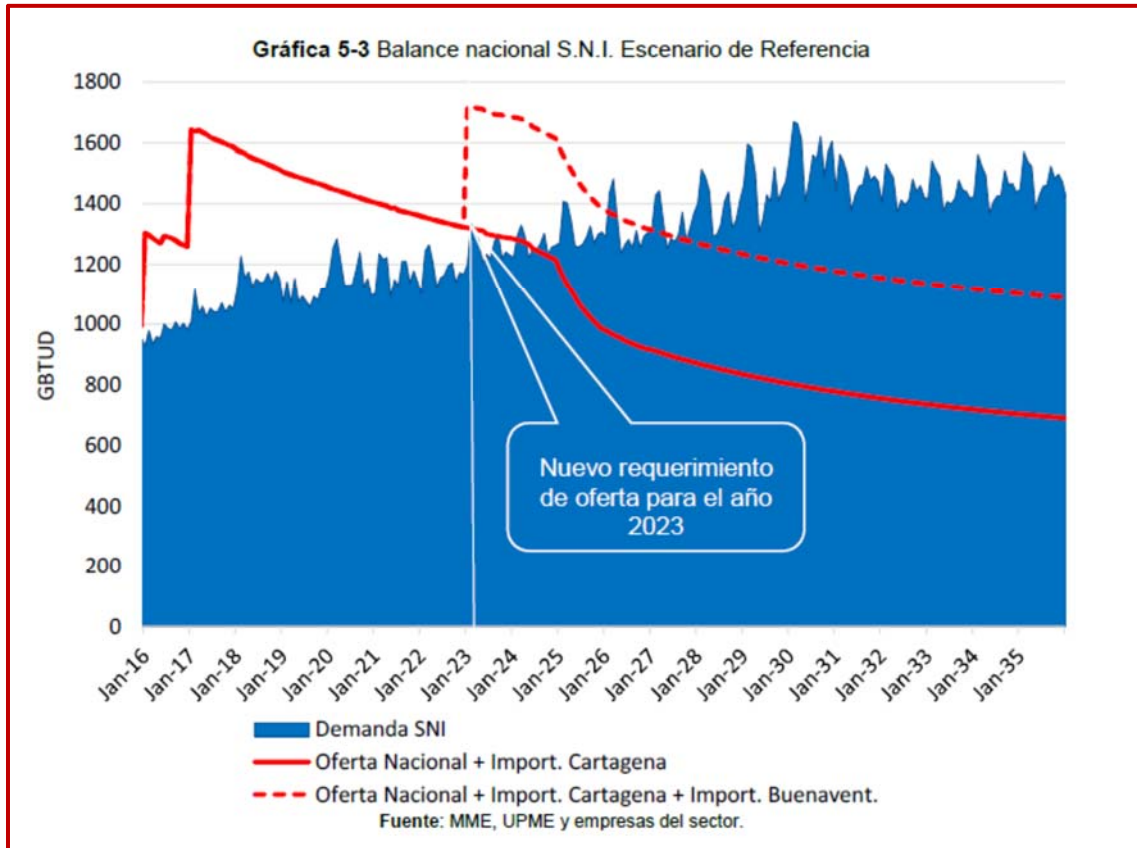
- La ocurrencia del Fenómeno del Niño. Los últimos han sido los más fuertes sobre los que se tienen registros en Colombia
- Actividad de exploración de gas natural. Se siguen haciendo exploraciones en la zona Caribe, con previsiones de seguir aumentando las reservas probadas en un futuro cercano. Colombia cuenta con un interesante potencial de hidrocarburos a ser descubiertos y desarrollados en el mediano y largo plazo.
- Los precios a corto plazo, tanto de electricidad como de gas han sido altos como resultado de la coyuntura hidrológica
- Una percepción de escasez de gas natural a corto y medio plazo.

Como conclusión del cruce de las curvas de oferta y demanda, y con la consideración de los escenarios según diferentes grados de perfil conservador (Escenarios Alto, Medio y Bajo mostrados en la gráfica 5-1) se llega a un Escenario de referencia que muestra la gráfica 5-3 del Balance del Sistema Nacional Interconectado en el que se refleja el nuevo requerimiento de oferta para el año 2023. Esta fecha está siendo revisada de forma continua por la UPME que puede modificarla en función de los nuevos datos y proyecciones de oferta y demanda que se vayan consolidando.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Posteriormente la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha revisado las proyecciones de demanda de gas natural para el periodo comprendido entre los años 2017 y 2031 (revisión de Septiembre de 2017) con las siguientes conclusiones:

- Hay una desaceleración mayor a la prevista por el Gobierno, que ha llevado a reducir su previsión de crecimiento para 2017 en 2%. No obstante, este escenario ha sido previsto con anterioridad por la Subdirección de Demanda de la UPME, que mantiene su previsión de 1,5% como crecimiento del PIB nacional en 2017.
- La demanda de gas natural exhibe una tendencia, al parecer irreversible, a mediano de plazo, de ser elástica a los precios, tanto en el mercado regulado como no regulado, impulsada por la mayor sensibilidad de hogares e industria a precios más altos.
- La tendencia a una demanda más elástica se acentuará en la medida que se presente una mayor escasez de gas natural, por escasez de reservas, donde será necesario



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

acelerar planes como la Planta de Regasificación en Buenaventura, con el objeto de disponer de mayor stock, para no potenciar un estresamiento del mercado, ante una recurrencia a mediano plazo del Fenómeno del Niño en Colombia.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.1.3 Marco regulatorio de remuneración de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural. Resoluciones relevantes de la Comisión de regulación de Energía y GAS (CREG).**

Desde el año 2012 se ha publicado una serie de normas o resoluciones orientadas a asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio.

Se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, mecanismos de negociación que promueven la competencia y los precios eficientes y la definición de un gestor de mercado que suministre de forma oportuna información operativa y comercial del sector.

Numerosas son las publicaciones relativas al ámbito de regulación del gas natural. Como más relevantes y aplicables a la nueva terminal de GNL de Buenaventura en el Pacífico Colombiano se indican las siguientes:

- Ministerio de Minas y Energía (MME). Resolución numero 4 0052 de 18 de enero de 2016 por la cual se desarrolla el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el artículo 4° del Decreto 2345 de 2015 en relación con el plan de abastecimiento de gas natural, y se dictan otras disposiciones.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución número 037 de 15 de Marzo de 2016 por la cual se ordena hacer público un proyecto de Resolución “Por la cual se define el proceso de Open Season para la construcción de ampliaciones de capacidad de transporte de gas natural y se adoptan otras disposiciones en materia de asignación de capacidad de transporte de gas natural”.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución número 038 de 15 de Marzo de 2016 por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural mediante procesos de selección”.
- Ministerio de Minas y Energía (MME). Resolución numero 4 0006 de 4 de enero de 2017 por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución número 026 de 14 de Marzo de 2017 por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se establece un procedimiento especial y complementario que se debe seguir para la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección para el desarrollo de una Infraestructura de Regasificación como proyecto identificado en el plan de abastecimiento de gas natural 2017.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución número 107 de 24 de Julio de 2017 por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Con el fin de dar cumplimiento a las diversas Resoluciones en relación con la futura Planta de Regasificación de Buenaventura y, al mismo tiempo encontrar la solución más óptima y proporcionada a las necesidades de gas natural, la selección de la nueva Terminal deberá considerar lo siguiente:

- Dado que el coste de la nueva infraestructura de Regasificación será repercutido en el precio final que pagarán los consumidores finales, es preciso asignar la configuración que menor valor actual neto presente.
- Se deberán buscar opciones flexibles que, además de cumplir con los requisitos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento, proporcionen una adaptabilidad a la situación de demanda estacional (Fenómeno de Niño, menor producción hidroeléctrica, etc...) y a situaciones de oferta futura de gas natural cambiantes (nuevos descubrimientos de reservas de gas natural, mayor importación de gas natural desde Venezuela, etc...).
- Se deberán buscar opciones escalables en cuanto a CAPEX para modular la necesidad de abastecimiento y permitir el incremento de capacidad futura.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.1.4 Condicionantes geográficos**

Los accidentes y condicionantes geográficos son claves en la selección de la tipología/tecnología de Regasificación.

Todas estas características han sido consideradas de forma pormenorizada en los capítulos 3, 4, y 5 del presente entregable (Características del ámbito del proyecto, Requerimientos funcionales para un terminal marítimo para la recepción de GNL y Avance de alertas tempranas)



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

## 2.2 Alternativas tecnológicas

Las alternativas tecnológicas analizadas para la nueva Planta de Regasificación de GNL en Buenaventura son las siguientes:

- Buque transporte, regasificador y almacenaje (Buque FSRU, Floating Storage and Regasification Unit en régimen “empty and leave”),
- Buque regasificador y almacenamiento (FSRU en régimen permanente estacional)
- Buque almacenamiento (FSU, Floating Storage Unit, en régimen permanente estacional y regasificación en tierra)
- Planta regasificadora sin almacenamiento con buque convencional de transporte de GNL (Buques LNGC, Liqueified Natural Gas Carrier, metanero).
- Planta regasificación y almacenaje en tierra.

Para todas ellas se incluye una descripción del esquema que permita apreciar las principales características y equipos implicados, sin ánimo de ser exhaustivo.

Igualmente se incluyen algunos datos de carácter técnico o económico que permitan evaluar de forma muy preliminar la envergadura de cada opción.

En todos los casos las opciones presentadas tienen su reconocida solvencia técnica y gozan de numerosas instalaciones en el mercado. No se pretende presentar opciones novedosas que no tengan su recorrido operacional o sean prototipos.

Por último se presentan las ventajas e inconvenientes de cada opción que dan base a establecer la recomendación del próximo apartado.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.1 Buque transporte, regasificador y almacenaje (Buque FSRU, Floating Storage and Regasification Unit en régimen “empty and leave”)**

El primer FSRU que entró en operación fue en el proyecto Gulf Gateway, en Louisiana-USA en el año 2005, con una capacidad de almacenamiento de 138000 m3 y una regasificación de 5.3 MTPA.

Desde entonces los FSRU han supuesto una verdadera revolución en el concepto de las terminales de regasificación. En el año 2017 existen en operación 25 FSRU y la International Gas Union (IGU) estima que se llegará a más de 50 para el año 2025.



Los principales FSRU que se encuentran en operación son los siguientes (lista no exhaustiva):

<u>Terminal</u>	<u>Localización</u>	<u>Denominación FSRU</u>	<u>Almacenamiento m3</u>	<u>Nominal MPCD</u>	<u>Fecha inicio</u>
Bahía Blanca	Argentina	Excelsior	138.000	500	2008
Pecem	Brasil	Golar Spirit	129.000	240	2008
Guanabara Bay	Brasil	Experience	173.400	700	2009

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Buenos Aires	Argentina	Exemplar	149.700	500	2011
Jakarta Bay	Indonesia	Nusantara Regas Satu	125.000	485	2012
Heidera	Israel	Excellence	138.000	500	2013
Tianjin	China	Neo Energy	149.700	500	2013
Bahia, Salvador	Brasil	Golar Winter	138.000	500	2014
Mina Al Ahmadi Port	Kuwait	Golar Igloo	170.000	500	2014
Klaipeda	Lituania	Independence	170.000	384	2014
Lampung. Sumatra	Indonesia	PGN Lampung	170.000	360	2014
Offshore Livorno	Italia	FSRU Toscana	137.500	530	2014
Jebel Ali	Dubai	Explorer	151.000	500	2015
Port Qasim 1	Pakistan	Exquisite	151.000	500	2015
Ain Sokhna 1	Egipto	Gallant	170.000	500	2015
Aqabar	Jordania	Golar Eskimo	160.000	500	2015
Ain Sokhna 2	Egipto	BW Singapore	170.000	500	2016
Ruwais	Abu Dhabi	Excelerate	138.000	500	2016
Aliaga, Izmir	Turquia	FSRU Neptune	145.000	500	2016
Cartagena	Colombia	Grace	170.000	500	2017

Los FSRU han permitido a muchos países importar Gas Natural Licuado a costes sensiblemente inferiores a los correspondientes a una terminal en tierra "onshore". En el año 2015 cuatro de las cinco terminales que entraron en operación fueron instalaciones flotantes.

Tres compañías proporcionan la mayoría de los FSRU: Excelerate Energy, Golar y Höegh LNG. Sin embargo otras compañías ya están entrando en este mercado y lo harán con más fuerza en los próximos años: Mitsui, OSK, Teekay, Dynagas, Gazprom y Maran maritime. También BW LNG opera dos FSRU y está fabricando más para el futuro.

Los principales FSRU que se han entregado este año o se entregarán en los próximos son los siguientes (lista no exhaustiva):

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

<b><u>Astillero</u></b>	<b><u>Propietario</u></b>	<b><u>Destino</u></b>	<b><u>Almacenamiento m<sup>3</sup></u></b>	<b><u>MPCD</u></b>	<b><u>Entrega</u></b>
Hyundai	Gazprom	Kaliningrado	174.000	600	2017
Hyundai	Höegh LNG	Tema	170.000	750	2017
Samsung	Golar LNG	Brazil o Chile	170.000	440	2017
Wison	EXMAR	no definido	26.000	600	2017
Hyundai	Höegh LNG	no definido	170.000	750	2018
Hyundai	Höegh LNG	Port Qasim	170.000	750	2018
DSME	BW Offshore	no definido	173.000	n/a	2019
Samsung	Höegh LNG	no definido	170.000	750	2019
Samsung	BW Offshore	Port Qasim	174.000	750	2019
DSME	Maran Gas Maritime	no definido	173.000	n/a	2020

Se observa una tendencia a incorporar en el FSRU mayores capacidades de regasificación.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.1.1** Descripción del esquema tecnológico

Nota: Esta descripción es válida en su mayor parte tanto para los FSRU en modalidad “Empty and leave” como los de “régimen permanente estacional”. Por esa razón todo lo indicado en este apartado se considera válido para las dos opciones, con pequeñas singularidades que se mencionan en este punto 2.2.1.1

Los FSRU (Floating and Storage Regasification Unit) están basados en los mismos principios que los buques de transporte de GNL (LNG Carriers) y utilizan la misma tecnología que las plantas de regasificación en tierra. La principal diferencia reside en que los equipos deben tener cierto grado de carácter marino apto para su instalación en buques, y capaces de ser incorporados en la construcción del FSRU en un astillero y adaptados para la operación en ambiente marino.

Debido a que la gran mayoría de las Terminales “Onshore” están instaladas próximas a la costa, muchos de los equipos utilizados para la Regasificación también comparten el carácter de “ambiente marino” propio de los FSRU (aspectos de humedad, deposiciones salinas, cargas estáticas y dinámicas de las estructuras soporte, etc...), aunque no los propios requeridos para navegación marítima.

En los FSRU los equipos son integrados con el buque y construidos conjuntamente con él. Para optimización de tiempos, normalmente los sistemas son fabricados de forma independiente como módulos optimizados en talleres de montaje mecánico y ensamblados en una fase posterior en el astillero durante la fabricación del FSRU.

Esta integración y ensamblado de montajes independientes y optimizaciones, aporta a la opción tecnológica de los FSRU una de sus principales ventajas.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

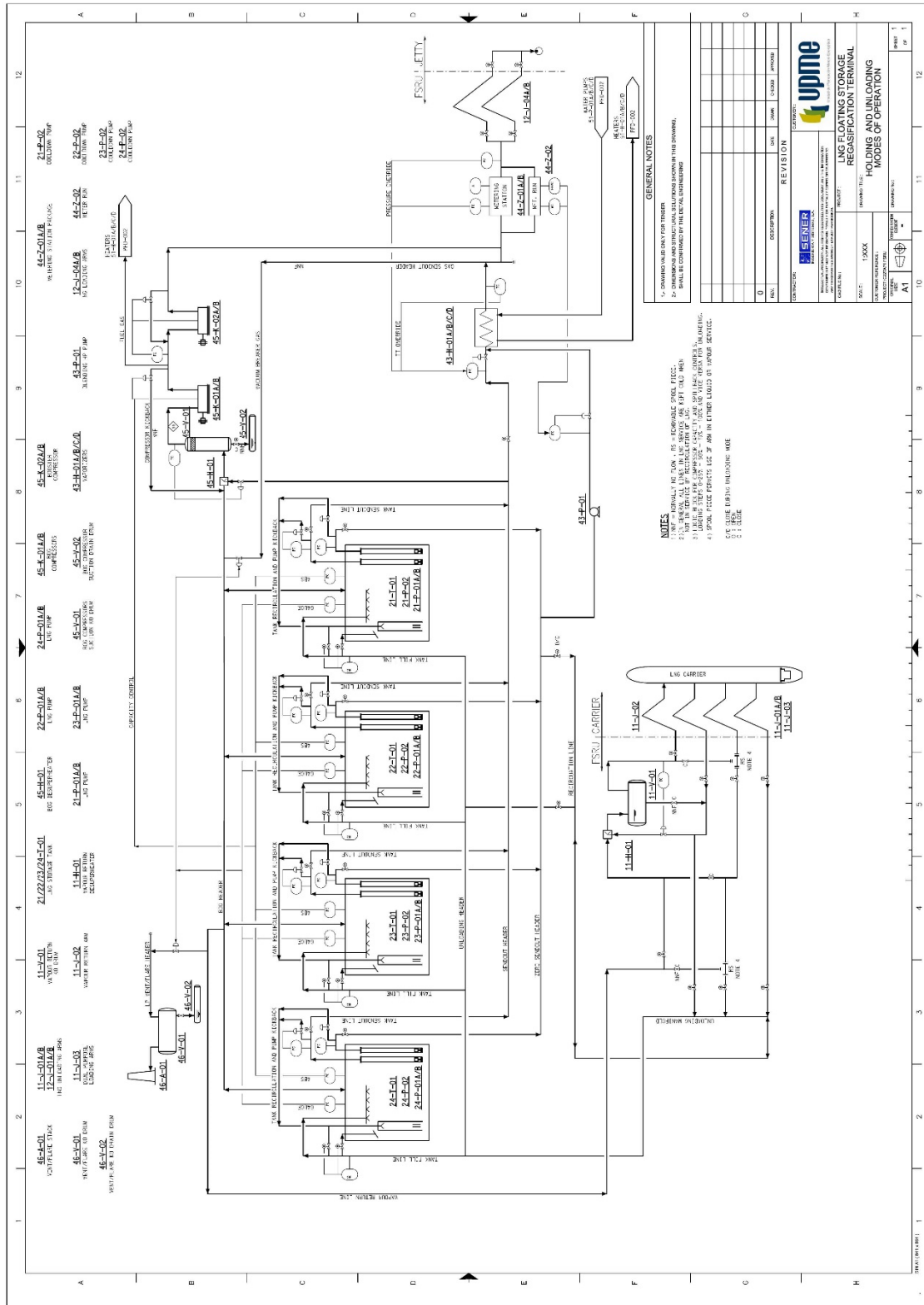


Diagrama de Proceso básico para un FSRU

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

El GNL se recibe por medio de brazos de carga/descarga o por medio de mangueras, es medido y almacenado en los tanques criogénicos del FSRU.

Las bombas primarias, instaladas en cada uno de los tanques de GNL del FSRU envían el GNL hacia el Relicador donde se establece el contacto con el "Boil-off gas" (BOG) comprimido. El BOG se produce por las entradas térmicas hacia cada una de los almacenamientos, tuberías, equipos, etc... que trabajan a la temperaturas criogénicas (próximas a  $-162^{\circ}\text{C}$ ) y que, aun estando perfectamente aisladas (con un espesor de aislamiento óptimo), siempre reciben calor de un entorno que se encuentra a una temperatura muy superior.

El BOG es relicado en el Relicador y enviado a las bombas secundarias (send-out pumps), que elevan la presión de envío hasta aproximadamente los 100 bar(g), si el destino final del gas natural es una red de gasoductos (o aproximadamente 50 bar(g) si el consumidor principal es una central de ciclo combinado con turbinas de gas), desde aproximadamente los 5-7 barg que reciben de las bombas primarias. Parte del BOG es derivado como combustible utilizado por el FSRU. En los casos en que este aporte de BOG no sea suficiente, el FSRU dispone de sistemas adicionales de vaporización de una pequeña porción de GNL para complementar sus necesidades de gas natural combustible. Este gas natural usado como combustible debe ser medido, para contabilizarlo en el balance de consumos de la instalación. En los primeros FSRU el BOG no podía ser relicado y era utilizado para quemar en las calderas y generar vapor que se rechazaba al mar como condensado, o bien enviado a la atmósfera (siempre garantizando las medidas de seguridad en cuanto a dispersión, etc...) si lo permitían las autoridades ambientales.

El GNL procedente de las bombas secundarias es vaporizado, controlado en su presión final, medido con sistemas de medición fiscal de gran precisión y exportado hacia el destino final por medio de brazos de envío o mangueras de alta presión.

En los casos en los que la normativa estatal lo requiera se inyecta una pequeña cantidad de odorizante para detección temprana de fugas y prevención de accidentes.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

A.- Transferencia de GNL desde Buque Carrier a FSRU

El GNL se transfiere desde un buque Carrier o desde la terminal de licuación (por ejemplo Trinidad o Peru LNG) en caso de la modalidad “empty and leave” por medio de brazos articulados o por medio de mangueras.

El balance realizado para la transferencia de GNL es siempre en energía, por lo que además de contabilizar el caudal volumétrico del GNL debe considerarse su poder calorífico que es analizado por medio de cromatógrafos en línea. Los buques transportadores de GNL y las terminales de regasificación (bien en tierra o FSRU) suelen seguir las recomendaciones del “LNG Custody Transfer”, establecidas por el GIIGNL (Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié).

Los brazos de descarga han sido ampliamente utilizados en el pasado, pero últimamente se están abriendo mercado las mangueras debido a su menor coste, que ya han superado más de 1000 descargas sin incidentes. Como desventaja de las mangueras está su mayor generación de boil-off gas (más entradas térmicas), mayor tiempo de transferencia y ligera mayor pérdida de carga por fricción lo que implica un incremento de coste en el bombeo.



Trasvase de GNL entre buque carrier y FSRU por medio de brazos articulados



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Trasvase de GNL entre buque carrier y FSRU por medio de mangueras

B.- Capacidad de regasificación de los FSRU

Los primeros FSRU que se implantaron en el mercado disponían de una capacidad de regasificación de GNL en el rango de 300 a 500 MPCD. Los actuales FSRU que están saliendo de los astilleros ya consiguen alcanzar un caudal de envío de GNL regasificado entre 600 y 750 MPCD

C.- Tecnología de regasificación

El GNL es vaporizado en cambiadores de calor por medio de un fluido calefactor en circuitos abiertos o cerrados.

En circuitos abiertos el fluido calefactor es agua de mar y es captado de las inmediaciones del FSRU, enviado a los cambiadores de calor y retornado al mar, de forma similar a lo realizado con los vaporizadores de bastidor abierto (Open Rack Vaporizers) de las terminales "Onshore". El agua retornada al mar tiene una temperatura unos 8 a 10 °C inferior al agua captada. El caudal de agua debe ser suficiente para evitar su congelación. Por esta razón la utilización directa de agua de mar es especialmente recomendable en entornos con una temperatura superior a 15 °C, desaconsejándose en aquellos emplazamientos con temperaturas inferiores a 10 °C.

Es preciso valorar el impacto medioambiental de la captación y vertido del agua de mar. Si bien es cierto que el enfriamiento del agua no disminuye la capacidad de disolución de oxígeno (frente al caso contrario de vertidos en los que se incrementa la temperatura) se debe asegurar una

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

correcta dispersión del agua para evitar modificar de forma sustancial la flora y fauna marina de los ecosistemas próximos.

En circuitos cerrados el fluido calefactor suele ser una mezcla de agua dulce y glicol (36% de glicol) que cede su calor al GNL y a su vez se calienta con vapor procedente de las calderas del FSRU. Al ser cerrado, este circuito no tiene vertidos al mar, y solo requiere una pequeña aportación de agua dulce y de glicol y de asegurar que la proporción de ambos se mantiene. Es un esquema que combina el funcionamiento de un SCV (Submerged Combustion Vaporizer) en las terminales “onshore” próximas a emplazamientos con agua de mar fría, con los vaporizadores de carcasa y tubos de agua glicolada con calentamiento posterior en Air-Heater que es habitual en países cálidos como India.

Existe una modalidad adicional denominada IFV (Intermediate Fluid Vaporizer) donde se utiliza un fluido intermedio entre el agua de mar o agua-glicol y el GNL, que suele ser propano. El fluido calefactor (bien sea agua de mar o agua-glicol vaporiza el propano, que es condensado cediendo su calor latente para vaporizar el GNL)

De esta forma se evitan los problemas de congelación del agua de mar (o agua-glicol) cuya temperatura de congelación es aproximadamente  $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$  (ó  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  de la mezcla agua-glicol) frente al del propano que es  $-188\text{ }^{\circ}\text{C}$ . También pueden utilizar cambiadores más compactos (reduciendo tamaño y peso) pero tiene como gran desventaja que se introduce un nuevo fluido inflamable como es el propano dentro de las instalaciones del FSRU.

Ciertos FSRU tienen la posibilidad de operar en cualquiera de los dos circuitos descritos: abierto o cerrado. Si la captación y vertido (de agua algo más fría) está permitida por las autoridades medioambientales o del puerto la opción preferida suele ser la de circuito abierto ya que implica un menor consumo de combustible y menor emisión de gases de combustión.

### D.- Gestión del BOG producido en los FSRU

Durante la operación normal (en la que no hay descarga) el BOG generado por entradas térmicas suele estar entre el 0.1 y 0.15 % y por día (del GNL almacenado tanto en tanques como en las diferentes tuberías del FSRU). El dato final depende del grado de aislamiento de los tanques siendo más cercano a 0.1% en los nuevos FSRU.

Para un FSRU de 170.000 m<sup>3</sup> este valor es aproximadamente de 3 a 4 ton/hora.

Durante la operación de llenado de los tanques del FSRU se genera gran cantidad de BOG. Parte es retornado al carrier de GNL o planta de licuación desde el que se recibe el GNL. En los

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

primeros FSRU el exceso de BOG que no podía ser retornado debía ser enviado a las calderas del barco para generar vapor que se condensaba como rechazo. Sin embargo en los nuevos FSRU, equipados con Relicuarios, el BOG puede ser recondensado en contacto con el envío de GNL procedente de las bombas primarias, de la misma forma que se realiza en las Plantas “Onshore”.

No obstante el Relicuidor puede operar solo en el caso que se esté enviando gas regasificado, por lo que la operación de descarga debe hacerse coincidir con un periodo de emisión a gasoducto. No obstante, puede existir la opción de instalar un compresor de alta presión que envíe directamente el gas de BOG a gasoducto sin previo paso por el Relicuidor. Esta opción requiere un consumo importante de energía y disponer de un equipo de alto coste y posible escasa utilización.

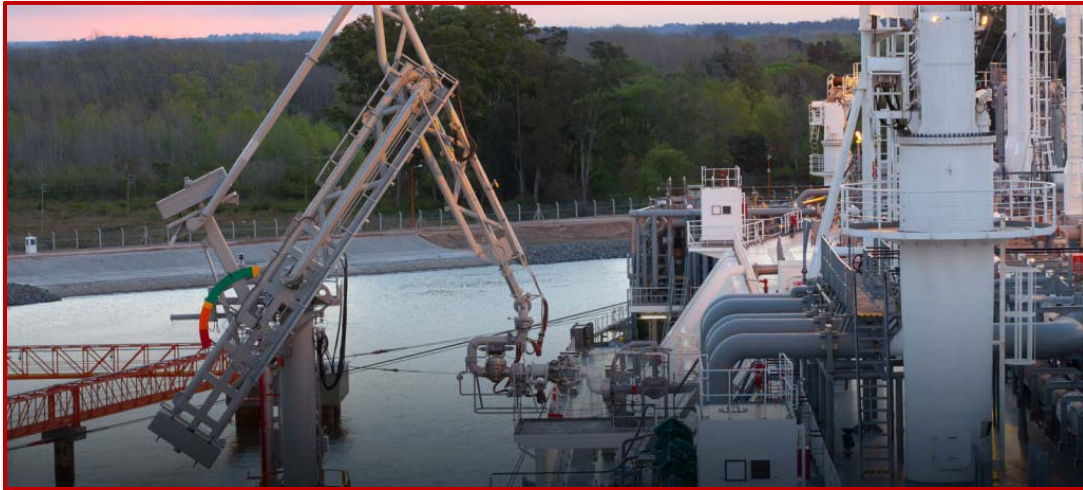
C.- transferencia del gas natural a alta presión hacia consumidores

Una vez que el gas es regasificado en las instalaciones del FSRU es enviado a gasoducto por medio de una conexión barco-tierra que puede ser:

- Brazo articulado de alta presión
- Mangueras de alta presión
- Turret (Aérea o sumergida)

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

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Brazo articulado de alta presión para envío de GNL regasificado a tierra



Conexión tipo "Turret" superficial para envío de GNL regasificado a tierra

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

E.- instalaciones en tierra

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

Asimismo se debe equipar estas instalaciones con sistemas de análisis de calidad del gas recibido (cromatógrafo) que indique en todo momento el poder calorífico del gas, base sobre la cual se establece la facturación posterior.

En los casos en los que la reglamentación nacional así lo requiera también se equipan estas instalaciones con sistemas de adición de un odorizante que, añadido en muy pequeñas concentraciones (pocos ppm), permiten detectar los puntos de fuga con relativa rapidez. En algunos casos la odorización del gas se produce en el punto de entrada a la red nacional de gasoductos (plantas de regasificación) y en otros casos antes de la entrada a los núcleos de población. El compuesto químico más utilizado es el THT (Tetrahidrotiofeno), aunque existen otros productos similares.

Las instalaciones en tierra también pueden estar equipadas con una Terminal de Carga de Cisternas de Gas Natural Licuado si, además de la tubería para el gas regasificado, se instala una línea para permitir el envío a tierra de GNL.

Esto permite el transporte del combustible a las regiones del interior del país de difícil acceso por gasoducto (modalidad conocida como gasoducto virtual) y hará posible que muchos miles de hogares, cuenten con gas natural residencial, a lo que se añaden miles de conductores que pueden tener acceso al gas natural vehicular.

F.- Clasificación marina de los FSRU

Los FSRU pueden clasificarse como barcos o instalaciones offshore. El diseño como barco o buque se basa en estándares internacionales de seguridad marítima y operaciones de transporte de GNL, tal como se utiliza en los buques carrier de GNL. En este sentido, muchos de los FSRU actualmente en operación son anteriores Carrier reconvertidos que han incorporado una unidad de regasificación en cubierta del buque.

En el caso de instalaciones offshore pueden clasificarse según sean propulsadas o no. Las instalaciones offshore, debido a su relativa permanencia, suelen seguir condiciones locales impuestas por las autoridades y especificaciones y estándares de aplicación nacional.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Existen numerosas sociedades de clasificación que establecen las reglas de diseño para instalaciones flotantes de todo tipo incluidas los FSRU. De ellas las tres más reconocidas a nivel mundial son las siguientes:

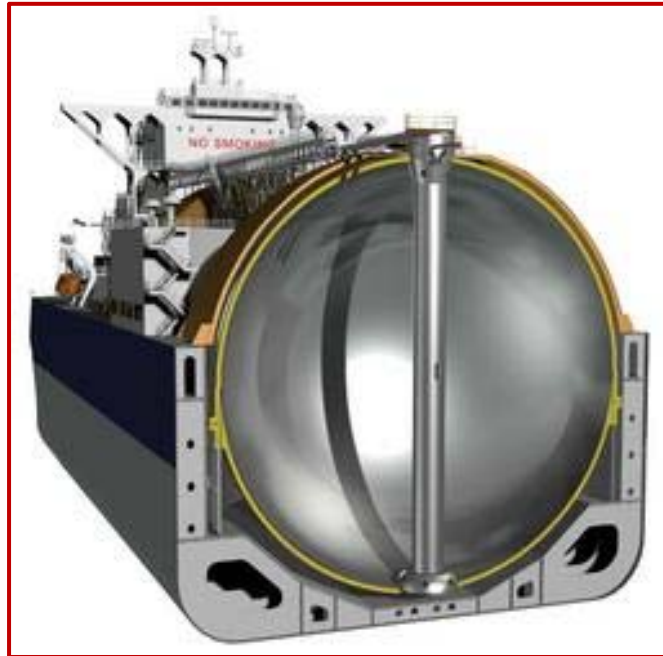
- American Bureau of Shipping (USA)
- Lloyd's Register (Reino Unido)
- Det Norske Veritas (Noruega)

G.- Tipos de almacenamiento y casco

La configuración en cuanto a forma del buque y tipo de almacenamiento para el GNL de los FSRU son similares que para los buques carrier de GNL. Tienen un doble casco de acero por cuestiones de seguridad e integridad y alojan los tanques de almacenamiento de tipo esférico (Configuración MOSS) o tipo membrana.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

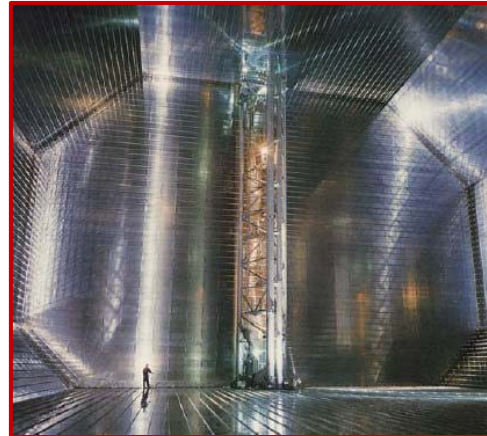


Configuración tanques esféricos. Tipo MOSS

En los últimos diseños, la configuración de tipo membrana se está imponiendo ya que se aprovecha mejor el espacio entre tanques (frente a los espacios que debe mantener la configuración esférica). La cubierta de tipo plana de la configuración membrana también facilita la instalación de la plataforma de Regasificación. En el caso de configuración MOSS la unidad de regasificación debe instalarse entre los tanques esféricos o bien en la zona de proa, como se ha realizado en alguna reconversión de Buque Carrier a FSRU.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Configuración tanques prismáticos. Tipo Membrana



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

2.2.1.2 Datos técnico/económicos relevantes del esquema

A.- Capacidades de almacenamiento, regasificación y tipología de circuito (abierto/cerrado/IFV) de los FSRU

Nombre FSRU	Almacenamiento m3	MPCD	Circuito (Abierto/cerrado)
<b>Excelerate Energy</b>			
Excelsior	138.000	500	Open & Closed
GNL Escobar	151.000	500	Open & Closed
Excellence	138.000	500	Open & Closed
Explorer	151.000	800	Open & Closed
Experience	173.000	800	Open & Closed
Exquisite	151.000	690	Open & Closed
Excelerate	138.000	500	Open & Closed
<b>Golar LNG</b>			
Golar Spirit	129.000	242	Closed
Golar Winter	138.000	500	Open & Closed
Golar Freeze	125.000	475	Open (IFV)
Nusantara Regas Satu	125.000	485	Open (IFV)
Golar Igloo	170.000	728	Open (IFV)
Golar Eskimo	160.000	728	Open (IFV)
Golar Tundra	170.000	728	Open (IFV)
<b>Höegh LNG</b>			
Grace	170.000	500	Open (IFV)
Gallant	170.000	500	Open (IFV)
Independen ce	170.000	384	Open (IFV)
Lampung	170.000	360	Open (IFV)

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

GdF Suez Cape Anne	145.000	750	Closed
GdF Suez Neptune	145.000	750	Closed
Giant	170.000	750	Open (IFV)
<b>OLT</b>			
FSRU Toscana	138.000	530	Open/Trim Heaters
<b>MOL</b>			
GNL Del Plata	263.000	350	Open/Trim Heaters
<b>BW Offshore</b>			
BW Singapore	170.000	750	

B.- Dimensiones típicas de un FSRU (Höegh Grace)

- Eslora Total : 294 m
- Manga Máxima: 46 m
- Calado : 11.5 m

C.- Disponibilidad

Los FSRU mantienen equipos en reserva para su utilización en caso de avería de aquellos que se encuentran en operación. Es habitual la configuración de 3 trenes de regasificación, cada uno de los cuales con el 33% de capacidad del total. En este caso se mantienen equipos rotativos (aquellos con menor MTBF "Mean time between failures") en reserva para su instalación en caso de ser necesario. Otra configuración más conservadora es la de 4 trenes de regasificación, cada uno de los cuales con el 33% de capacidad del total, lo que deja un tren completo preparado para entrar en operación en caso de ser necesario.

D.- Consumo energía

Para las configuraciones en circuito abierto (utilizando el calor del agua de mar para la regasificación) se considera un 1.5% del total de nominal de emisión de gas para consumo interno del FSRU.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Si la configuración operativa es la de circuito cerrado (el calor necesario para la regasificación se genera en las calderas del FSRU), se considera un consumo del 2.5% del total de emisión.

Para un FSRU con capacidad de emisión de 400 MPCD se precisan dedicar a generación de energía/calor 12.5 toneladas/hora en caso de circuito cerrado o 4 toneladas/hora en caso de circuito abierto.

E.- Coste de un FSRU

Una de las últimas adjudicaciones (realizada el 19 de Octubre de 2017) para fabricación de un FSRU de 170.000 m<sup>3</sup> de capacidad de almacenamiento y 750 MPCD requerida por el consorcio Marubeni, Soyits y Pertamina al astillero de Samsung Heavy Industries se ha realizado por 250.000 millones de Won coreanos (aproximadamente 225 MM USD). Esta última adjudicación confirma la tendencia de optimización de costes de fabricación en los astilleros coreanos y explica el gran número de proyectos que han elegido un FSRU como instalación de regasificación de gas natural.

F.- Plazo de fabricación de los FSRU

Los plazos de entrega de FSRU de los principales astilleros (DSME, Hyundai y Samsung Heavy Industries) se han reducido sensiblemente desde 30-36 meses a los actuales 26 a 28 meses.

Sin embargo, los plazos de disponibilidad de un FSRU operativo pueden reducirse aún más ya que varias compañías están fabricando FSRU con una finalidad especulativa (sin proyecto asignado) para ofrecerlo en proyectos de implantación rápida o "fast track".

Asimismo existen FSRU que operan en base estacional y pueden relocalizarse en un plazo relativamente corto para suministrar la capacidad de GNL regasificado requerida.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

2.2.1.3 Ventajas

**A.- Propias de opción FSRU**

Las ventajas por ser FSRU son comunes a la opción FSRU en régimen permanente estacional.

Ver apartado 2.2.2.3.

**B.- Propias de opción FSRU “Empty and leave”**

1.- Solo se requiere un buque FSRU, por lo que los costes de un buque adicional Carrier para suministro de GNL pueden eliminarse.

2.- Para el futuro inversionista se abre posibilidad de suministrar GNL con cierta flexibilidad y poder obtener ingresos adicionales en épocas de baja o nula demanda prestando servicios de transporte de GNL a otras localizaciones o con regasificaciones puntuales en otros emplazamientos. No obstante debería garantizar el suministro de gas en Buenaventura siempre que sea requerido.

3.- Al desplazarse el FSRU a rellenar sus tanques se puede requerir cualquier cantidad que se necesite. En el caso de recibir un carrier de GNL en FSRU estacional existe la posibilidad de que no sea posible transferir todo el GNL por ser mayor la capacidad del carrier frente a la que podría recibir el FSRU.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

2.2.1.4 Inconvenientes

**A.- Propias de opción FSRU**

Los inconvenientes son comunes a la opción FSRU en régimen permanente estacional. Ver apartado 2.2.2.4.

**B.- Propias de opción FSRU “Empty and leave”**

1.- Al utilizarse solo un buque FSRU, el tiempo de ausencia de éste mientras navega hacia la terminal de Licuación a recargar sus tanques (que podrá ser Perú LNG o Trinidad), no estaría aportando gas regasificado a la red nacional de gasoductos. Es preciso considerar el almacenamiento buffer de la red de gasoductos que debería trabajar con presiones de trabajo oscilantes.

Los tiempos de ausencia del FSRU durante su travesía a la terminal de GNL de Perú (Pampa Melchorita) son los siguientes:

- Consideraciones:
  - o Velocidad de FSRU : 18 nudos
  - o Distancia de navegación 2200 km aprox : 1200 millas náuticas (cada trayecto i/v)
  - o Tiempo de carga de GNL en terminal de licuación: 16 horas (considerando operaciones de atraque, conexión y enfriamiento de brazos articulados).
  - o Tiempos de desconexión en Buenaventura y posterior atraque y conexión del FSRU hasta comienzo de operación : 12 horas

Con las anteriores premisas, que se consideran conservadoras, el tiempo que no estaría el FSRU conectado y emitiendo gas regasificado sería de unos 7 días.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.2 Buque regasificador y almacenamiento (FSRU en régimen permanente estacional),**

**2.2.2.1 Descripción del esquema tecnológico**

Este apartado es común a la opción de FSRU en modalidad “empty and leave” ya que el esquema tecnológico es el mismo independientemente de que permanezca atracado en muelle o realice viajes a rellenar los tanques de GNL a la Planta de Licuación.

Algunos matices de escasa importancia ya han sido mencionados en el apartado 2.2.1.1

**2.2.2.2 Datos técnico/económicos relevantes del esquema**

Este apartado es común a la opción de FSRU en modalidad “empty and leave” ya que los datos más relevantes son los mismos independientemente de que permanezca atracado en muelle o realice viajes a rellenar los tanques de GNL a la Planta de Licuación.

Algunos matices de escasa importancia ya han sido mencionados en el apartado 2.2.1.2

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.2.3 Ventajas**

1.- En términos generales el coste de inversión de un FSRU (CAPEX) suele estar entre el 50% y 65 % del equivalente a una Planta en tierra “onshore”. Las instalaciones de atraque (Jetty) son comunes para ambos esquemas ya que en ambos casos se necesita un punto de amarre para el FSRU o para descarga desde el Buque Carrier a los almacenamientos en tierra.

El ahorro en el CAPEX se justifica por el tamaño más compacto del FSRU, lo que implica menores cantidades de materiales utilizados, y por la mayor eficiencia en la fabricación que proporciona un astillero. Las plantas en tierra requieren de un área mayor de implantación, y el traslado de numeroso personal especializado en el montaje de este tipo de instalaciones.

2.- Los astilleros que están especializados en la fabricación de FSRU se localizan principalmente en Corea de Sur que han demostrado una gran fiabilidad en la fecha de entrega de los FSRU, además de hacerlo en plazos relativamente cortos. La fiabilidad en la entrega es de singular importancia en los casos en los que existen penalizaciones por entrega tardía de gas a consumidores o se prevé una época de falta de suministro. La construcción de plantas en tierra sufre retrasos en muchos casos por climatología adversa (zonas de intenso frío, intenso calor, lluvias, etc...) o conflictos laborales locales.

3.- La construcción de FSRU en astillero minimiza el impacto de la construcción local donde debe trasladarse muchos materiales para obras civiles, acero estructural y para la construcción de tanque y equipos grandes. Este aspecto es muy apreciado en localizaciones con zonas de valor medioambiental elevado. Asimismo se facilitan las autorizaciones de obras civiles al ser las instalaciones de atraque de FSRU más simples que una planta en tierra.

4.- Los FSRU pueden desplazarse para cubrir demandas de gas estacionales. La demanda de GNL de Brasil depende de la mayor o menor contribución de energía hidroeléctrica a la red de distribución estatal. En la época de lluvias, cuando las centrales hidroeléctricas aportan un elevado porcentaje de energía, los FSRU pueden permanecer no-operativos o utilizarse como buques carrier de GNL para abastecer otras localizaciones. Durante la época seca los FSRU permanecen atracados, regasificando y recibiendo el GNL de otros buques carrier. Lo mismo ocurre en el FSRU de Kuwait dedicado a la demanda estacional de la época de más calor para abastecer el consumo eléctrico de aire acondicionado. Sin embargo en todo momento el adjudicatario debe cumplir los objetivos de confiabilidad y abastecimiento según lo contratado. De esta forma el factor de utilización de la instalación de un FSRU es mayor que una planta de tierra.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

5.- El modo de contratación de los FSRU suele ser de leasing durante un número de años (desde 5 a 15 aunque existen fórmulas flexibles) permitiendo a los propietarios de los FSRU desplazarlos a otras localizaciones una vez acabado el tiempo contratado. Se evitan los “costes hundidos” de una instalación de tierra que requiere una gran inversión en el caso de que requiera ser desmantelada.

6.- De la misma forma que una instalación en tierra, la capacidad de regasificación puede modificarse con cierta facilidad, bien con un “upgrade” de los equipos del FSRU o cambiando el FSRU asignado.

7.- Si la decisión final es planta en tierra, pero se requiere una entrada de gas en plazo corto puede considerarse una etapa “Fast Track” con FSRU mientras se construye una terminal “Onshore”. Las obras de infraestructura del atraque pueden modificarse si inicialmente se considera esa posibilidad (no sería posible con atraque tipo isla).



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.2.4 Inconvenientes**

1.- La capacidad de almacenamiento de GNL de los FSRU suele estar limitada a 170000 – 180000 m3. (Sólo se conoce el caso del FSRU tipo QMAX de 263000 m3 inicialmente destinado a Uruguay). Aunque esa capacidad de almacenamiento puede considerarse suficiente para abastecer la demanda y recibir cargos de GNL de carrier de forma frecuente, por razones estratégicas puede interesar disponer de un almacenamiento extra de energía. Dicho inconveniente se podría solventar en el futuro disponiendo de un buque adicional de almacenamiento FSU.

2.- Los FSRU atracados en aguas abiertas sufren los inconvenientes de las condiciones meteorológicas cambiantes que pueden requerir la desconexión de brazos y salida de puerto. Este no parece ser el caso de la Bahía de Buenaventura que permite una zona de aguas tranquilas para operación y maniobra.

3.- De la misma forma que una planta en tierra puede sufrir conflictividad laboral o social que retrase la obra, los astilleros que fabrican los FSRU pueden sufrir su conflictividad particular o presentar problemas financieros que impidan la entrega del FSRU en plazo. Pertenecerá al inversionista la comprobación de las garantías financieras correspondientes para minimizar este aspecto que puede hacer peligrar el suministro de gas en tiempo requerido. No obstante, en la actualidad, y debido al auge del mercado de FSRU muchas compañías están fabricando FSRU en base especulativa, sin proyecto asignado por lo que podría asignarse de forma temporal un FSRU con baja utilización de otra localización hasta la llegada del propio FSRU asignado.

4.- La propia movilidad del FSRU puede crear un impacto mediático y socio-económico de que la confiabilidad y el abastecimiento de gas natural no está garantizado. En este sentido se debe asegurar mediante normativa regulatoria las penalidades correspondientes al incumplimiento del abastecimiento de gas en plazo requerido.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.3 Buque almacenamiento (FSU, Floating Storage Unit, en régimen permanente estacional y regasificación en tierra).**

**2.2.3.1 Descripción del esquema tecnológico**

**A.- Generalidades**

Una terminal de regasificación de GNL con este esquema se caracteriza por tener un buque FSU (Floating Storage Unit) amarrado permanentemente al jetty, para almacenamiento de GNL, mientras que las instalaciones de regasificación se encuentran en una planta que puede situarse bien en tierra (onshore) o bien en el propio jetty (offshore).

El GNL se almacena en los tanques del FSU y desde ahí se envía por bombeo a la planta de regasificación. Si la planta se sitúa en tierra, se envía el GNL a través de una tubería criogénica que recorre la distancia existente entre el jetty y la planta. Si la planta de regasificación se sitúa en el jetty, el gas natural ya regasificado se enviaría a través de un gasoducto submarino o aéreo vía trestle, hasta su conexión con tierra

El jetty estará, por otra parte, equipado con brazos de descarga de GNL que permiten realizar la transferencia de una forma segura, desde la conexión en el FSU a la tubería de descarga que lo lleva a la planta.

En la planta de regasificación se encuentran los equipos y sistemas necesarios para regasificar el GNL e inyectarlo a la tubería de distribución de gas natural, gestionar el gas de boil-off generado en el FSU, así como los servicios auxiliares necesarios. En la siguiente figura se indica un esquema de funcionamiento típico para esta configuración de terminal con planta de regasificación en tierra (onshore).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

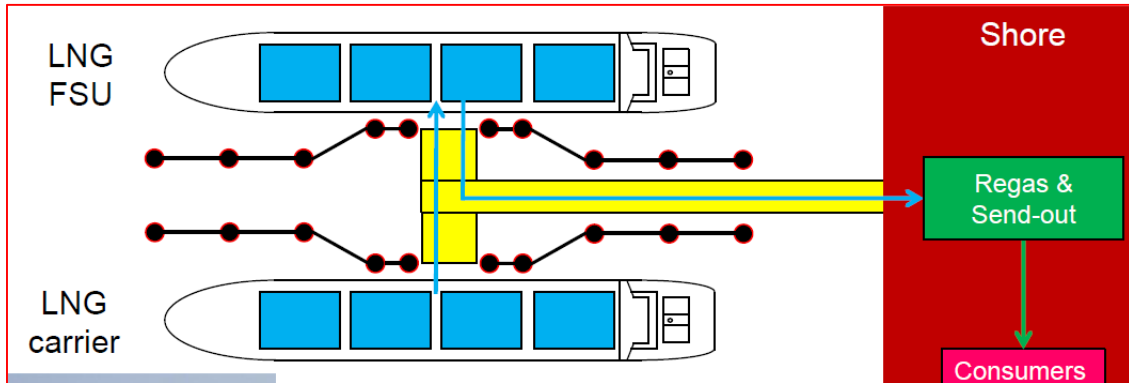


Figura: Esquema de terminal con FSU y planta de regasificación de GNL en tierra.

Alternativamente, la planta de regasificación de GNL puede ser offshore, es decir, situada sobre el propio jetty:

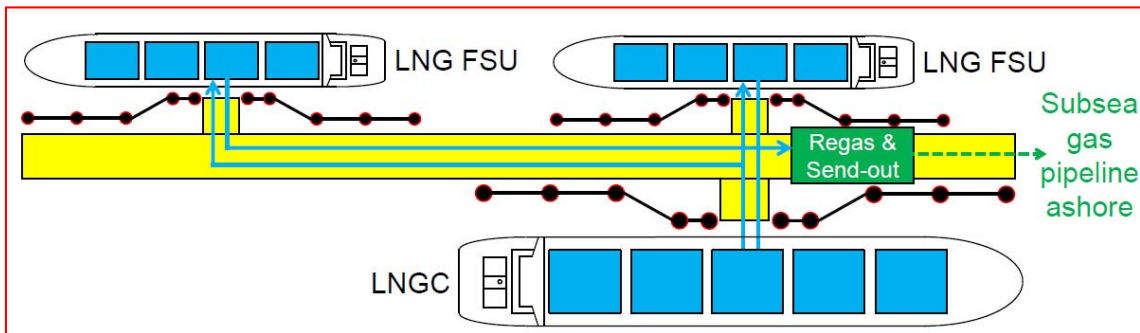


Figura: Esquema de terminal con FSU y planta de regasificación de GNL en jetty.

Para la terminal de Buenaventura, el FSU tendría una capacidad de almacenamiento de 170.000 m<sup>3</sup> y la planta de regasificación en tendría una capacidad de 400 MPCD.

B.- Transferencia de GNL desde buque carrier a FSU y envío de GNL a planta de regasificación

El FSU, una vez se encuentra en operación amarrado al jetty, recibe la carga de GNL desde un buque carrier. Para realizar la descarga, el buque carrier se puede situar amarrado junto al FSU en una configuración “ship to ship” y transferir el GNL al FSU mediante bombeo a través de mangueras criogénicas.

Alternativamente, la transferencia de GNL entre carrier y FSU puede hacerse mediante brazos de descarga, situándose los buques uno a cada lado del jetty.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Figura: Descarga ship-to ship. Transferencia de GNL con mangueras criogénicas.

Si bien la descarga ship-to-ship con mangueras criogénicas es una alternativa que requiere menor coste de inversión, la transferencia con brazos es más segura y supone una menor generación de gas de boil-off (BOG).



Figura: Descarga a través de jetty. Transferencia de GNL con brazos de descarga.

La descarga del GNL del carrier al FSU tendrá una duración de entre 12 y 15 horas, dependiendo del tamaño de los tanques del carrier y de la capacidad de sus bombas de descarga. Por ejemplo, para un caudal de descarga típico de 12.000 m<sup>3</sup>/h, un buque de tamaño convencional, de unos 170.000 m<sup>3</sup>, tardaría unas 14 horas en descargar.

El GNL almacenado en el FSU se enviaría a la planta de regasificación por medio de las bombas de los tanques del FSU, a través de la tubería criogénica de descarga. En el caso de la terminal de Buenaventura, para la capacidad de regasificación requerida de 400 MPCD, el caudal de GNL que tendría que enviarse desde el FSU a la planta sería de unos 840 m<sup>3</sup>/h.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

La transferencia de GNL del FSU a la tubería de descarga en el jetty se realizaría mediante brazos de descarga de GNL. Además del brazo de descarga de líquido, sería necesario instalar también un brazo para envío del gas de boil-off (BOG) generado en los tanques del FSU para su envío a la planta, donde será relicuado.

C.- Regasificación de GNL

La regasificación del GNL almacenado en el FSU tendría lugar en una planta que incluiría los siguientes equipos o unidades:

- Bombas de alta presión de GNL para elevar la presión del gas natural a la presión del gasoducto.
- Equipos para la regasificación o vaporización del GNL y para la medida del caudal de gas natural que se inyecta al gasoducto.
- Equipos para el procesado del gas de boil-off (BOG) generado en los tanques del FSU y en toda la terminal, incluyendo compresores de BOG, relicuador y una antorcha criogénica.
- Sistemas de control y seguridad del proceso.
- Sistemas de detección y extinción de incendios.
- Servicios auxiliares: para la operación se requiere energía eléctrica, así como nitrógeno, aire comprimido y agua para suministro a los edificios y al propio FSU.

A continuación se hace una somera descripción del proceso de regasificación, con las consideraciones particulares de una planta con almacenamiento en FSU. En el apartado donde se estudia la alternativa de planta de regasificación con almacenamiento en tierra (sección 2.2.5.1 de este documento) se incluye una descripción más detallada del proceso de regasificación de regasificación del GNL con diferentes alternativas tecnológicas.

En la siguiente figura se muestra un diagrama de proceso de una terminal con almacenamiento en FSU y planta de regasificación en tierra.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

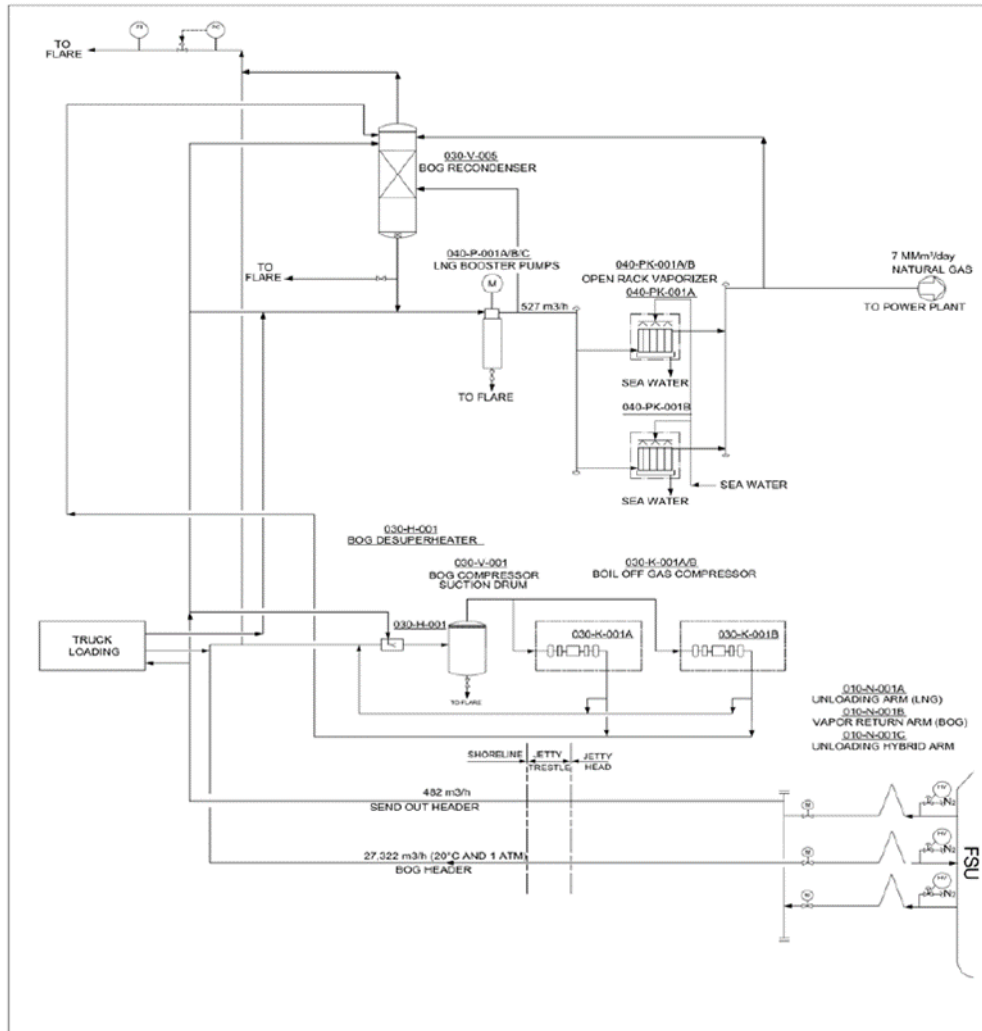


Figura: Diagrama de proceso de terminal con FSU y planta de regasificación de GNL en tierra.

El GNL descargado desde el FSU por las bombas instaladas en sus tanques llega a la planta de tierra, circula a través del relicuador de BOG y se envía a la aspiración de las bombas de alta presión (booster) de GNL donde se eleva la presión hasta el valor requerido para asegurar la inyección del gas natural en el gasoducto, alrededor de los 100 barg. Se trata de bombas verticales con el motor sumergido en GNL, similares a las que se utilizan en las plantas regasificadoras con almacenamiento en tierra (ver sección 2.2.5.1 de este documento).

Desde las bombas de alta presión se impulsa el GNL hasta los vaporizadores. De las diferentes tecnologías de vaporización disponibles (ver sección 2.2.5.1), aparentemente las más recomendada para la terminal de Buenaventura sería el empleo de agua de mar, mediante vaporizadores tipo ORV, por su disponibilidad y condiciones climatológicas. En caso de no ser

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

posible el empleo de agua de mar por cuestiones mediomambientales, habría que seleccionar otra tecnología de vaporización como la combustión sumergida, o el empleo de otro fluido como el agua glicolada.

D.- Inyección de gas natural en el gasoducto.

Una vez regasificado, el gas natural es inyectado en la tubería de distribución o gasoducto. El caudal de gas inyectado se mide mediante una estación de medición fiscal y también es analizado mediante un cromatógrafo para determinar su poder calorífico.

En los países que así lo requiera la reglamentación, deberá ser también odorizado antes de su inyección en el gasoducto.

E.- Gestión del BOG producido en la terminal.

El gas de boil-off (BOG) se genera en los tanques del FSU por evaporación de una fracción del contenido líquido debido a la ganancia térmica (heat in-leak) debido a la gran diferencia de temperaturas que hay con el exterior. En el caso de los tanques del FSU, se estima que supondría en torno al 0.15% del volumen total, diario. Este gas supondría unas mermas de producto, ya que no está en las condiciones de presión requeridas para ser inyectados en el gasoducto y lo que se hace es enviarlo a la planta de regasificación, donde se relicúa nuevamente, mediante un proceso que es equivalente al que tiene lugar en las plantas regasificadoras con almacenamiento en tierra, que se describe en la sección 2.2.5.1 de este documento. El gas BOG del FSU, junto con el que se genera en las bombas de GNL de alta presión, debido al calor transferido por los motores, se comprime en los compresores de BOG y se envía al relicuador, donde se pone en contacto con una fracción del GNL que viene del FSU. Como resultado del contacto gas-líquido que tiene lugar en el relicuador, el gas de boil-off se relicúa y esa corriente de GNL obtenida se mezcla con el GNL que llega del FSU y que se envía a la aspiración de las bombas de alta presión de GNL.

Cuando haya un carrier de GNL descargando hacia el FSU, parte de los vapores (gas BOG) desplazados en los tanques del FSU por el líquido que entra serán retornados al carrier, para mantener la presión en sus tanques y el exceso de BOG se enviará también a la planta de tierra. Este retorno de vapores a los tanques del carrier se realizará a través de una conexión con manguera o a través de un brazo de vapor, dependiendo como sea la conexión entre carrier y FSU.

F.- Servicios Auxiliares

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

En cuanto a los servicios auxiliares, en primer lugar indicar que se requiere energía eléctrica para accionar los motores de los equipos, suministro a edificios, alumbrado, etc. Esta energía puede ser importada o generada en el sitio, por medio de generadores diésel, lo que aumentaría considerablemente el coste de la inversión necesaria, pero también permite a la terminal ser autónoma ante la posibilidad de cortes en el suministro.

Por otra parte, la terminal tendrá un consumo relevante de nitrógeno, sobre todo en el caso de que la descarga de GNL de los buques carrier al FSU se realice mediante brazos, ya que la mayor demanda de nitrógeno corresponde con la operación de drenaje de los brazos tras la finalización de la descarga.

La planta de regasificación necesita también suministro de aire comprimido para el funcionamiento de válvulas e instrumentos y de agua para los edificios.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.3.2** Datos técnico/económicos relevantes del esquema

A.- Situación actual de los FSU

Actualmente existen en operación a nivel mundial los 4 FSU que se indican a continuación.

Terminal de GNL	Buque FSU	Propietario	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Entrada en operación	Construcción buque	Conversión a FSU
Melaka, Malasia	Tenaga Satu	Petronas	130.000	2012	1982	MMHE
Melaka, Malasia	Tenaga Empat	Petronas	130.000	2012	1981	Keppel
Kingston, Jamaica	Golar Arctic	Golar LNG	138.000	2016	2003	Keppel
Marsaxlokk, Malta	Armada LNG Mediterranea	Bumi Armada	125.000	2017	1985	Keppel

El primer FSU en entrar en operación fue localizado en la terminal de GNL de Mejillones (Chile). Se trataba del buque BW GDF Suez Brussels, con una capacidad de 162.400 m<sup>3</sup> y que operó entre los años 2010 y 2014, como “fast track” mientras se construían los tanques de almacenamiento en tierra de esta terminal. Al término de su período de funcionamiento como FSU fue reconvertido para su utilización de nuevo como carrier de GNL.



Figura: Imagen del FSU BW GDF Suez Brussels (dcha.). Terminal de GNL de Mejillones (Chile)

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Los dos FSU de la terminal de Melaka, en Malasia, son antiguos carriers propiedad de Petronas, con más de 30 años, que al estar en la etapa final de su vida útil han supuesto una opción de almacenamiento mucho más barata. Ambos están situados en la terminal de GNL offshore de Melaka, situada a 3 km de la costa y que incluye una planta regasificadora de 580 MPCD.



Figura: FSU Tenaga Satu (frente) y Tenaga Empat (fondo). Terminal de Melaka (Malasia)

En el caso del FSU Golar Arctic, su emplazamiento en Jamaica ha sido posible tras la firma de un contrato de dos años de duración entre New Fortress Energy y el gobierno de Jamaica (JPS) para el suministro de GNL a la regasificadora que alimenta a la central térmica de Bogue, en Montego Bay, que entró en operación en Noviembre de 2016.



Figura: Imagen del FSU Golar Arctic

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

El FSU Armada LNG Mediterranea llegó a la bahía de Marsaxlokk, en Malta en enero de 2017, en virtud de un contrato de 300 MM USD firmado entre Bumi Armada y ElectroGas para el suministro de GNL durante 18 años a la planta regasificadora de Delimara, que alimenta a una central térmica de 200 MW.



Figura: Imagen del FSU Armada LNG Mediterranea.

Actualmente hay otro FSU en construcción. Se trata del buque Bahrain Spirit, de 174.000 m<sup>3</sup> de capacidad, resultado de un contrato firmado entre Teekay LNG y Bahrain LNG para el suministro de GNL durante 20 años a la futura terminal off-shore, que incluye una planta regasificadora de 800 MPCD, situada a 4.3 km de la costa y que se espera entre en funcionamiento en 2019.

El tipo de contrato que predomina actualmente entre el proveedor del FSU y la compañía dueña de la planta de regasificación es en los FSU actualmente es el leasing.

B.- Dimensiones de los FSU

FSU Tenaga Satu (Petronas). Capacidad: 130.000 m<sup>3</sup>

- Eslora Total: 280.62 m
- Manga Máxima: 41.6 m
- Calado: 10.5 m

FSU Tenaga Empat (Petronas). Capacidad: 130.000 m<sup>3</sup>

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Eslora Total: 280.62 m
- Manga Máxima: 41.6 m
- Calado: 9 m

FSU Golar Arctic (Golar LNG). Capacidad: 138.000 m<sup>3</sup>

- Eslora Total: 279.8 m
- Manga Máxima: 43.4 m
- Calado: 9.2 m

FSU Armada LNG Mediterranea (Bumi Armada). Capacidad: 125.000 m<sup>3</sup>

- Eslora Total: 283 m
- Manga Máxima: 44.8 m
- Calado: 10.4 m

C.- Construcción de un FSU

Los FSU actualmente en operación se han fabricado a partir de antiguos carriers de GNL modificados.

Las principales modificaciones a realizar en un carrier de GNL para convertirlo en un FSU implican la instalación de equipos de proceso, tuberías, sistemas de control y servicios auxiliares que requiere un barco que va a estar generalmente amarrado, recibiendo cargas de GNL de buques carrier y enviando GNL a una planta de regasificación, en lugar de navegar transportando GNL.

Estas modificaciones pueden incluir:

- Nuevas bombas de GNL de menor capacidad que las que habitualmente se instalan en los carrier, más adecuadas para un caudal de descarga de GNL mucho menor. En el caso de la terminal de Buenaventura, como se ha indicado en el punto anterior, el FSU tendría que enviar un caudal de aproximadamente 840 m<sup>3</sup>/h de GNL, frente a los 12000 m<sup>3</sup>/h que puede descargar un carrier.
- También debe modificarse el manifold de tubería de descarga, instalando tubería de menor tamaño.
- Instalaciones para la carga de GNL desde buques carrier con mangueras criogénicas o brazos de carga.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Modificaciones en los servicios auxiliares para adecuarlo a su nuevas funciones y tripulación, lo que probablemente incluya equipos para el suministro eléctrico desde el exterior.
- Modificaciones en el casco y en los sistemas de propulsión si es requerido por las autoridades del puerto.
- Modificaciones en el sistema de amarre para permitir al barco permanecer amarrado en condiciones meteorológicas desfavorables.

En el caso del más reciente FSU en entrar en operación, el Armada LNG Mediterranea, éste se fabricó a partir de la conversión de un buque carrier de GNL tipo Moss de primera generación de 125.000 m<sup>3</sup>, el Wakabu Maru, realizada por los astilleros Keppel en un plazo de 17 meses, tras la firma de un contrato de 89 MM USD con Bumi Armada, propietario del FSU.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****2.2.3.3 Ventajas**

1.- El coste de inversión (CAPEX) de una terminal de regasificación con un FSU es inferior al de una terminal con almacenamiento en tierra. Si el modelo de negocio de una terminal de GNL responde más a la necesidad del “peak shaving” o decrestamiento de picos de consumo o en aquellas regiones donde el mercado del GNL no esté muy desarrollado, el FSU supone una alternativa a la elevada inversión que supone la construcción de tanques de GNL en tierra.

2.- Frente a los 36 a 40 meses que puede durar la construcción de un tanque de almacenamiento de GNL en tierra, la conversión de un carrier de GNL a FSU puede hacerse en un plazo mucho más corto. Esto hace que la opción de FSU pueda plantearse también como solución “fast-track” para permitir a una terminal operar en una fase temprana.

3.- El terreno necesario para la construcción de una terminal con almacenamiento en FSU es menor.

4.- El modo de contratación de los FSU suele ser el leasing durante un número de años, permitiendo a los propietarios desplazarlos a otras localizaciones una vez terminado el tiempo contratado.

5.- Las terminales que no incluyen tanques de almacenamiento de GNL tienen un menor impacto visual.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****2.2.3.4 Inconvenientes**

- 1.- La capacidad de almacenamiento de las terminales con FSU está limitada al tamaño del buque. Una ampliación de capacidad implica un buque adicional.
- 2.- La operación de descarga de GNL desde el FSU puede tener limitaciones en condiciones meteorológicas adversas, con situaciones de fuerte oleaje, viento o corrientes.
- 3.- Las terminales con almacenamiento en buque suponen a larga unos mayores costes de operación y mantenimiento (OPEX).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.4 Planta regasificadora sin almacenamiento con buque convencional de transporte de GNL (Buques LNGC, Liquefied Natural Gas Carrier, metanero)**

**2.2.4.1 Descripción del esquema tecnológico**

**A.- Generalidades**

Una terminal de GNL de este tipo consta de una planta de regasificación y unas instalaciones portuarias con un jetty donde amarrar los buques carrier que lleguen para descargar el GNL. Esta alternativa utiliza como almacenamiento flotante (no estacionario) de GNL el propio carrier, que permanecería en el puerto mientras descarga.

El GNL almacenado en los tanques del carrier, se enviaría por bombeo a la planta de regasificación, que podría estar localizada en tierra (onshore) o en una instalación flotante (barcaza regasificadora), en cuyo caso sería equivalente a un FSRU (ver sección 2.2.1), pero con la diferencia que este tipo de instalaciones tienen una capacidad de almacenamiento muy pequeña y suelen carecer de propulsión propia.

Si la planta se sitúa en tierra, se envía el GNL a través de una tubería criogénica que recorre la distancia existente entre el jetty y la planta. Si la planta de regasificación se sitúa en el una barcaza, el gas natural ya regasificado se enviaría a través de un gasoducto submarino o aéreo vía trestle, hasta su conexión con tierra

En el caso de la terminal de Buenaventura, la planta de regasificación tendría una capacidad de 400 MPCD y el almacenamiento requerido de 170.000 m<sup>3</sup> lo proporcionaría el buque carrier.



Figura: Imagen de barcaza de regasificación



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

En el caso de que la planta de regasificación estuviera en tierra, el GNL se enviaría a través de una tubería o línea de descarga criogénica a lo largo de la distancia existente entre el jetty y la planta. La transferencia de GNL entre el manifold de tuberías del buque carrier y la línea de descarga se haría mediante mangueras criogénicas o, de forma más segura, empleando brazos de descarga.

En la planta de regasificación de tierra se localizarían los equipos y sistemas necesarios para regasificar el GNL e inyectarlo a la tubería de distribución de gas natural.



Figura: Esquema de funcionamiento de planta regasificadora en tierra con carrier en jetty

Si bien no se tiene referencia actualmente de ninguna terminal de regasificación de GNL en el mundo de este tipo que opere de esta forma, conectada directamente a un carrier, sin almacenamiento y de la capacidad equivalente a la que se instalaría en Buenaventura (400 MPCD), el esquema de proceso típico para esta configuración de planta, sería equivalente o incluso más sencillo que en el caso de la terminal con almacenamiento en FSU (ver 2.2.3.1).

**B.- Descarga de GNL en jetty desde buque carrier a planta de regasificación en tierra**

Una vez que el buque carrier se sitúe amarrado al jetty, comenzaría el envío del GNL almacenado en sus tanques a la planta de regasificación en tierra por medio de las bombas de los tanques del carrier, a través de la tubería de descarga.

La transferencia de GNL del carrier a la tubería de descarga en el jetty se realizaría mediante mangueras criogénicas o brazos de descarga de GNL. A diferencia de las terminales con FSU, no sería necesario equipar el jetty con un brazo de vapor, ya que el gas de boil-off (BOG) generado en los tanques del FSU se relicuaría en el propio carrier, con las instalaciones con las que este vendría dotado habitualmente. Tampoco habría retorno de vapores en la descarga del carrier, ya que el GNL no se enviaría a ningún tanque de almacenamiento. No habría por tanto, transferencia de BOG del carrier hacia la planta de regasificación ni retorno de vapores de la

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

planta al carrier, por lo que no sería necesaria en la conexión entre jetty y planta de tierra una línea de BOG.

Al carecer de almacenamiento en la planta de regasificación, la descarga del GNL del carrier tendrá una duración que dependerá del tamaño del carrier y la capacidad de regasificación de la planta.

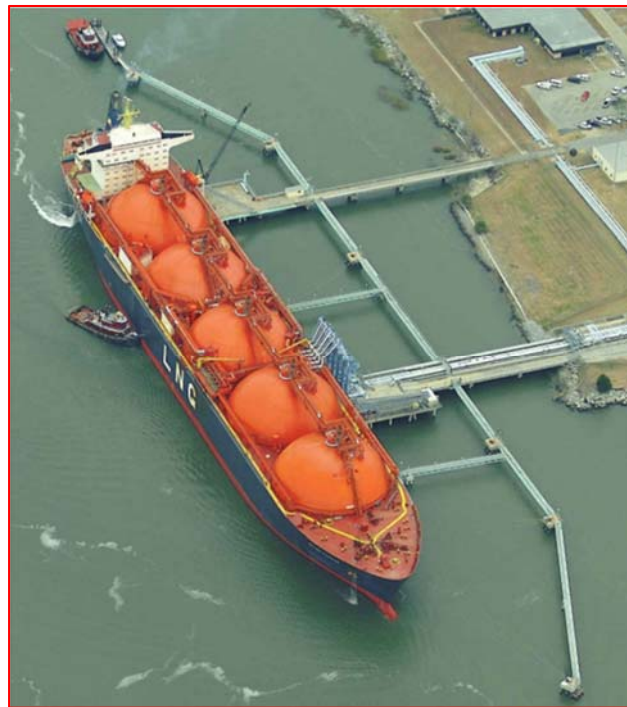


Figura: Imagen de un buque carrier de GNL en jetty

En el caso de la terminal de Buenaventura, para una capacidad de regasificación requerida de 400 MPCD, se traduciría en un caudal de descarga de GNL desde el carrier sería de unos 840 m<sup>3</sup>/h, que para un buque de unos 170.000 m<sup>3</sup> supondría más de 8 días de descarga.

C.- Regasificación de GNL

La regasificación del GNL almacenado en el carrier tendría lugar en la planta instalada en tierra, que incluiría los siguientes equipos o unidades:

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Bombas de alta presión de GNL para elevar la presión del gas natural a la presión del gasoducto.
- Equipos para la regasificación o vaporización del GNL y para la medida del caudal de gas natural que se inyecta al gasoducto.
- Sistemas de control y seguridad del proceso.
- Sistemas de detección y extinción de incendios.
- Servicios auxiliares: para la operación se requiere energía eléctrica, así como nitrógeno, aire comprimido y agua para suministro a los edificios.

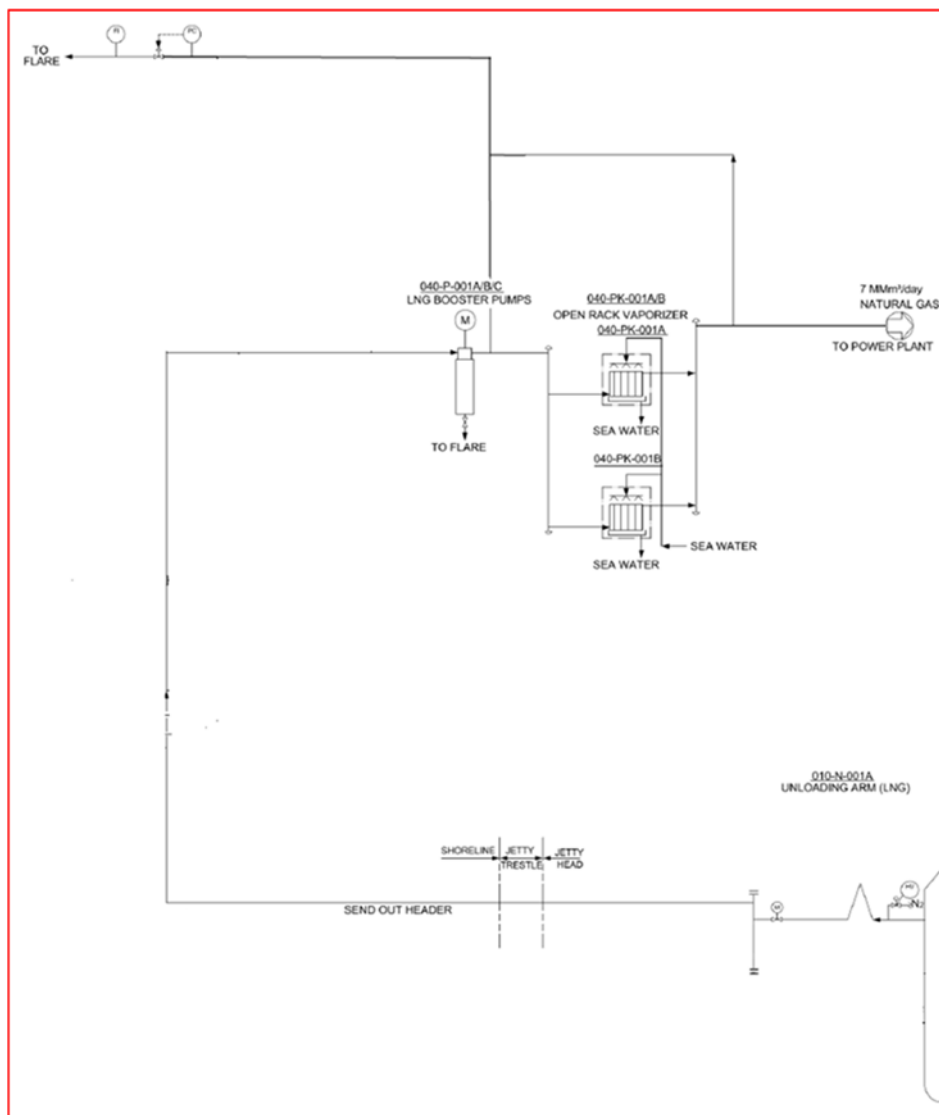


Figura: Diagrama de proceso de terminal con carrier y planta de regasificación de GNL en tierra.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

El GNL descargado desde el buque carrier mediante las bombas instaladas en sus tanques, se envía, una vez en tierra, a la aspiración de las bombas de alta presión de GNL donde se eleva la presión hasta el valor requerido para asegurar la inyección del gas natural en el gasoducto, alrededor de los 100 barg. Se trata de bombas verticales con el motor sumergido en GNL, similares a las bombas de alta presión que se utilizan en las plantas regasificadoras con almacenamiento en tierra (ver sección 2.2.5.1 de este documento).

Desde las bombas de alta presión se impulsa el GNL hasta los vaporizadores. La descripción del proceso de regasificación del GNL, de los equipos necesarios y de las diferentes tecnologías que se pueden emplear se incluye en la descripción de la alternativa de planta de regasificación con almacenamiento en tierra (sección 2.2.5.1 de este documento).

D.- Inyección de gas natural en el gasoducto.

Una vez regasificado, el gas natural es inyectado en la tubería de distribución o gasoducto. El caudal de gas inyectado se mide mediante una estación de medición fiscal y también es analizado mediante un cromatógrafo para determinar su poder calorífico.

En los países que así lo requiera la reglamentación, deberá ser también odorizado antes de su inyección en el gasoducto.

E.- Gestión del BOG producido en la terminal.

El gas de boil-off (BOG) que se genere en los tanques del buque carrier debido a la ganancia térmica (heat in-leak), que se estima que estaría en torno al 0.15% diario del volumen total de los tanques, se procesará en las instalaciones del propio buque, para ser relicuado de nuevo y reinyectado a los tanques del buque.

El proceso mediante el cual este gas de boil-off se relicua nuevamente, es similar al que tiene lugar en las plantas regasificadoras con almacenamiento en tierra que se describe en la sección 2.2.5.1 de este documento, aunque en este caso como fluido refrigerante para licuar el BOG se utiliza generalmente nitrógeno, al que se somete a un ciclo de compresión y expansión.

Al tratarse de una instalación que va en un barco, tanto los compresores y el relicuador de BOG, como los turboexpansores de nitrógeno son equipos muy compactos.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

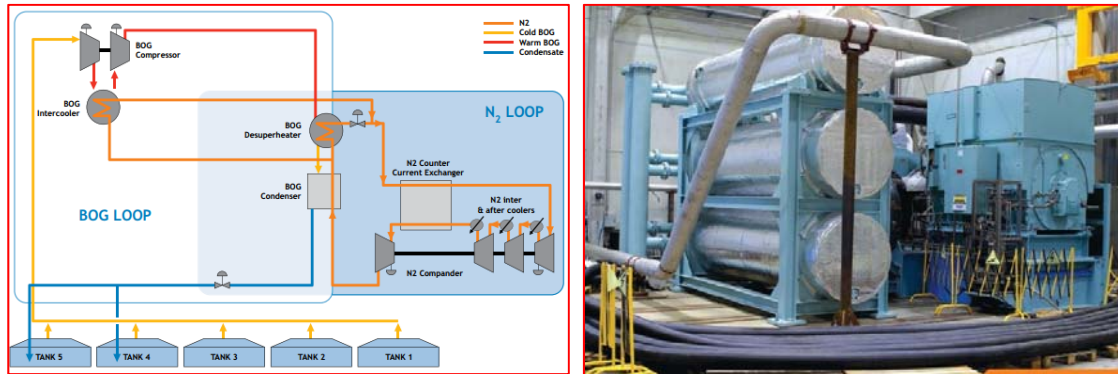


Figura: Proceso relicuación del BOG en buques (izda.) y equipos de relicuación de BOG (dcha.)

F.- Servicios Auxiliares

En cuanto a los servicios auxiliares, se requiere energía eléctrica para accionar los motores de los equipos, suministro a edificios, alumbrado, etc. Esta energía puede ser importada o generada en el sitio, por medio de generadores diésel.

La planta necesitará también aire comprimido, para el accionamiento de los instrumentos neumáticos.

También se necesitará nitrógeno para efectuar inertizados cada vez que se haga una parada de la instalación. En caso de que la descarga de GNL del carrier en el jetty se haga mediante brazos, habrá un consumo relevante de nitrógeno en la operación de drenaje de los brazos tras la finalización de la descarga.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### 2.2.4.2 Datos técnico/económicos relevantes del esquema

Como se ha indicado anteriormente, no se ha encontrado ninguna referencia de terminal de GNL con las características requeridas para la planta de Buenaventura que responda al esquema tecnológico de un buque carrier que alimente directamente a una planta de regasificación sin que ésta tenga un cierto almacenamiento de GNL.

En el caso de las plantas de regasificación onshore, todas disponen de algún tanque de almacenamiento de GNL.

En el caso de las plantas de regasificación offshore, se encuentra la terminal Adriatic LNG, situada a 15 km de la costa de la región del Véneto, en Italia, que se alimenta de GNL descargado desde buques carrier, pero que cuenta con un almacenamiento en la propia terminal, consistente en dos tanques de 125.000 m<sup>3</sup> cada uno.



Figura: Imagen de la terminal de regasificación offshore Adriatic LNG

Por otra parte hay una serie de instalaciones regasificación flotantes no propulsadas (barcazas) para ser alimentadas con buques carrier, con pequeñas capacidades de almacenamiento, que se encuentran en menor mayor grado de desarrollo, como es el caso de la barcaza FSRU de Exmar, que dispone de un almacenamiento de tan solo 25.000 m<sup>3</sup> de GNL y una capacidad de regasificación de 600 MPCD.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Figura: Barcaza de regasificación offshore Exmar FSRU

A finales de Octubre de 2017 esta barcaza se encontraba prácticamente en el final de su fase de construcción y se espera que esté lista para operar a mediados de 2018.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****2.2.4.3 Ventajas**

1.- Este tipo de terminales suponen el menor coste de inversión (CAPEX) al constar únicamente de una planta de regasificación y unas instalaciones portuarias (jetty) para el amarre y descarga de buques carrier, que pueden ser existentes.

2.- En el caso de que la planta de regasificación sea offshore, tipo barcaza, representa el esquema de mayor flexibilidad de todos los planteados en este estudio. Minimiza los riesgos de inversiones hundidas y permite abordar los problemas derivados del fenómeno del Niño más inminentes, mientras da tiempo para decidir la alternativa definitiva más conveniente.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****2.2.4.4 Inconvenientes**

1.- Este tipo de terminal sólo proporciona gas natural cuando hay un carrier en el jetty. Al carecer de capacidad de almacenamiento permanente, este esquema no proporciona respaldo ante contingencias no programadas del sistema de producción y transporte.

2.- Este tipo de terminales están pensados como solución provisional, no a largo plazo. Sin embargo, la necesidad de instalar una planta de regasificación obliga a decidir de forma anticipada el esquema de terminal a largo plazo, ya que en caso de ser en tierra, cerraría las puertas a una opción FSRU.

3.- En caso de seleccionar una planta de regasificación flotantes tipo barcaza, hay que tener en cuenta que estas instalaciones son, desde el punto de vista tecnológico, desarrollos que no están suficientemente probados.

4.- Al carecer de almacenamiento en la planta de regasificación, la descarga del GNL hay que hacerla en base al caudal requerido para la capacidad de regasificación, lo que supone un vaciado muy lento y tiempos largos de descarga del carrier (una semana o más).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.5 Planta regasificación y almacenaje en tierra**

**2.2.5.1 Descripción del esquema tecnológico**

A.- Generalidades

Una terminal de regasificación de GNL con este esquema se caracteriza por tener sus instalaciones de almacenamiento y regasificación de GNL en una planta en tierra que se encuentra conectada con un jetty donde se efectúa la descarga de GNL desde buques carrier.

El jetty está equipado con los brazos de carga que permiten realizar la descarga de GNL de una forma segura, desde el manifold de conexiones del carrier a la tubería criogénica de descarga que lo transfiere a la planta, a lo largo de la distancia existente entre el jetty y la planta.

En la planta de tierra, el GNL que se descarga en el jetty se almacena en tanques con una tipología específica para contener el fluido en condiciones criogénicas. En el caso de la terminal de Buenaventura se trataría de un tanque con una capacidad de 170.000 m<sup>3</sup>. El GNL almacenado se extrae del tanque mediante las bombas verticales instaladas en el propio tanque y desde ahí se envía a la planta de regasificación, donde se encuentran los equipos y sistemas necesarios para regasificar el GNL e inyectarlo a la tubería de distribución de gas natural, gestionar el gas de boil-off generado en toda la instalación, así como los servicios auxiliares necesarios. En el caso de la terminal de Buenaventura, la planta de regasificación tendría una capacidad de 400 MPCD.

En la siguiente figura se indica un diagrama de proceso típico para esta configuración de planta:

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

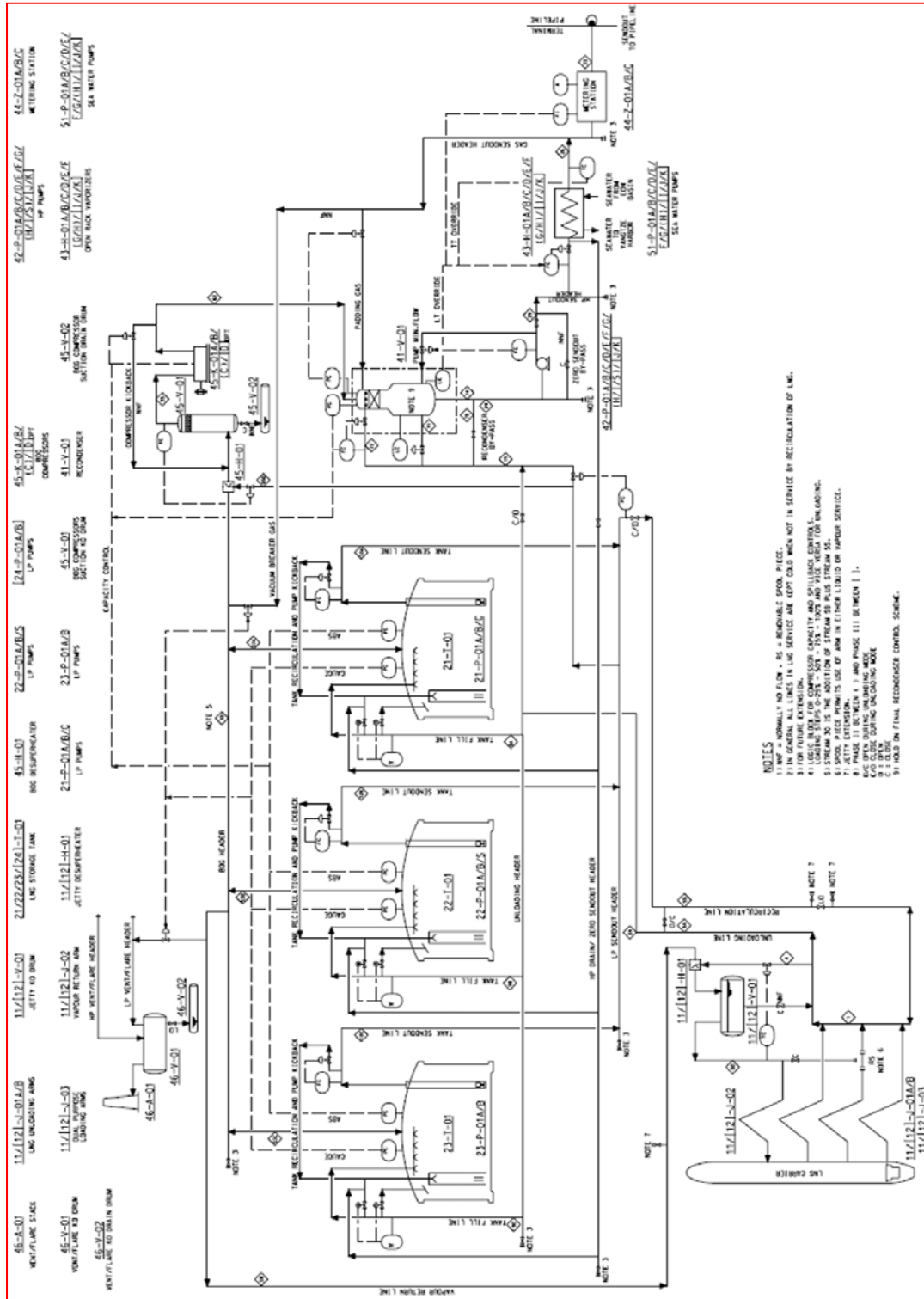


Figura: Diagrama de proceso de una planta regasificadora de GNL con almacenamiento en tierra

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

B.- Descarga de GNL en jetty desde buque carrier a planta de regasificación

El GNL se enviaría al tanque de almacenamiento en tierra desde un buque carrier. Una vez que el carrier se sitúe amarrado al jetty, descargaría el GNL a la línea de descarga que va hacia el tanque de almacenamiento mediante los brazos de descarga de GNL que se encuentran en el jetty.



Figura: Descarga de un carrier de GNL a tanques de almacenamiento de GNL

Los brazos de descarga disponen de rótulas o juntas rotativas articuladas que permiten al brazo realizar los movimientos necesarios para realizar las conexiones entre buque y tierra, teniendo en cuenta que el buque no es un sistema estacionario y por tanto está sometido a constantes e impredecibles movimientos causados por vientos, olas y corrientes. El brazo dispone, además de un contrapeso para reducir el peso muerto y la energía requerida para maniobrarlo, minimizando así los esfuerzos en el manifold del barco.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Figura: Brazo de descarga de GNL

La descarga del carrier de GNL tendrá una duración que dependerá del tamaño de los tanques del carrier y de la capacidad de las bombas de descarga del carrier, pero en general debería durar entre 12 y 15 horas. En el caso de la planta de Buenaventura, para un caudal de descarga típico de 12.000 m<sup>3</sup>/h, un buque de tamaño convencional, de unos 170.000 m<sup>3</sup>, tardaría unas 14 horas en descargar. Con estos caudales de descarga las velocidades del GNL en los brazos es alta (hasta 12 m/s como máximo). Para barcos de tamaño convencional un arreglo típico es instalar 2 brazos de 16". Para buques carrier más grandes, como el caso de los Q-Flex y Q-Max, serían de 20".

Además de los brazos de transferencia de GNL, hay que prever la instalación de un brazo de vapor para compensar el volumen de gas de boil-off desplazado durante el llenado de los tanques y mantener la presión en los tanques del carrier.

Para dar más fiabilidad a la terminal, se suele instalar adicionalmente un brazo que sirva tanto para la transferencia de líquido como de vapor (híbrido). Una configuración típica consta de:

- Dos brazos de líquido
- Un brazo de retorno de vapor
- Un brazo híbrido

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

La seguridad es la mayor preocupación durante la transferencia de GNL, dada la posibilidad de que se produzcan derrames, sobre todo durante las conexiones y desconexiones entre el barco y los brazos o durante las desconexiones de emergencia de los brazos. Por este motivo se dota a los brazos de descarga de GNL de sistemas que permitan realizar esas operaciones de forma segura, como son los acoplamientos de conexión / desconexión rápida (QCDC) y el sistema de desacoplamiento de emergencia (ERS)



Figura: Acoplamiento con QCDC de brazo de descarga de GNL (izda.) y sistema ERS (dcha.)

La línea de transferencia de GNL desde el jetty a los tanques de almacenamiento o línea de descarga es una tubería criogénica que suele ser de gran tamaño, hasta de 44". En su diseño hay que tener en cuenta la contracción térmica que sufren, así como la posibilidad de golpes de ariete por un cierre imprevisto de una válvula.

Hay dos esquemas posibles para la configuración de las líneas de descarga, bien una línea de gran tamaño para la descarga y una línea más pequeña para la recirculación o bien dos líneas de idéntico diámetro dimensionadas cada una para el 50% del caudal nominal de descarga.

Durante los períodos comprendidos entre dos descargas de carrier consecutivas, la línea de descarga debe mantenerse en frío. Para ello, tal y como se indica en el esquema de la siguiente figura, se deriva una pequeña cantidad de GNL desde la tubería de impulsión de las bombas de GNL del tanque de almacenamiento (bombas primarias) y se hace circular a través de la línea de descarga. En el jetty, esa fracción de GNL es derivada a una línea de pequeño diámetro y enviada nuevamente a la línea de impulsión de las bombas primarias.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

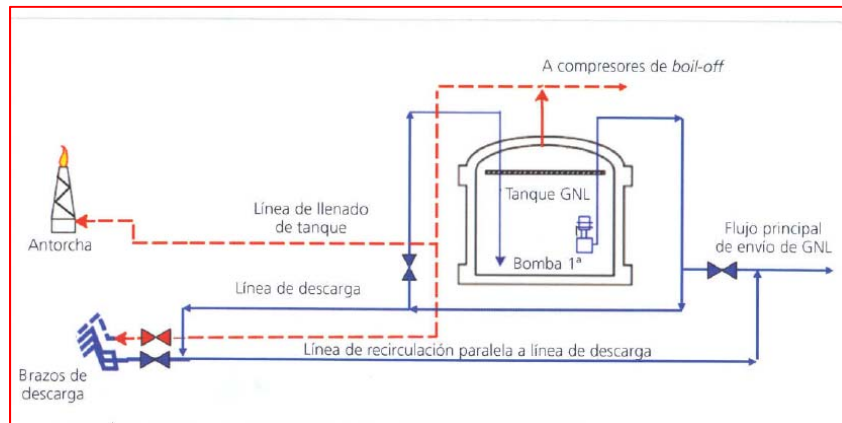


Figura: Esquema mantenimiento en frío línea de descarga

C.- Almacenamiento de GNL

Los tanques de almacenamiento de GNL son recipientes diseñados, desde el punto de vista mecánico para contener el GNL, es decir, asegurar su estanqueidad, soportar su peso, resistir las cargas hidrostáticas del líquido, soportar la presión del gas que corona sobre el líquido, resistir a los elementos externos y los acontecimientos excepcionales, como sismos. Desde el punto de vista térmico deben ser capaces de limitar las entradas de calor por conducción.

Para mantener el GNL en estado líquido y en condiciones criogénicas, los tanques de GNL se componen de tres elementos principales:

- El recipiente interno o contenedor primario, destinado a contener el GNL a temperatura criogénica: está construido en materiales que pueden trabajar en condiciones criogénicas, asegurando la estanqueidad (hormigón pretensado, acero aleado 9% Ni, aluminio, acero inoxidable)
- El aislante, que rodea totalmente el recipiente interno.
- El recipiente externo, que sirve para contener el aislante y que debe ser estanco a vapores de GNL y que incorpora funciones de contenedor secundario, en caso de rotura del recipiente interno.

Los tanques de almacenamiento de GNL pueden ser aéreos o estar contruidos bajo el nivel del suelo. Los tanques aéreos son los más extendidos, pero los tanques enterrados o semi-enterrados son muy apreciados desde el punto de vista medioambiental, al pasar más desapercibidos.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Figura: Tanque de almacenamiento de GNL aéreo (izda.) y enterrado (dcha.)

Dentro de los tanques de almacenamiento aéreo los más extendidos en los últimos años son los de contención total y los de membrana.

Los primeros son depósitos aéreos a presión atmosférica, con el recipiente interno autoportante, es decir, capaz de contener la carga hidrostática del GNL y el recipiente externo metálico o de hormigón pretensado. En los tanques de almacenamiento de contención total, el contenedor primario y el secundario forman juntos un sistema integrado de almacenamiento. El contenedor primario será un tanque cilíndrico de acero, con una concepción idéntica a la de cualquier depósito para almacenamiento de líquido, es decir, debe ser estanco, soportar el peso del líquido, su presión hidrostática y eventualmente un posible vacío. El techo puede estar unido a la pared lateral, es decir, ir equipado con su propia cúpula y contener los vapores o bien realizado con chapa metálica y suspendido del depósito exterior mediante tirantes de acero.

El contenedor secundario, por su parte, debe ser también autoportante, de hormigón o de acero y disponer de su propia cúpula, contener los vapores, en caso de que el contenedor primario no tenga cúpula, soportar el aislamiento y en caso de fuga del contenedor primario, contener el líquido y permanecer estanco.

Los tanques aéreos tipo membrana, que se fabrican con las técnicas de los buques carrier, consisten en una delgada chapa de acero que hace las funciones de contenedor primario y un tanque de hormigón, con el que forma una estructura que servirá para la contención de líquido. En este tipo de depósitos, el recipiente interno es una membrana delgada de acero que asegura la estanqueidad y transmite la presión del líquido a la estructura resistente, construida por un muro de hormigón pretensado. El espacio de aislamiento está barrido por un débil caudal de nitrógeno cuyo análisis permite controlar la integridad de la membrana.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

El aislamiento térmico permite limitar la entrada de calor al interior del tanque. Se utilizan diferentes materiales aislantes en las distintas partes del tanque. Así, para el aislamiento del espacio anular entre los tanques interior y exterior de los tanques de contención total se suele utilizar la perlita, materia volcánica expandida de aspecto granular, mientras que en los tanques de membrana se utiliza una espuma de PVC rígida que permite también transmitir la presión del líquido al tanque exterior de hormigón.

Para el aislamiento del techo suspendido se emplea lana de vidrio y materias plásticas expandidas.

El aislamiento del fondo presenta una dificultad particular y es que el material debe soportar el peso del recipiente interno y del líquido almacenado. Normalmente se emplean ladrillos de foamglass (vidrio celular) incombustibles, estancos al agua y que resisten bien la compresión.

Los tanques de almacenamiento de GNL como elementos integrantes de una terminal se encuentran unidos al resto de instalaciones por una serie de tuberías y conducciones. Por razones de seguridad, en los tanques construidos actualmente, todas las tuberías de entrada y salida penetran en el tanque interior a través de la cúpula. Los tanques disponen además de instrumentación para medida de nivel del líquido almacenado, medidas de temperatura repartidas a distinto nivel del aislamiento y de presión, además de válvulas de seguridad y válvulas rompedoras de vacío. La densidad de la columna de líquido es controlada para detectar variaciones anormales que pudieran provocar fenómenos de estratificación de líquido no deseado.

D.- Regasificación de GNL

Una vez que el GNL es almacenado en los tanques, se inicia el proceso de regasificación. El vaciado de los tanques se realiza a través de unas bombas instaladas en el propio tanque, denominadas bombas primarias, sumergidas en el líquido e instaladas en los denominados pozos de bombas, que succionan el GNL por el fondo del tanque, mediante las válvulas de pie que se abren por el propio peso de la bomba. La columna o pozo de bomba sirve como guía para su instalación y también como tubería de impulsión hasta la conexión de salida situada en la cúpula del tanque.

En la columna o pozo se alojan también los cables eléctricos que alimentan al motor, los cables de instrumentación y los cables de izado que permiten extraer la bomba por la cúpula para su mantenimiento.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

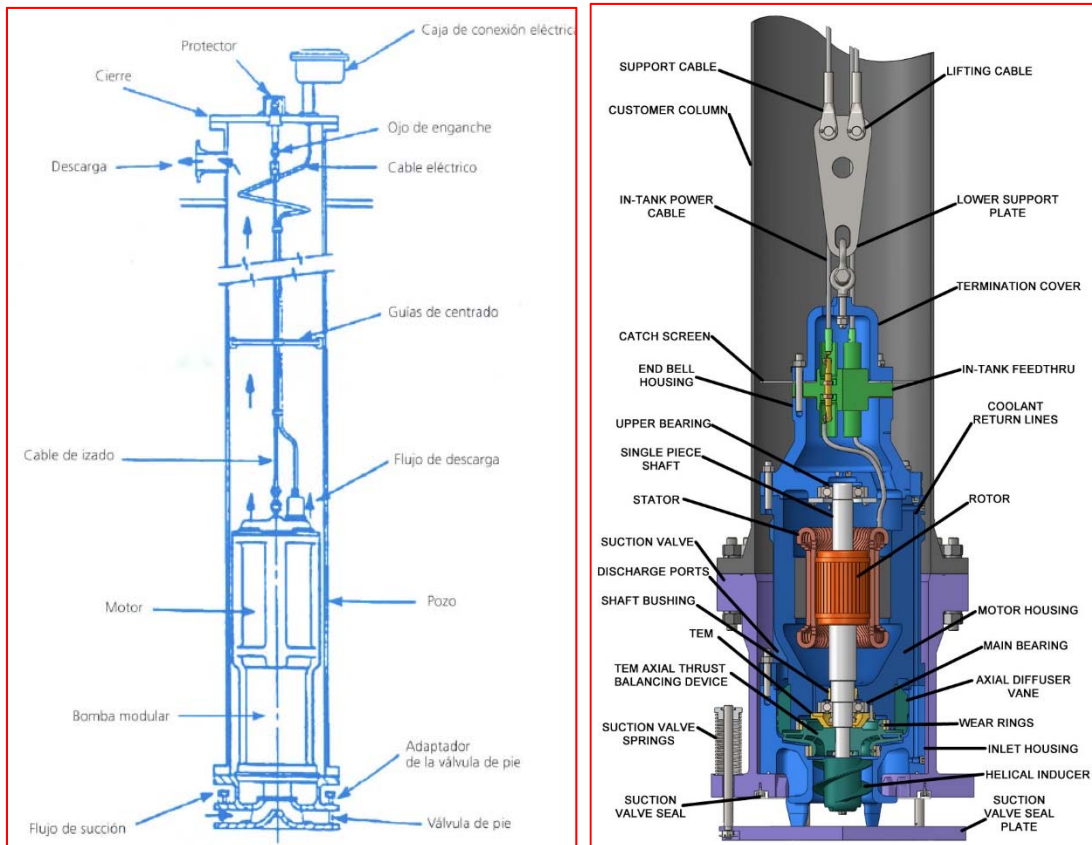


Figura : Montaje y detalles de bomba primaria de GNL

Mediante las bombas primarias se extrae el GNL de los tanques y se envía a la planta de regasificación, próxima a los tanques de GNL y que incluiría los siguientes equipos o unidades:

- Bombas de alta presión de GNL para elevar la presión del gas natural a la presión del gasoducto.
- Equipos para la regasificación o vaporización del GNL y para la medida del caudal de gas natural que se inyecta al gasoducto.
- Equipos para el procesado del gas de boil-off (BOG) generado en los tanques del FSU y en toda la terminal, incluyendo compresores de BOG, relicuador y una antorcha criogénica.
- Sistemas de control y seguridad del proceso.
- Sistemas de detección y extinción de incendios.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Servicios auxiliares: para la operación se requiere energía eléctrica, así como nitrógeno, aire comprimido y agua para suministro a los edificios.

Una vez que el GNL se extrae del tanque de almacenamiento impulsado por las bombas primarias, pasa a través del relicuador de BOG y se envía a la aspiración de las bombas de alta presión de GNL, o bombas secundarias, donde se eleva la presión hasta el valor requerido para asegurar la inyección del gas natural en el gasoducto, alrededor de los 100 barg. Se trata de bombas verticales con el motor sumergido en GNL que se instalan en recipientes con conexiones para la tubería de aspiración y de descarga, así como para el cableado eléctrico. La razón por la que se prefiere este tipo de bombas es porque al estar el conjunto bomba y motor metido en un recipiente se minimizan las posibilidades de fugas de GNL al exterior.

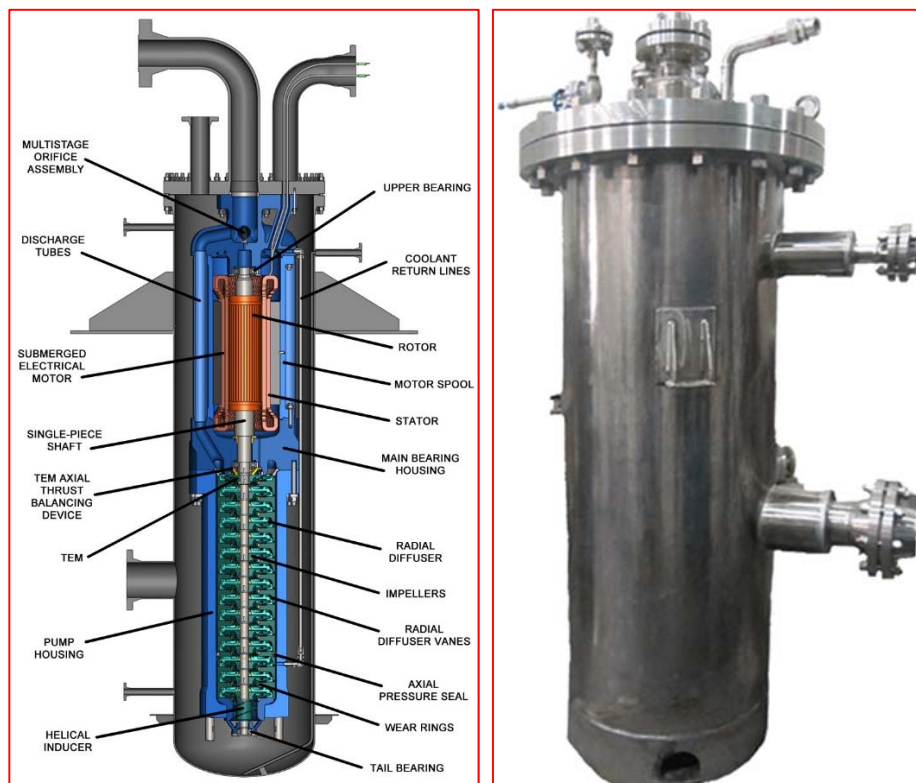


Figura: Bombas de alta presión de GNL montadas en recipiente

Desde las bombas de alta presión se impulsa el GNL hasta los vaporizadores. En estos equipos el GNL es regasificado al recibir el aporte de energía necesaria para pasar de las condiciones de líquido criogénico a unos  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ , a gas a unos  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Para transferir esa energía al GNL y vaporizarlo se emplea un fluido que se encuentra a las condiciones necesarias y que varía según la tecnología de vaporización seleccionada.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Dado que las terminales de GNL se localizan en la costa, el fluido empleado para la vaporización del GNL puede ser el agua de mar, tanto por disponibilidad como por que su temperatura lo permite. En este caso, la tecnología a emplear serían los vaporizadores de tipo Open Rack (ORVs). En estos equipos, el GNL entra por el fondo a través de un cabezal de distribución y circula hacia la parte superior a través de unos paneles de tubos verticales, mientras que el agua de mar entra por la parte superior del equipo y cae sobre la superficie exterior de los paneles de tubos por los que circula en GNL, vaporizándolo. El gas natural vaporizado sale por la parte superior y se envía a la tubería de distribución de gas natural. El agua de mar de salida se recoge por la parte inferior y se retorna a una temperatura más baja. Un arreglo típico de ORV se muestra en la siguiente figura.

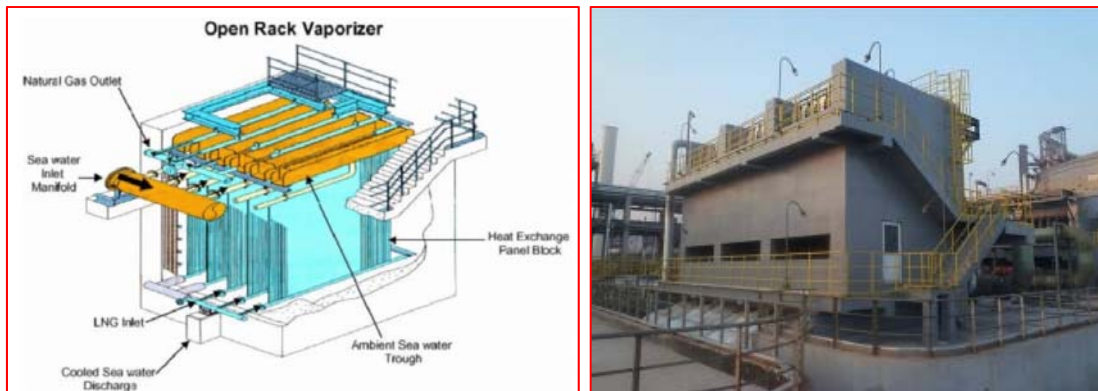


Figura: Esquema de funcionamiento y arreglo de vaporizador de agua de mar, tipo ORV

La vaporización de GNL con agua de mar es una tecnología probada, aproximadamente el 70% de las plantas regasificadoras utilizan este tipo de equipos. Las únicas limitaciones que puede tener la utilización del agua de mar para vaporizar el GNL serían por una parte debido a que el agua de mar tenga una temperatura muy baja y llegue incluso a congelarse y por otra parte, de carácter medioambiental debido al posible impacto ecológico que podría tener el hecho de retornar agua de mar a una temperatura más baja en la flora y fauna marina.

La tecnología de vaporización con agua de mar mediante ORVs podría ser, aparentemente, la más recomendable para la terminal de Buenaventura, dadas las condiciones de temperatura del agua en el puerto de Buenaventura. En caso de no ser posible el empleo de agua de mar por cuestiones medioambientales, habría que seleccionar otra tecnología de vaporización, que se ajuste a las posibilidades de la planta.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Los vaporizadores de combustión sumergida (SCVs), que operan en casi un 20% de las plantas regasificadoras, emplean el calor generado en la combustión del gas natural para proporcionar la energía necesaria para vaporizar el GNL, que circula a través de unos tubos sumergidos en un baño de agua que se calienta con la combustión.

Conlleva una pequeña merma en la producción de gas natural, al emplear parte del GNL vaporizado en la combustión y también una fuente de emisiones.

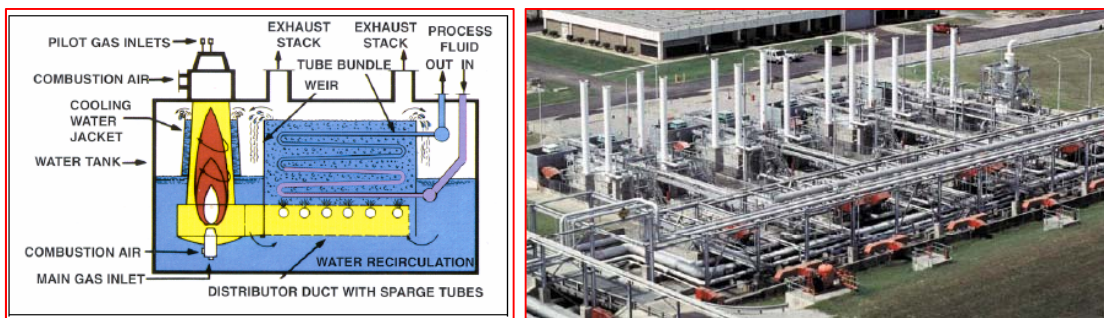


Figura: Esquema de funcionamiento y arreglo de vaporizador tipo SCV

Existen otras tecnologías de vaporización como la que emplea para vaporizar el GNL una mezcla de agua con glicol, para evitar la congelación de ésta. El agua glicolada (GW) se pone en contacto con el GNL en vaporizadores de carcasa y tubos (STV) y circula en un circuito cerrado, necesitando otro fluido para calentarse de nuevo. Este fluido puede ser aire, dependiendo de la localización geográfica de la planta. Esta tecnología no supone ninguna emisión ni tendría impacto ambiental, pero requieren un área muy extensa para su instalación y conlleva un elevado consumo energético.

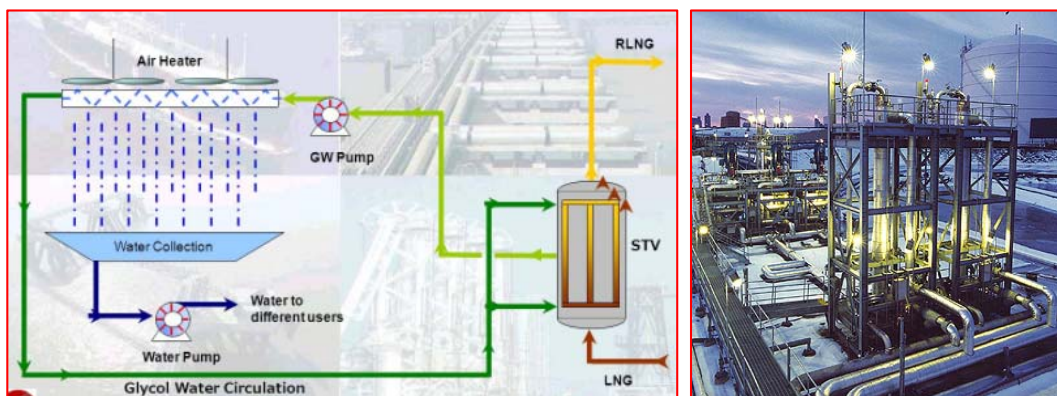


Figura: Esquema de vaporización con Agua Glicolada (izda.) y vaporizadores STV (dcha.)

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Otra tecnología de vaporización es la que emplea agua de mar pero que debido a las bajas temperaturas de la misma no puede ser empleada para vaporizar directamente el GNL, sino que necesita un fluido intermedio (IFV) para vaporizar el GNL, como el propano, que intercambia calor con el agua de mar. El inconveniente de esta tecnología es que requiere el manejo de un fluido adicional inflamable, como el propano.

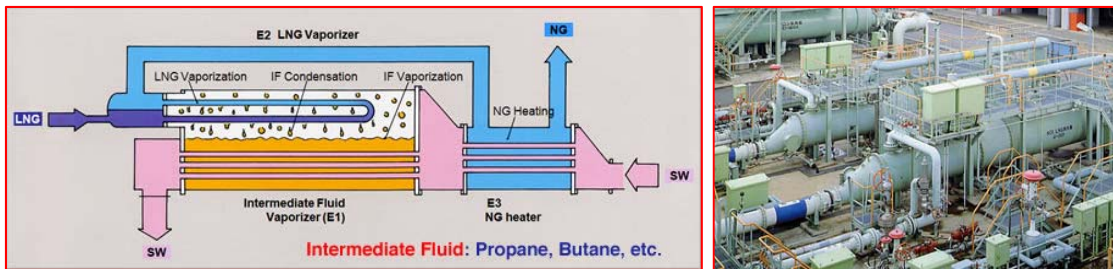


Figura: Esquema vaporización con fluido intermedio (izda.) y vaporizadores IFV (dcha.)

Los vaporizadores ambientales, por su parte, vaporizan el GNL con ayuda del calor ambiental. El GNL circula a través de unos tubos que se ponen en contacto directamente con el aire. Esta es una fuente inagotable y gratuita de calor, pero depende de las variaciones en las condiciones climatológicas, necesita una gran superficie de contacto y por lo tanto, mucho terreno para la instalación y además es una tecnología probada para terminales de pequeña escala, pero no para la capacidad requerida para la terminal de Buenaventura.

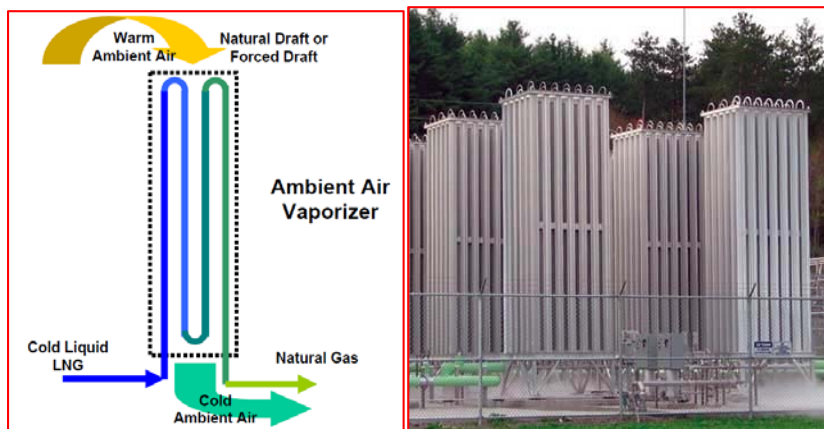


Figura: Esquema vaporización ambiental (izda.) y vaporizadores ambientales (dcha.)

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

E.- Inyección de gas natural en el gasoducto.

Una vez regasificado, el gas natural es inyectado en la tubería de distribución o gasoducto. El caudal de gas inyectado se mide mediante una estación de medición fiscal que cuenta con caudalímetros de alta precisión y también es analizado mediante un cromatógrafo para determinar su poder calorífico.

En los países que así lo requiera la reglamentación, deberá ser odorizado antes de su inyección en el gasoducto, para lo cual se le añade el compuesto organosulfurado THT (Tetrahidrotiofeno), aunque también se le puede añadir mercaptanos.



Figura: Estación de medida de gas natural (izda.). Equipo dosificación odorizante (dcha.)

F.- Gestión del BOG producido en la terminal.

El gas de boil-off (BOG) generado en los tanques de almacenamiento debido a la ganancia térmica (heat in-leak) supone entre un 0.05 y un 0.1% del volumen almacenado por día, según el tipo de tanque. Ese gas, se recoge junto con el que se genera en las bombas de GNL primarias y secundarias, debido al calor transferido por los motores y se envía a los compresores de BOG. Estos son compresores alternativos multietapa, en los que el BOG se comprime y se envía al relicuador, equipo en el que se pone en contacto el BOG comprimido con una corriente de GNL de la impulsión de las bombas primarias.

Como resultado del contacto gas-líquido que tiene lugar en el relicuador, el gas de boil-off se relicúa y la corriente de GNL obtenida se envía a la aspiración de las bombas de alta presión de GNL.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

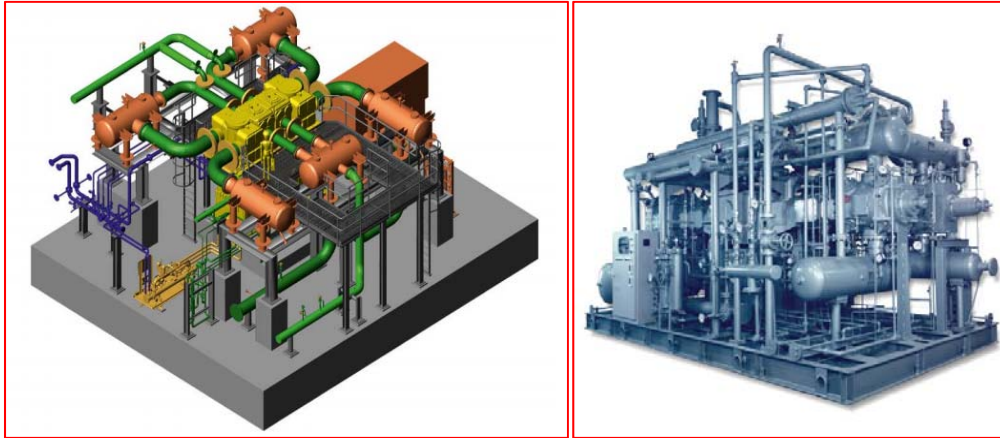


Figura: Compresor de BOG. Proyección y equipo instalado

Cuando haya un carrier de GNL en el jetty descargando hacia un tanque de almacenamiento de GNL, parte de los vapores (BOG) desplazados en el tanque por el líquido que entra deben ser retornados al carrier, para mantener la presión en sus tanques y el exceso de BOG se envía a los compresores de BOG.

Los equipos que gestionan el BOG, compresores y relicuador, se dimensionan para el caso de operación de la terminal que genera una mayor cantidad de BOG. No obstante, el exceso de BOG que no pueda ser tratado en la planta deberá ser enviado a una antorcha, a la que se enviaría cualquier venteo o descarga de gas natural.

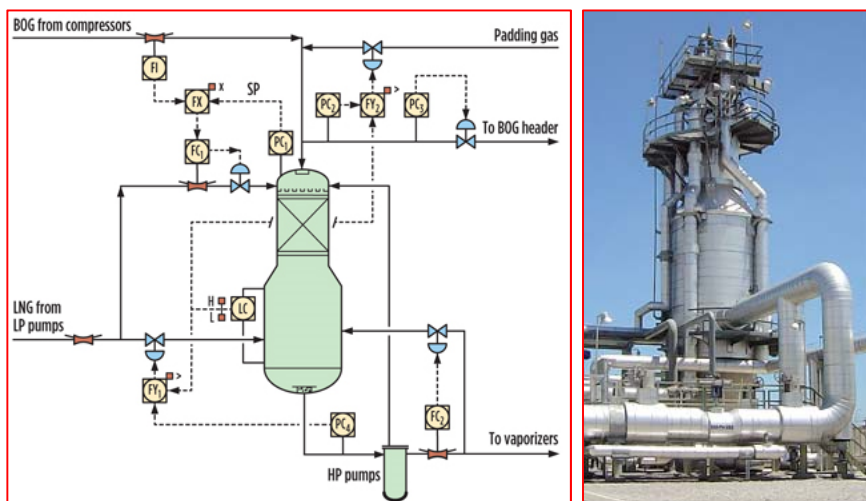


Figura: Relicador de BOG: esquema de proceso y equipo instalado.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

G.- Servicios Auxiliares

En cuanto a los servicios auxiliares, en primer lugar indicar que se requiere energía eléctrica para accionar los motores de los equipos, suministro a edificios, alumbrado, etc. Esta energía puede ser importada o generada en el sitio, por medio de generadores diésel, lo que aumentaría considerablemente el coste de la inversión necesaria, pero también permite a la terminal ser autónoma ante la posibilidad de cortes en el suministro.



Figura: Motores diésel para generación de energía eléctrica

Por otra parte, la terminal tendrá un consumo relevante de nitrógeno, sobre todo en la operación de drenaje de los brazos de descarga de GNL en el jetty tras la finalización de la descarga. El suministro de nitrógeno puede obtenerse mediante una sencilla instalación con un tanque de almacenamiento de nitrógeno líquido y vaporizadores ambientales de nitrógeno, que supone una inversión menor, siempre que exista disponibilidad de nitrógeno líquido en las proximidades de Buenaventura. En caso contrario deberá preverse la instalación de una unidad de generación de nitrógeno a partir del aire atmosférico, de tecnología de membranas o de tipo PSA (pressure swing adsorption).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Figura: Unidad de vaporización de N<sub>2</sub> líquido frente a planta de obtención de N<sub>2</sub> tipo PSA

La planta necesita, además, aire comprimido para la operación (válvulas e instrumentos neumáticos) así como aporte de agua a los edificios.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

2.2.5.2 Datos técnico/económicos relevantes del esquema

A.- Situación actual de las terminales onshore

A Enero de 2017 había unas 93 terminales de regasificación de GNL onshore de gran escala (más de 1 MTPA de capacidad), con una capacidad de regasificación total instalada de aproximadamente 715.4 MTPA. El 82% de las terminales de regasificación son onshore.

En el año 2016, hasta Enero de 2017 incluido hubo un incremento de 20.1 MTPA

Las terminales de regasificación están presentes en 34 países, situándose la mayor concentración de terminales en la región de Asia-Pacífico.

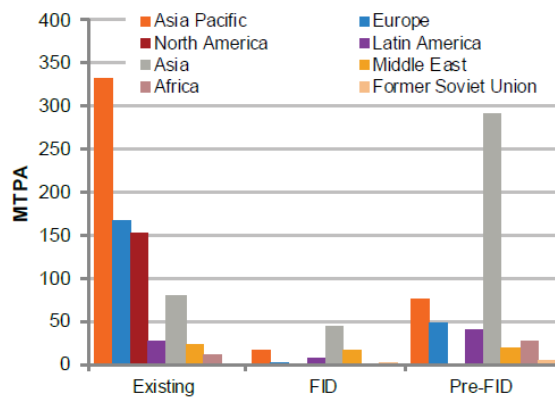


Figura: Capacidad de Regasificación por regiones a Enero de 2017.

Fuente: IGU. World LNG Report 2017

En los últimos 15 años, el número de países con capacidad de regasificación de GNL se ha triplicado. El bajo precio del GNL ha hecho crecer la demanda en países como India o China.

Por países, el principal importador de GNL es Japón, con 26 terminales onshore y 197 MTPA de regasificación instalados, que suponen un 25% de la capacidad total mundial de regasificación y tiene una nueva terminal en construcción (Soma). Le sigue Corea del Sur, con 6 terminales y 101 MTPA de capacidad de regasificación

En 2016 tres nuevas plantas regasificadoras onshore entraron en operación en Japón (Hitachi), China (Guangxi Beihai) y Polonia (Swinoujscie), de un total de cuatro nuevas terminales en todo el año. En Enero de 2017 iniciaron su operación comercial las terminales de Dunkerque (Francia) y Boryeong (Corea del Sur).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

A Enero de 2017, había en construcción el equivalente a un total de 65.6 MTPA de capacidad de regasificación onshore, incluyendo 13 nuevas terminales y 4 expansiones de terminales existentes.

En cuanto a almacenamiento de GNL, a Enero de 2017 se habían alcanzado un volumen total de GNL almacenado de 59 millones de metros cúbicos (mmcm), con un promedio de 524.000 m<sup>3</sup> por terminal. De la capacidad total de almacenamiento de GNL instalada en el mundo, el 42% se localiza en la 20 mayores terminales del mundo, de las cuales 13 están en Asia.

La terminal con mayor capacidad de almacenamiento es la de Pyeong-Taek, en Corea del Sur, con 3.36 mmcm, seguida de la de Samcheok, también en Corea del Sur con 1.8 mmcm. Fuera de Asia, la mayor capacidad de almacenamiento de GNL está en la terminal de Dunkerque, en Francia, con 570.000 m<sup>3</sup>.



Figura : Terminal de GNL de Dunkerque (Francia)

Según las fuentes consultadas, la tendencia actual es que crezca la capacidad de almacenamiento en mercados existentes del GNL, especialmente en Asia y que disminuya en nuevos mercados, en favor de FSRU's.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

B.- Construcción de una terminal con almacenamiento en tierra.

La construcción de una terminal de regasificación onshore con tanques de almacenamiento puede durar entre 36 y 40 meses, dependiendo de la localización geográfica, el número y tipo de tanques de GNL, la necesidad o no de acometer obras de infraestructura portuaria y de la disponibilidad o no de infraestructuras logísticas y mano de obra cualificada.

Para acortar los plazos de construcción que pudieran estar condicionados por las características del entorno donde se va a construir la planta (clima, línea de costa, escasez de materiales de cantera, falta de mano de obra cualificada, etc.) se puede recurrir a estrategias de construcción que actualmente se vienen empleando en algunos proyectos de plantas de GNL, entre las cuales se pueden citar:

- Modularización
- Obra marina a base de cajones flotantes
- Uso de encofrados deslizantes en la construcción de tanques de GNL

En cuanto a los costes de construcción de una planta de regasificación de GNL, cabe decir, que en términos de CAPEX, han crecido significativamente en los últimos 5 años. Según las fuentes consultadas, el coste promedio en los proyectos de las nuevas plantas onshore finalizadas en 2016, en términos de capacidad de regasificación, fue de 334 USD por tonelada de GNL (basado en una movilización de tres años), un dato significativamente mayor que en 2015, en el que fue de 242 USD por tonelada de GNL. Este incremento se debe, en parte a la mayor capacidad de almacenamiento instalada en los últimos proyectos, ya que la capacidad de almacenamiento por unidad de regasificación ha aumentado.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.5.3 Ventajas**

1.- Las terminales con tanques de GNL proporcionan gran capacidad de almacenamiento. Disponer de almacenamiento de GNL supone una ventaja estratégica de cara a las variaciones en los precios y permite una mayor independencia energética frente a posibles situaciones de inestabilidad en los países exportadores. Los almacenamientos en tierra responden a las necesidades del negocio de GNL en su modalidad “baseload” (almacenamiento de base), es decir, el destinado a paliar las irregularidades en el aprovisionamiento o en el consumo, o ambas a la vez.

2.- Las terminales de GNL con almacenamiento onshore permiten una ampliación de las capacidades tanto de almacenamiento como de regasificación, generalmente más sencillas de abordar que en el caso de la opción FSRU, donde están limitadas, respectivamente, al tamaño de los tanques y a la capacidad de los equipos instalados en el buque y una ampliación bien de capacidad almacenamiento, bien de capacidad de regasificación, siempre requiere un buque adicional.

3.- Las terminales de regasificación en tierra tienen mayor disponibilidad (99.5% o mayor). En situaciones meteorológicas adversas, las terminales de regasificación con almacenamiento en tierra proporcionan un suministro estable de gas natural frente a la opción FSRU, que presenta limitaciones de operación en situaciones de fuerte oleaje, viento o corrientes. Los tanques de almacenamiento en tierra se diseñan para resistir a los elementos externos y los acontecimientos excepcionales, como seísmos.

4.- Las terminales de regasificación en tierra y los tanques de almacenamiento de GNL incluyen tecnologías suficientemente desarrolladas y probadas, con altos niveles de seguridad en la operación.

5.- La construcción de una terminal de GNL con tanques de almacenamiento en tierra supone un impacto positivo desde el punto de vista económico en la zona donde tiene lugar. No solo directo por la necesidad de mano de obra y suministros, trabajos en talleres, etc. sino también indirecto por la presencia de un número elevado de trabajadores foráneos.

6.- Las terminales de regasificación en tierra son plantas que en proyectos de largo plazo de operación suponen unos menores costes de operación (OPEX) que las alternativas FSRU/FSU

7.- Las terminales de regasificación en tierra permiten seleccionar la tecnología de vaporización más conveniente en función de las condiciones de cada emplazamiento.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.2.5.4 Inconvenientes**

1.- El coste de inversión (CAPEX) de una terminal de regasificación con almacenamiento en tierra es sensiblemente superior que el de una terminal FSRU/FSU. Si el modelo de negocio de una terminal de GNL responde más a la necesidad del “peak shaving” o decrestamiento de picos de consumo que al almacenamiento de base o “base load” es muy difícil que se justifique la elevada inversión y el elevado plazo de entrega que requiere una terminal con almacenamiento y regasificación en tierra.

2.- En aquellas regiones donde el mercado del GNL no esté ya muy desarrollado o en proyectos a corto plazo no se justifica la elevada inversión que supone la construcción de tanques de GNL en tierra, frente a las alternativas FSRU/FSU.

3.- De todas las alternativas para una terminal de GNL, la planta con almacenamiento en tierra es la que más terreno requiere.

4.- La construcción de terminales con almacenamiento en tierra requiere grandes cantidades de áridos de cantera para la fabricación de hormigón.

5.- Este tipo de plantas provocan un gran impacto visual, debido al gran tamaño de los tanques de GNL y tienen escasa aceptación social, debido al efecto NIMBY (Not In My Back Yard).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### 2.3 Recomendación del mejor esquema tecnológico

Según lo indicado en los apartados anteriores todas las opciones posibles de esquemas tecnológicos para la nueva Planta de Regasificación en Buenaventura incorporan ventajas e inconvenientes desde el punto de vista estratégico. Existen además condicionantes particulares que aplican al propio emplazamiento, situación climatológica, disponibilidad de fuentes alternativas de gas natural, etc..

Para establecer una recomendación de la opción tecnológica de la futura nueva Planta de Regasificación en la Bahía de Buenaventura se indican, de forma resumida, las siguientes consideraciones:

- Bajo circunstancias normales (sin fenómeno El Niño), y tal como se indica en el apartado 2.1.2 de este entregable, hasta el año 2023 Colombia es autosuficiente en gas natural. Sus producciones en los diferentes campos de gas son suficientes para abastecer la demanda del sector Residencial, Comercial, Petroquímico, Industrial, Transporte Vehicular, Termoeléctrico y Petrolero. Este escenario se basa en el alto porcentaje de capacidad de generación eléctrica en el sector hidráulico.

**Tabla 1: Capacidad instalada por tecnología/recurso**

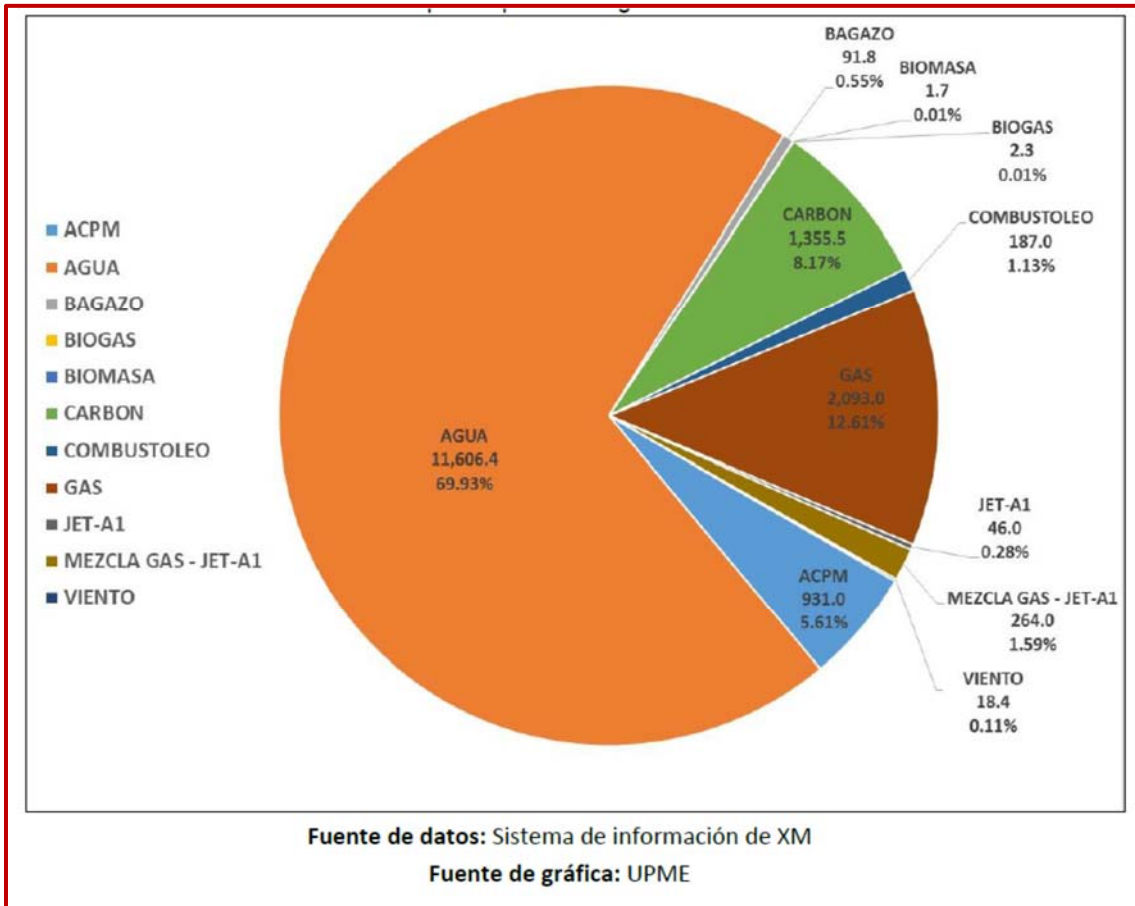
Tecnología/Recurso	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Capacidad Efectiva Neta [%]
ACPM	931.0	5.61%
AGUA	11,606.4	69.93%
BAGAZO	91.8	0.55%
BIOGAS	2.3	0.01%
BIOMASA	1.7	0.01%
CARBON	1,355.5	8.17%
COMBUSTOLEO	187.0	1.13%
GAS	2,093.0	12.61%
JET-A1	46.0	0.28%
MEZCLA GAS - JET-A1	264.0	1.59%
VIENTO	18.4	0.11%
<b>Total general</b>	<b>16,597.0</b>	<b>100.00%</b>

Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de tabla: UPME



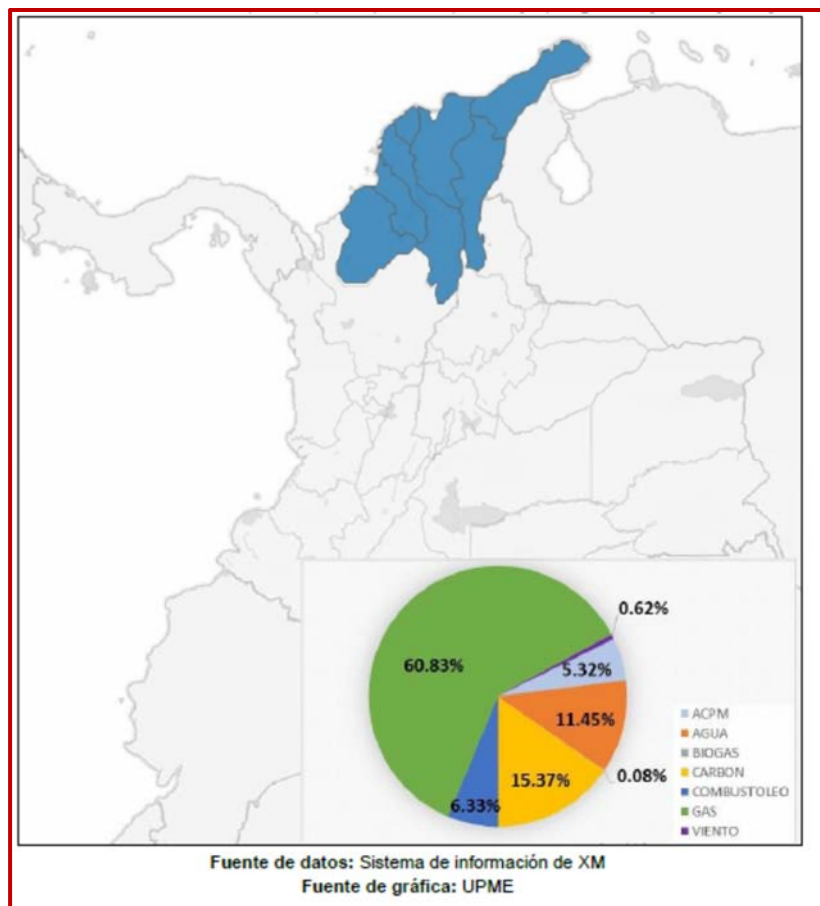
**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



- El fenómeno El Niño cambia el escenario de forma apreciable y de forma estacional
  - o Implica una reducción significativa de las precipitaciones por lluvia y en consecuencia merma la capacidad de generación hidráulica
  - o El fenómeno El Niño generalmente ocurre entre los meses de Diciembre y Abril, aunque su duración puede ser mucho mayor. El 5 de Marzo de 2015 el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) declaró la condición débil del fenómeno El Niño, en agosto lo actualizó a moderado y en octubre adquirió la característica de fuerte. Finalmente el 13 de Julio de 2016 el IDEAM reporta condiciones de neutralidad dando por finalizado el fenómeno El Niño. (fuente: UNGRD - Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres)
  - o El fenómeno del Niño no aparece todos los años. Es difícil de predecir. Sin embargo los Institutos de predicción meteorológica pueden anticiparlo aproximadamente 3 o 4 meses antes de que se manifieste con cierta fuerza.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- El sector termoeléctrico localizado próximo al Caribe ya dispone de una planta de Regasificación (FSRU) en Cartagena para paliar en cierta medida el fenómeno del Niño la próxima vez que aparezca. Una gran capacidad instalada en generación eléctrica por gas se encuentra situada en los departamentos del Norte-Este de Colombia, próximos al futuro suministro del FSRU de Cartagena.



- Existe la posibilidad de que se confirmen nuevos yacimientos de gas natural en Colombia (principalmente offshore) en el medio/largo plazo lo que disminuiría la criticidad de un nuevo suministro de GNL. Es preciso indicar que UPME actualiza de forma regular sus predicciones de oferta y demanda de Gas natural, en función de la confirmación de reservas, evolución de la economía y predicción de consumo de los diferentes sectores, posibilidad de nuevos fenómenos El Niño, etc... y determina la fecha en la que se hace necesario la nueva Planta de Regasificación. Esa fecha se ha ampliado según los últimos

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

estudios. La aparición de nuevos yacimientos offshore podría tener un impacto significativo en esa fecha.

- Siempre se debe considerar la opción más económica para el futuro contribuyente
- Se debe considerar la opción más flexible y escalable en su CAPEX para acomodar los escenarios de oferta y demanda futuros, siempre garantizando una capacidad de oferta que permita garantizar el suministro en las situaciones que se demande pero sin gravar de forma significativa una capacidad instalada infrautilizada.
- Solo se deben considerar opciones suficientemente probadas en el mercado de GNL y con un número de instalaciones similares en otras localizaciones que permitan transmitir confianza y disponibilidad según lo requerido.
- Puede considerarse la opción de carga de cisternas de GNL para abastecer a poblaciones a las que no llega el gas natural por gasoducto, hasta que se materialicen las infraestructuras necesarias de gasoducto. Esta opción puede considerarse desde un principio o dejar la instalación preparada para acometer las modificaciones cuando se decida con la mínima interrupción del servicio.

Uno de los principales criterios para decidir el tipo de instalación reside en la orientación estratégica a futuro, que puede resumirse según dos esquemas:

### A.- Infraestructura fija y permanente

Se crearía una estructura permanente de regasificación con emisión regular, que no debería estar infrautilizada.

En esta opción se maximizaría el número de instalaciones en tierra, con el objetivo final de disponer de una Planta de Regasificación permanente onshore. Las etapas para llegar a esta infraestructura podrían ser los siguientes:

- Planificar la construcción de una Planta de tierra completa desde el principio.
- Planificar la construcción de instalaciones de regasificación en tierra con almacenamiento en buque FSU. Este esquema tendría como resultado final la Planta de tierra completa, pero podría acortar los tiempos de disponibilidad de gas regasificado ya que la construcción de los tanques de GNL (contención total) suele ser el camino crítico de construcción. Mientras se procede a la construcción de los tanques la Planta estaría suministrada con GNL desde el FSU, que se considera una instalación temporal. A este esquema de implantación se ha denominado “fast-track”

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

(por disponer de gas regasificado en breve plazo), y ha sido utilizado en varias localizaciones, como el caso de Mejillones (Chile).

- Planificar la construcción de instalaciones de regasificación en tierra con almacenamiento en buque carrier. La opción es similar a la anterior, aunque no hay instalaciones operativas que sirvan de referencia.

Todos estos esquemas requieren más tiempo de ejecución y establecen unos costes hundidos (sunk costs) de inversión que no son posibles de recuperar en el caso que aparezcan nuevos yacimientos de gas en Colombia.

Igualmente la utilización de la terminal no tendría gran regularidad ya que Colombia dispone de abundante energía de origen hidráulico, de origen renovable.

Las instalaciones en tierra suelen establecerse en países que requieren un alto almacenamiento de energía por cuestiones estratégicas con escasos o inexistentes yacimientos de gas, como el caso de España, Francia, Japón, Corea del sur, etc....

B.- Instalaciones flexibles y móviles.

Esta opción conduce al esquema de un FSRU, que puede tener varias variantes, según la logística de suministro o la tipología del atraque:

- Modalidad FSRU "Empty and Leave"
- Modalidad FSRU "permanente estacional"
- Atraque único conectado a tierra por pasarela con transferencia de GNL ship-to-ship
- Atraque doble conectado a tierra por pasarela con transferencia de GNL vía brazos/mangueras
- Atraque único tipo isla con gasoducto submarino hasta tierra
- Atraque doble tipo isla con gasoducto submarino hasta tierra.

Los FSRU están considerados como una opción más económica a las instalaciones permanentes de tierra. El mercado de los FSRU está en alza y hay opción de FSRU con disponibilidad en plazo reducido.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**2.3.1 Conclusión**

Según lo indicado en el anterior apartado, y en lo expuesto en los capítulos correspondientes a las ventajas e inconvenientes de cada una de las opciones tecnológicas se considera que la mejor opción para acometer el suministro de 400 MPCD gas natural a gasoducto desde Buenaventura y disponer de un almacenamiento de 170.000 m3 de GNL sería un FSRU en sus diferentes opciones de logística y tipología de atraque.

Con vistas a la futura licitación por parte de inversionistas para esta instalación se considera que la mejor opción es dejar establecida la tipología de Planta de Regasificación a FSRU, pero permitiendo que se aporten variantes y soluciones constructivas de atraque que mejor acomoden los requisitos del tráfico marítimo del puerto y minimicen costes de atraque de buques.

La opción de logística de suministro de GNL, bien sea por buque carrier manteniendo el FSRU atracado en su posición de forma permanente o permitiendo la ausencia del FSRU durante un número determinado de días para recarga de sus tanques de GNL a Planta de Licuación puede quedar abierta a propuestas de inversionistas siempre que se garanticen los requisitos de confiabilidad y abastecimiento que se identifican como necesarios para asegurar la continuidad y seguridad en el suministro de gas natural en el país según lo establecido en el Decreto 2345 de 2015.

Una mayor ausencia del FSRU en épocas en las que se considere no necesario (ausencia de fenómeno El Niño, o exceso de oferta de gas natural por yacimientos nacionales de Colombia) podría establecerse en los acuerdos con el inversionista, que podría dedicar el FSRU a otras instalaciones temporales o a transporte de GNL, y podría revertir en ahorros puntuales para la tarifa establecida por el mercado regulatorio.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****3 CARACTERÍSTICAS DEL ÁMBITO DE PROYECTO****3.1 Introducción**

El objeto de este análisis es la descripción del contexto geográfico de la Bahía de Buenaventura, incluyendo las principales características del medio físico y socioeconómico de interés para el diseño, construcción y operación del terminal GNL.

En esta fase del estudio, se realiza una descripción general de las características a partir del análisis de la información disponible (véase en el capítulo 6 una relación de la bibliografía consultada), que habrá de servir para la posterior definición de bases de diseño del proyecto y para la delimitación de los polígonos de ubicación preferencial del futuro terminal.

Esta descripción estará, en una fase posterior del presente estudio, complementada por un conjunto de mapas temáticos compatibles con el Sistema de Información Geográfica de la UPME (a incluir en el Entregable 3).

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **3.2 Contexto socioeconómico**

El municipio de Buenaventura está integrado por los corregimientos de Barcos, Bocas del San Juan, Calle Honda, El Carmen, Cisneros, El Patico, El Tigre, Gamboa, Guadualito, Kilómetro 43 o Triana, La Trojita, Mayorquín, Nicolás Ramos Hidalgo, Potedó, San Antonio de Yurumanguí, San Isidro, San Lorenzo, San Pedro de Naya, Silva y Taparal; Con una población censada en el municipio en 2017 de 415.800 habitantes<sup>1</sup>, la ciudad de Buenaventura está dividida en 12 Comunas, de las cuales 4 pertenecen a la zona insular y 8 a la zona continental. Las de mayor importancia económica son las localizadas en la isla de Cascajal, pero la más poblada es la número 12, en la zona de acceso a la ciudad.

Su principal actividad económica es el movimiento portuario. La restante actividad económica se reparte en los sectores de pesca marina y fluvial, explotación forestal, comercio y minería.

Debido a la baja fertilidad de los suelos de esta zona, la explotación agrícola es muy reducida. Según la Cámara de Comercio (Jiménez, 2016), la explotación de los pocos cultivos agrícolas se realiza en forma dispersa y con un constante desplazamiento de los mismos, lo que hace que terminen siendo altamente improductivos. Dentro de los principales cultivos se destacan el chontaduro, el borjón, los cítricos, la yuca y el bananito.

En cuanto a las actividades agroforestales se encuentran los cultivos de caucho y tagua. Adicionalmente, a pesar de que el Litoral Pacífico colombiano tiene una de las mayores riquezas forestales del país, está siendo desaprovechada, no sólo por el inadecuado manejo en la extracción, sino por la ausencia de mecanismos de reforestación.

En el caso de la pesca, de tipo artesanal, aunque en algunos casos se comercializa en los mercados locales, es una actividad básicamente de sustento para los hogares urbanos de bajamar y rurales. La pesca industrial está a cargo de las grandes empresas, las cuales tienen como principal objetivo las exportaciones.

Respecto al turismo, el distrito cuenta con una riqueza en su biodiversidad y paisajes, con áreas de desarrollo potencial para el desarrollo de la industria turística; tal es el caso del avistamiento de ballenas, cuya temporada son los meses de junio a octubre, las playas de Bocana, Juanchaco, Ladrilleros, La Barra y la reserva forestal de San Cipriano.

---

<sup>1</sup> Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, República de Colombia.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Pese a ello, por parte de los gobiernos locales no han existido políticas claras para el fortalecimiento y el emprendimiento del sector. La ciudad no cuenta con la infraestructura hotelera, vial y de saneamiento básico, que permitan el desarrollo de un programa de destino turístico.

Por su parte, el sector comercial se constituye en uno de los más representativos de la ciudad, está caracterizado por la alta informalidad en ventas ambulantes y cacharrereros. Buenaventura se agrupa en tres grandes subsectores económicos: el comercio al por mayor, el cual no representa más del 4%, el comercio al detalle, el cual es el más significativo con cerca del 85% y el de establecimientos de restaurantes, cafeterías y heladerías, con un 11% de participación.

En cuanto al mercado laboral, Buenaventura presenta niveles de desempleo muy por encima del promedio nacional y departamental, con una tasa del desempleo estimada del 62% (Jiménez, 2016).



## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **3.3 Instalaciones Portuarias**

#### **3.3.1 Infraestructura portuaria**

La infraestructura portuaria de Buenaventura ha evolucionado de forma favorable para el comercio exterior del país, a partir de la privatización del sistema portuario, Ley 1 de 1991.

En la actualidad, la infraestructura portuaria comercial está principalmente conformada por los recintos e instalaciones gestionadas por los siguientes concesionarios (Jiménez, 2016):

- **Sociedad Portuaria Regional de Buenaventura**: empresa de carácter público (17%) – privado (83%) que desde 1993 tiene concesionada las instalaciones del Terminal Marítimo (muelles 2-12 y 14) por un período de 20 años. En el año 2008 se le prorrogó la licencia de concesión por 30 años más. Cuenta con una terminal de contenedores, terminal multipropósito, terminal para granel sólido y terminal para granel líquido. Tiene una capacidad de manejo de 13 millones de toneladas/año, con un promedio de 3.000 maniobras al año.
- **Sociedad Portuaria Grupo Portuario S.A.**: Empresa privada que administra y opera el muelle número 13 del Terminal Marítimo de Buenaventura (muelle concesionado al Fondo Rotatorio de la Armada Nacional de Colombia). Gestiona un muelle multipropósito que le permite atender cargas como Gráneles Sólidos (carbón principalmente), Carga General, Automóviles y Contenedores. Tiene capacidad para 2,5 millones de toneladas/año, con un promedio de 30 maniobras al año.
- **Terminal de Contenedores de Buenaventura (TCBUEN)**: Empresa privada con inversión colombo – española (Grupo TCB de Barcelona), que inició su operación en el año 2011. Su terminal se ubica en el Estero Aguacate y cuenta con un muelle de atraque de 440 m de longitud más dos piñas de atraque que permite alojar hasta 2 buques portacontenedores. Dispone de una capacidad de manejo de hasta 610.000 TEUs al año y capacidad para almacenar hasta 15.000 TEUs simultáneamente, con un promedio de 800 maniobras al año.
- **Sociedad Portuaria Compañía de Puertos Asociados (COMPAS)**: Empresa privada de inversión del grupo Argos de Colombia, operadora del Muelle Compas, adyacente al muelle nº 14. Esta terminal cuenta con 37.676 m<sup>2</sup> de área concesionada y con acceso a la vía férrea del corredor del Pacífico. Se especializa en la movilización de granos alimenticios y carbonato de sodio. Prevé la implantación de una segunda terminal dentro del puerto de Aguadulce (concesión de International Container Terminal Services, Inc., ICTSI), con capacidad para el manejo de graneles limpios, carbón y carga general.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- **Sociedad Puerto Industrial de Aguadulce**: Cuenta con un Muelle Multipropósito de reciente construcción (inicio de operación en noviembre de 2016) con un frente de atraque de 600 m (muelle de contenedores) y 250 m (terminal de granel sólido), ubicado en el margen noreste del Estero Aguacate. El puerto realiza actividades multipropósito y cuenta con una capacidad anual de 550.000 contenedores, capacidad de almacenamiento de 54.000 toneladas de graneles alimenticios y hasta de 110.000 toneladas para carbón y coque. Tiene un promedio promedio de 700 maniobras al año.

Igualmente, existe un Terminal de cabotaje continental (hidrocarburos), un apostadero Naval y once muelles de cabotaje menor, relacionados con la madera, pesca y carga general (mercancía movilizada a diferentes municipios de la costa Pacífica colombiana de los departamentos de Nariño, Valle y Choco).

Dentro del análisis a la infraestructura del puerto, es necesario destacar las limitaciones al tráfico marítimo de buques de gran capacidad y calado, derivadas de la escasa profundidad del canal de acceso a las terminales, y de forma secundaria de la profundidad también limitada en los propios muelles de atraque. Las concesionarias son responsables del mantenimiento de calados en los muelles, el cual alcanza, en las zonas de mayor profundidad, un máximo de 12.5 m con mínima bajamar.

### **3.3.2 Tráficos**

Según datos de la Superintendencia de Puertos y Transportes para el año 2016, en la Bahía de Buenaventura se han movilizado (entre importaciones y exportaciones) en dicha anualidad los siguientes tráfico portuarios:

TIPO DE CARGA	TRÁFICO ANUAL (T)	% TRÁFICO NACIONAL
CARBON AL GRANEL	844.580	0,92%
CONTENEDORES	8.526.859	53,43%
GENERAL	1.177.566	21,06%
GRANEL LIQUIDO	540.774	0,99%
OTROS GRANELES SOLIDOS	5.191.095	38,87%
TOTAL IMPORT+EXPORT	16.280.874	9,00%

Tabla 1. Volumen de comercio exterior en las terminales portuarias en la Bahía de Buenaventura por tipo de mercancía. Fuente: Superintendencia de Puertos y Transportes (Diciembre 2016).

Como puede observarse, el Puerto de Buenaventura movió en 2016 del orden del 9% del tráfico internacional de mercancías en Colombia. Destaca especialmente el tráfico de contenedores en este puerto, que alcanza más del 53% del comercio exterior de Colombia. Se trata por tanto de la principal vía de entrada de contenedores del Pacífico Colombiano.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

En la tabla siguiente se muestra la distribución del tráfico de mercancías entre las entidades concesionarias que actualmente prestan servicio en la Bahía, en función del tipo de producto:

SOCIEDAD PORTUARIA	CARBON	CONTENED.	GENERAL	GRANEL LIQUIDO	OTROS GRANELES SOLIDOS	TOTAL
COMPAS S.A.	0	0	0	0	625.114	625.114
GRUPO PORTUARIO S.A.	796.733	0	216.310	0	171.402	1.184.445
TCBUEN SA.	0	2.875.741	0	0	0	2.875.741
SPR BUENAVENTURA	47.847	5.651.118	961.256	540774	4.394.579	11.595.574
<b>TOTAL</b>	<b>844.580</b>	<b>8.526.859</b>	<b>1.177.566</b>	<b>540774</b>	<b>5.191.095</b>	<b>16.280.874</b>

Tabla 2. Volumen de tráfico total de los operadores portuarios por tipo de mercancía, en toneladas. Fuente: Superintendencia de Puertos y Transportes (Diciembre 2016).

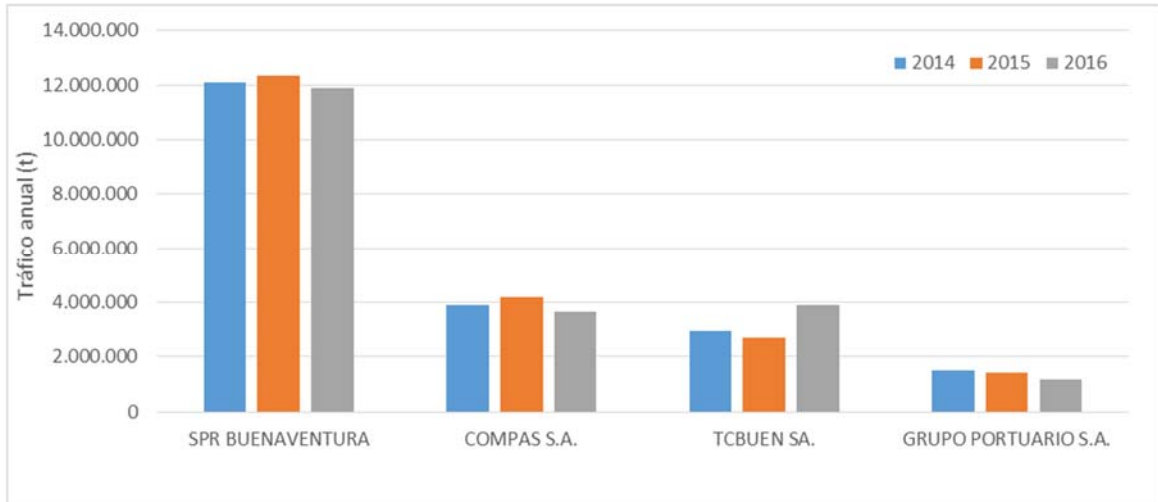
En la siguiente tabla se distribuyen los tráficos de comercio exterior entre los distintos operadores, diferenciando entre importación y exportación, y se añaden asimismo los tráficos de otro tipo (cabotaje, tránsito, etc.):

SOCIEDAD PORTUARIA	COMPAS S.A.	GRUPO PORTUARIO S.A.	LIZCAMAR LTDA.	TCBUEN SA.	SPR BUENAVENTURA	TOTAL	% TRÁFICO COLOMBIA
IMPORT	625.114	328.743	0	1.949.362	9.115.712	12.018.931	29.2%
EXPORT	0	855.702	0	926.379	2.479.862	4.261.943	3.1%
IMPORT +EXPORT	625.114	1.184.445	0	2.875.741	11.595.574	16.280.874	9.0%
CABOT.	0	0	2.759	0	0	2.759	0.2%
TRANSB.	0	0	0	1.019.946	242.682	1.262.628	96.5%
TRANSIT.	0	0	0	0	62.377	62.377	45.0%
<b>TOTAL</b>	<b>625.114</b>	<b>1.184.445</b>	<b>2.759</b>	<b>3.895.687</b>	<b>11.900.633</b>	<b>17.608.638</b>	<b>8.7%</b>

Tabla 3. Tráfico total de mercancías en Buenaventura por operador, en toneladas. Fuente: Superintendencia de Puertos y Transportes (Diciembre 2016).

La Figura 1 muestra la progresión del tráfico total de mercancías en el Puerto de Buenaventura por cada uno de los operadores durante los últimos 3 años:

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



**Figura 1. Evolución de los tráficos portuarios totales de cada operador en el puerto de Buenaventura. Fuente: Superintendencia de Puertos y Transportes (Diciembre 2016).**

En el caso concreto del tráfico de contenedores, la siguiente tabla presenta los tráficos gestionados por las dos terminales que actualmente operan dichos tráficos para el año 2016, discretizados en función del tipo de contenedor y tipo de tráfico:

SOCIEDAD PORTUARIA	TRAFICO PORTUARIO	LLENOS 20'	VACIOS 20'	LLENOS 40'	VACIOS 40'	TOTAL UNDS.
TCBUEN S.A.		67.080	32.491	111.759	58.017	269.347
	IMPORTACION	40.820	33	63.091	42	103.986
	EXPORTACION	13.395	30.911	19.124	40.521	103.951
	TRANSBORDO	12.865	1.547	29.544	17.454	61.410
SPR BUENAVENTURA		91.678	808.955	106.471	45.136	274.019
	IMPORTACION	61.032	610.000	77.011	79	138.732
	EXPORTACION	26.023	29.955	25.725	44.182	125.885
	TRANSBORDO	4.623	169.000	3.735	875	9.402
<b>TOTAL UNIDADES DE CONTENEDORES (TEUs)</b>		<b>158.758</b>	<b>841.446</b>	<b>218.230</b>	<b>103.153</b>	<b>543.366</b>

**Tabla 4. Tráfico de contenedores en el puerto de Buenaventura por operador y tipo de contenedor, en TEUs. Fuente: Superintendencia de Puertos y Transportes (Diciembre 2016).**

### 3.3.3 Balizamiento marítimo

El balizamiento marítimo en la Bahía de Buenaventura está regulado por la Dirección General Marítima, organismo responsable de la instalación y mantenimiento de las ayudas a la navegación, así como de regular, dirigir y controlar las actividades relacionadas con la seguridad de la navegación en general (Decreto Ley 2324/84).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Actualmente en la Bahía de Buenaventura existe un complejo sistema de balizamiento y ayudas a la navegación, compuesto por un total de 67 boyas de señalización (de las cuales 51 señalizan el canal de acceso principal y las 16 restantes son ayudas específicas de las terminales de TCBuen y Aguadulce) y 9 elementos de señalización en tierra, incluyendo el Faro de Punta Soldado, 3 balizas costeras en las principales terminales o muelles de atraque, 2 luces direccionales, dos luces de enfilación en Isla Alba (en proceso de sustitución por un nuevo conjunto ubicado en Isla Alba-Arrieral) y una luz de sectores para la enfilación de acceso a la Terminal TCBuen.

En la siguiente tabla se realiza un listado completo de las ayudas a la navegación presentes (actualizado a mayo de 2016) en la Bahía de Buenaventura, indicándose su nombre, posición (latitud y longitud), tipo de señal (características, tipo, período de la luz y número de luces si existe más de una), elevación sobre el nivel medio del mar, alcance nominal, descripción del soporte y la altura y otras observaciones, como el ritmo de las luces para su identificación.

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
Boya de Aguas Seguras	03° 47.64' 77° 19.85'	Iso. W 4 s	4,0	5,0	Castillete roja, franjas blancas Marca de tope esférica roja	Fl. 2,0 s, Oc. 2,0 s Boya de aguas seguras
Boya No. 1	03° 47.69' 77° 18.88'	Q. G 1 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s Boya de inicio de canal
Boya No. 2	03° 47.57' 77° 18.92'	Q. R 1 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s Boya de inicio de canal
Boya No. 3	03° 47.70' 77° 18.09'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 4	03° 47.57' 77° 18.09'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 5	03° 47.70' 77° 17.27'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 6	03° 47.56' 77° 17.28'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 7	03° 47.70' 77° 16.57'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 8	03° 47.57' 77° 15.57'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 9	03° 47.70' 77° 15.83'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 10	03° 47.56' 77° 15.80'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 11	03° 47.72' 77° 15.15'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 12	03° 47.57' 77° 15.15'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 13	03° 47.73' 77° 14.25'	Q. G 1 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s Boya de viraje

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
Boya No. 14	03° 47.59' 77° 14.35'	Q. R 1 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s Boya de viraje
Boya No. 15	03° 47.97' 77° 13.39'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 16	03° 47.82' 77° 13.41'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 17	03° 48.13' 77° 12.76'	Q. G 1 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s Boya de viraje
Boya No. 18	03° 48.00' 77° 12.74'	Q. R 1 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s Boya de viraje
Boya No. 19	03° 48.28' 77° 12.31'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 20	03° 48.40' 77° 11.82'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 21	03° 48.47' 77° 12.03'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 22	03° 48.68' 77° 11.30'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Faro Punta Soldado	03° 48.52' 77° 10.77'	Fl. W 10 s	56,0	18,5	Torre enrejada naranja y blanca 50	Fl. 1,0 s, Oc. 9,0 s

**Tabla 5. Relación de las ayudas a la navegación existentes en el Canal Exterior de acceso a la Bahía de Buenaventura. Fuente: DIMAR (2016).**

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
Boya No. 23	03° 49.45' 77° 10.69'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 24	03° 48.93' 77° 10.84'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 25	03° 49.67' 77° 10.21'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 26	03° 49.42' 77° 10.01'	Q. R 1 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 27	03° 49.98' 77° 09.47'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 29	03° 50.22' 77° 08.76'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 30	03° 50.03' 77° 08.70'	Fl. R 3 s	4,0	4,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 31	03° 50.61' 77° 07.66'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 32	03° 50.53' 77° 07.62'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 33	03° 51.00' 77° 06.89'	Q. G 1 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s
Boya No. 34	03° 50.93' 77° 06.74'	Q. R 1 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,4 s, Oc. 0,6 s
Boya No. 36	03° 51.43' 77° 06.03'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
Boya No. 37	03° 52.07' 77° 05.43'	Q. G 1s	3,5	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 38	03° 51.96' 77° 05.39'	Fl. R 3 s	3,5	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 39	03° 52.39' 77° 05.25'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 40	03° 52.49' 77° 05.08'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral

**Tabla 6. Relación de las ayudas a la navegación existentes en el Canal Principal Interior en la Bahía de Buenaventura. Fuente: DIMAR (2016).**

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
Boya No. 41	03° 52.83' 77° 05.27'	Fl. G 3 s	4,0	3,5	Castillete verde Marca de tope cuadrado verde	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya No. 42	03° 53.12' 77° 05.01'	Fl. R 3 s	4,0	3,5	Castillete rojo Marca de tope triángulo rojo	Fl. 0,5 s, Oc. 2,5 s Boya lateral
Boya Cardinal Sur	03° 53.78' 77° 04.88'	Q.(6)+LFI 15 s	4,2	4,5	Castillete Cardinal S Marcas de tope triangulos invertidos negros	Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 2,0 s, Oc. 7,0 s
Boya Amarre Isla Naval	03° 50.01' 77° 03.47'	.....	.....	.....	Roja franjas negras	.....
Boya Amarre	03° 54.00' 77° 03.81'	.....	.....	.....	Roja franjas negras	.....
Boya Amarre	03° 54.01' 77° 03.78'	.....	.....	.....	Roja franjas negras	.....
Boya Amarre	03° 53.40' 77° 04.91'	.....	.....	.....	.....	.....
Baliza Muelle Turístico	03° 53.30' 77° 04.93'	Fl. (2) Am 12 s	7	8	Torre amarilla	Fl. 0,5 s, Oc. 1,0 s Fl. 0,5 s, Oc. 10,0 s
Baliza El Piñal	03° 52.75' 77° 03.20'	Fl. (2) G 15 s	6	8	Torre gris plateada	Fl. 1,0 s, Oc. 2,0 s Fl. 1,0 s, Oc. 11,0 s
Luz Direccional la Pilota	03° 53.01' 77° 04.20'	Fl. G 5 s	44	16,8	Torre gris plateada 30	Fl. 0,7 s, Oc. 4,3 s Ancho de luz 3°. Rumbo 051°
Luz Direccional Arrieral	03° 53.75' 77° 05.64'	Fl. Am 4 s	10	10	Torre roja y blanca 5	Fl. 1,5 s, Oc. 2,5 s Ancho de luz 6°. Rumbo 356°
Enfilación Isla Alba No. 1	03° 53.24' 77° 05.61'	Fl. (9) Am 15 s	6	8	Torre roja y blanca 3	Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 6,7 s Rumbo 356°
Enfilación Isla Alba No. 2 (Obsoleta)	3° 53.75' 77° 05.64'	Fl. Am 4 s	10	10	Torre roja y blanca 4	Fl. 1,5 s, Oc. 2,5 s Ancho de luz 6°. Ángulos de luz del 173° al 179°
Boya San Antonio	03° 52.82' 77° 05.04'	Q. (9) W 15 s	4,0	3,5	Castillete Cardinal W Marcas de tope triángulos convergentes negros	Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s Fl. 0,3 s, Oc. 0,7 s

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
						Fl. 0.3 s, Oc. 0.7 s Fl. 0.3 s, Oc. 0.7 s Fl. 0.3 s, Oc. 0.7 s Fl. 0.3 s, Oc. 0.7 s Fl. 0.3 s, Oc. 0.7 s Fl. 0.3 s, Oc. 6.7 s
Boya Lleras Estero San Antonio	03° 52.28' 77° 03.73'	Fl. R 5 s	3	5	Castillete rojo	Fl. 1.0 s, Oc. 4.0 s
Baliza Isla Margarita	03° 52.61' 77° 04.20'	Fl. G 5 s	7	8	Torre verde sobre pilotes de concreto	Fl. 1.0 s, Oc. 4.0 s

**Tabla 7. Relación de las ayudas a la navegación existentes para el acceso al Puerto de Buenaventura. Fuente: DIMAR (2016).**

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
Boya No. 43	03° 53.76' 77° 05.10'	Fl. G 3 s	4,6	4,35	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 44	03° 53.89' 77° 04.99'	Fl. R 3 s	4,6	4,35	Castillete rojo	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 45	03° 53.97' 77° 05.17'	Fl. G 3 s	4,6	4,35	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 47	03° 54.39' 77° 05.61'	Fl. G 3 s	4,6	4,35	Castillete rojo	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 48	03° 54.46' 77° 05.56'	Fl. R 3 s	4,6	4,35	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral

**Tabla 8. Relación de las ayudas a la navegación existentes para el acceso al Puerto de Aguadulce. Fuente: DIMAR (2016).**

Nombre	Latitud (N) Longitud (W)	Tipo	Altitud (m)	Alcance (Mn.)	Descripción	Observación
Boya No. 51	03° 53.86' 77° 04.10'	Fl. G 3 s	3,5	5,3	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 52	03° 53.78' 77° 03.96'	Fl. R 3 s	3,5	5,0	Castillete rojo	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 53	03° 53.88' 77° 03.73'	Fl. G 3 s	3,5	5,0	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 54	03° 53.83' 77° 03.70'	Fl. R 3 s	3,5	5,0	Castillete rojo	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 55	03° 53.89' 77° 03.31'	Fl. G 3 s	3,5	5,0	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 56	03° 53.83' 77° 03.26'	Fl. R 3 s	3,5	5,0	Castillete rojo	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 57	03° 53.89' 77° 02.81'	Fl. G 3 s	3,5	5,0	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 58	03° 53.82' 77° 03.02'	Fl. R 3 s	3,5	5,0	Castillete rojo	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 59	03° 53.81' 77° 02.61'	Fl. G 3 s	3,5	5,0	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Boya No. 61	03° 53.68' 77° 02.47'	Fl. G 3 s	3,5	5,0	Castillete verde	Fl. 0.5 s, Oc. 2.5 s Boya lateral
Baliza TCbuen	03° 53.85' 77° 02.49'	Fl. WRG 7s	14,4	12	Luz sectorial	Precisión 0.07° (4' de Arco)

**Tabla 9. Relación de las ayudas a la navegación existentes para el acceso al Terminal de Contenedores TCBuen. Fuente: DIMAR (2016).**

Existen también 7 áreas de fondeo y espera para naves con destino al Puerto de Buenaventura, que se encuentran ubicadas a partir de la boya No. 1 hasta la boya No. 42, a ambos lados del





**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

canal de acceso, desde punta Bazán hasta la boca del estero<sup>2</sup>. La profundidad promedio en las áreas de fondeo oscila entre los 6m y los 16m (véase sección 3.5).

---

<sup>2</sup> Fuente: Derrotero de las costas y áreas insulares de Colombia. Cabo Corriente a Pasacaballos.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **3.4 Infraestructuras Terrestres**

#### **3.4.1 Vías de acceso**

##### **3.4.1.1 Red de Carreteras**

La red vial de carreteras que conecta a Buenaventura y el interior del país, está conformada únicamente por tres tramos principales de carretera convencional pavimentada de doble sentido: Buenaventura – Loboguerrero (52 km), Loboguerrero – Dagua (10 km) y Loboguerrero – Mediacanoa (30 km).

El primer tramo se bifurca en los dos siguientes, y conforma la única vía de enlace entre Buenaventura y el interior del país, lo cual introduce un importante factor limitante para el transporte terrestre de las mercancías con origen y destino al Puerto de Buenaventura. Cabe destacar que este tramo presenta cierres frecuentes por derrumbes, debido a la topografía de la región.

En cuanto a la principal vía de acceso al puerto y a la ciudad de Buenaventura, denominada Avenida Simón Bolívar (o también Calle 6), es un vial de aproximadamente 13 Km de longitud y un ancho que varía entre 2 y 3 carriles por sentido, que accede a la isla Cascajal (donde se ubica el puerto y se concentra la mayoría de las actividades económicas y de servicios) a través del Puente del Piñal, renovado en 2015 y con una capacidad de tres carriles por sentido.

El tráfico promedio de ingreso de tracto-camiones al puerto de Buenaventura es del orden de 5.150 camiones/día, lo que lo convierte en el puerto colombiano con mayor frecuencia de tráfico al día para este tipo de vehículo.

En 2016 se finalizó además la carretera de acceso al puerto de Aguadulce, con una longitud de 21,5 km, que conecta el terminal con la vía que lleva de Buenaventura a Cali.

El resto de las áreas que configuran la bahía de Buenaventura no disponen de accesos rodados ni comunicación con el resto de la red viaria de la región.

##### **3.4.1.2 Red Ferroviaria**

Existe acceso ferroviario a Buenaventura, mediante un corredor ferroviario de 341 Km de longitud total, que conecta la ciudad y el Puerto de Buenaventura con Cali, Cartago, la Felisa y la Tebaida, por medio de los siguientes tramos útiles: Buenaventura – Cali (174 Km), Cali – Cartago (173 Km), Cartago – La Felisa (111 Km) y Zarzal – La Tebaida (40 Km). En la actualidad el sistema

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

se encuentra concesionado a la empresa Ferrocarriles del Pacífico S.A.S. y aún no se encuentra conectada con la red ferroviaria central (Jiménez, 2016).

El principal tramo utilizado por el sistema férreo interconectado con Buenaventura es Buenaventura – Yumbo – Cali, caracterizado por un tráfico de exportación e importación con orígenes y destinos nacionales, principalmente con el Departamento del Valle del Cauca. Actualmente, los principales productos transportados por esta vía son: cemento, autopartes, acero y azúcar. Según el concesionario, la capacidad promedio del corredor ferroviario es del orden de 80.000 toneladas de carga mensual.

La eficiencia de este corredor ferroviario es reducida, derivado de carencias infraestructurales (elevada pendiente entre Buenaventura y Cali, reducido ancho de vía y equipo rodante insuficiente) y sobre todo a problemas de seguridad asociados a invasiones de la vía y al uso ilegal de la misma por parte de “motobrujas” por parte de la población local, que obligan a reducir la velocidad de circulación de los convoyes.

### **3.4.1.3 Aeropuerto**

Buenaventura cuenta con el aeropuerto “Gerardo Tobar” de clase C 20 (categoría público para pasajeros), ubicado aproximadamente a 12 km al sudeste de Buenaventura. Dispone de una pista de 1.140 m de longitud y 20 m de anchura. Es propiedad de Aerocivil y en la actualidad operan compañías aéreas como Satena o Aeroexpreso del Pacífico, que cubre el trayecto Bogotá – Buenaventura – Bogotá.

Actualmente maneja un tráfico anual del orden de 13.400 pasajeros y está en proyecto una prolongación de la pista en 690 m adicionales, lo que permitiría recibir naves de mayor tamaño y capacidad (Jiménez, 2016).

### **3.4.2 Red eléctrica**

Actualmente, el suministro eléctrico al municipio de Buenaventura se realiza a través de la línea de transmisión regional a 115kV a doble circuito, procedente de la central hidroeléctrica del Bajo Anchicayá, que cuenta con una capacidad instalada de 72.5 MVA, que también suministra energía a Cali y Pailón. La dotación actual de esta línea al municipio de Buenaventura (conexión Tabor) es de 48 MVA. El Distrito está alimentado en su zona urbana mediante dos (2) subestaciones 115/13.2 KV Pailón y el Tabor, cada una con una capacidad de transformación de 2x25 MVA para una capacidad total instalada de 100 MVA. Estas subestaciones alimentan también la zona rural del Distrito.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Adicionalmente, para alimentar la Base Naval de Bahía Málaga y los corregimientos de Juanchaco y Ladrilleros se cuenta con una subestación de 115/13.2 KV de 12.5 MVA, la cual se alimenta por una línea a 115 kV en circuito sencillo de aproximadamente 70 km desde la estación el Pailón. Cuando el Bajo Anchicayá no está generando, toda la demanda es alimentada desde la subestación Chipichape 115 kV ubicada en la ciudad de Cali, la que a su vez es alimentada desde la subestación Yumbo (Aqua & Terra, 2017).

Considerando la falta de redundancia en la red de suministro y la creciente demanda eléctrica, el servicio de energía eléctrica en la región es limitado, reclamándose desde el sector empresarial e industrial local y departamental una mayor confiabilidad del mismo, tras varios apagones derivados de fallos en el sistema que dejaron la ciudad sin suministro.

Esta mejora de confiabilidad requiere de la construcción de una interconexión con el sistema nacional a partir de una segunda línea de transmisión de energía a 115 kV, que conectaría la ciudad desde el embalse de Calima, mediante un trazado de 58 km, así como una nueva subestación de 115 kV. Esta obra, proyectada y aprobada en 2015, fue suspendida en junio de 2016 por EPSA (la concesionaria de la red, promotora del proyecto), debido al sobre costo del proyecto derivado de ocupaciones intencionales por parte de algunas comunidades vecinas del corredor seleccionado para desarrollar la línea de transmisión.

### **3.4.3 Redes de aguas**

El suministro de agua potable al municipio de Buenaventura procede del río Escalerete, mediante un acueducto que presenta frecuentes problemas de abastecimiento. El servicio es en general insuficiente y discontinuo (Ávila et al., 2003), ya que presenta una continuidad entre el 51% y el 79% (9.5 horas de servicio de agua potable diaria en promedio), con un promedio de presión baja. La cobertura de abastecimiento de agua en el sector rural es del 29% en Buenaventura.

El problema del abastecimiento de agua en este municipio, motivo de múltiples movilizaciones sociales en los últimos años, se deriva de una red de abastecimiento deficiente y obsoleta, con elevadas pérdidas a lo largo de su trazado por fugas y acometidas ilegales, y contaminación de las aguas por filtraciones de la red de alcantarillado o de la actividad minera en las fuentes de suministro.

En el último año, problemas en la red de distribución motivaron interrupciones notables en el abastecimiento, que fueron parcialmente paliadas mediante cisternas.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Actualmente se encuentra en trámite y pendiente de ejecución el Plan Maestro del Acueducto de Buenaventura, que prevé la ejecución de 7 obras prioritarias, entre las que se contemplan obras de ampliación y estabilización de las Plantas de Tratamiento de Agua Potable de Venecia, con la construcción de un nuevo Tanque de Almacenamiento de 8.163 m<sup>3</sup> y la extensión de las líneas de abastecimiento de 30" y 27" hasta cuatro nuevos barrios actualmente sin cobertura.

Respecto al alcantarillado, si bien la ciudad cuenta con una cobertura de aproximadamente el 60%, el sistema de alcantarillado en algunos tramos es inoperante, ya que presenta problemas de obsolescencia en colectores y en cámaras, fallas operativas y de mantenimiento, etc. (Ávila et al., 2003).

La cobertura de los sistemas de alcantarillado en el sector rural es, sin incluir sistemas individuales, del 25,6%. El resto de localidades concentradas y dispersas (84%) tienen sistemas individuales de disposición de aguas residuales, con y sin tratamiento, con descargas directas a fuentes superficiales o a campo abierto.

El 32% de los alcantarillados existentes tienen más de 25 años de haber sido construidos, el 15% se encuentran en mal estado y el 2% no está funcionando.

### **3.4.4 Gasoductos**

La Red Nacional de Gasoductos está conformada por dos subsistemas claramente definidos por su propiedad y operación, así como su funcionamiento:

- El subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso.
- El subsistema de transporte del interior, que comprende principalmente las líneas Ballena-Barrancabermeja-Vasconia-Cali, Cusiana-Apiay-Bogotá, Cusiana-La Belleza-Vasconia-Cali, Sebastopol-Medellín, Payoa-Provincia-Bucaramanga, Estación de entrega Yumbo-Cali, Campo de producción de Hobo-Neiva, estación Cogua-Bogotá y el Gasoducto del Tolima.

El gasoducto más próximo a Buenaventura es el que une Mariquita y Cali, operado por Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. desde agosto de 2017, con una longitud total de 760 km. La troncal del gasoducto tiene un diámetro de 20" y cuenta con 66 puntos conectados para los distribuidores locales y plantas térmicas de la zona.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Actualmente se encuentra en estudio un proyecto de conexión mediante gasoducto de Buenaventura-Yumbo, de aproximadamente 102 km de longitud, que conectaría Buenaventura con dicho gasoducto.

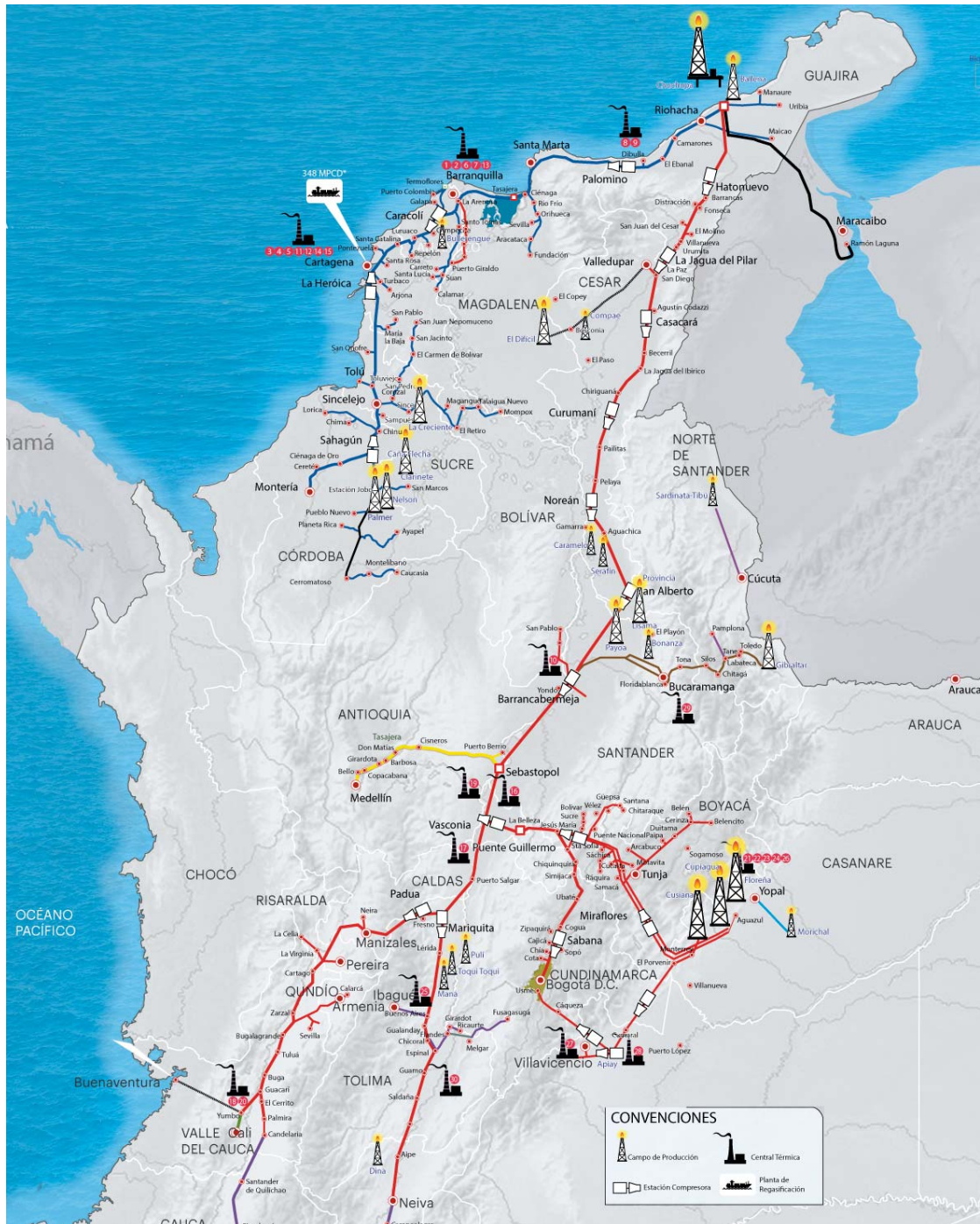


Figura 2. Red existente de gasoductos en Colombia. Fuente: TGI - Transportadora de Gas Internacional, 2016.

## Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas

### 3.5 Condiciones topo-batimétricas y morfológicas

La Bahía de Buenaventura tiene una longitud de aproximadamente 21 km y comunica con el océano Pacífico a través de la Bocana comprendida entre punta Bazán al norte y punta Soldado al sur, que están separadas entre sí por un estrecho de 1.582 m.

En el interior de la bahía se pueden encontrar numerosas ensenadas, caletas, esteros, ríos y quebradas que desembocan en la bahía, destacando la desembocadura de los ríos Dagua y Anchicayá, los cuales forman un delta y presentan amplias planicies, bajos lodosos e islas de manglar, debido a la acumulación de sedimentos.

Hacia el norte y centro de la bahía, existen varias islas e islotes, entre las que destaca la Isla de Cascajal, donde se ubica el principal desarrollo del distrito de Buenaventura y su Terminal Marítimo

El relieve en la bahía de Buenaventura es relativamente bajo, con la mayor parte de la franja litoral por debajo de los 15 m de altitud. La cota más elevada en la isla del Cascajal es del orden de 27 m, en el centro de la misma, si bien la mayor parte de las áreas litorales se ubican por debajo de los 8 m de altitud.

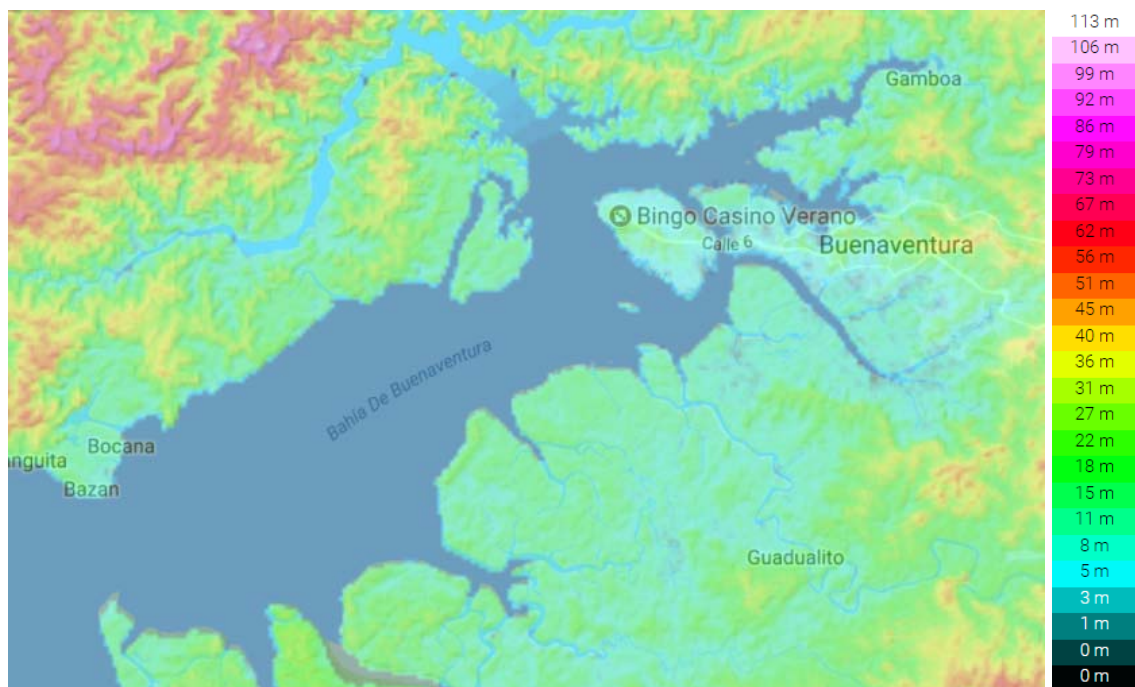


Figura 3. Relieve de la Bahía de Buenaventura. Fuente: <http://es-co.topographic-map.com>.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

La profundidad máxima en la Bahía de Buenaventura es del orden de los 13,5 m en la entrada de la misma, estando la profundidad media entre 6 y 8 m en la mayor parte del área sumergida.

La Bahía exterior, localizada hacia el oeste de La Bocana, presenta una barrera submarina que limita la profundidad a 6 m durante las bajamares, parcialmente atravesada por el canal de navegación para el acceso a los terminales marítimos existentes en la Bahía de Buenaventura.

Dicho canal tiene una longitud de aproximadamente 31,5 Kilómetros (equivalente a 17 millas Náuticas) y una amplitud de 200 m en la parte exterior y 160 m en la parte interior. La profundidad media de este canal (referida al MLWS) es de 13,5 m en la parte exterior (De boya de mar a Punta soldado) y en la bahía interior (Boyas 23 -24 a boya 40) la profundidad es de 12,5 m. La terminal TC Buen dispone de entre 13 y 15 m de profundidad en el atraque.

Desde el año 2010 el puerto está trabajando en el dragado y mejora del canal de acceso, con objeto de alcanzar una profundidad media de 15 metros y mejorar los tiempos de servicio. No obstante, a fecha de redacción del presente informe no existe constancia oficial (en cartas de navegación) de que dicho dragado haya sido ejecutado.

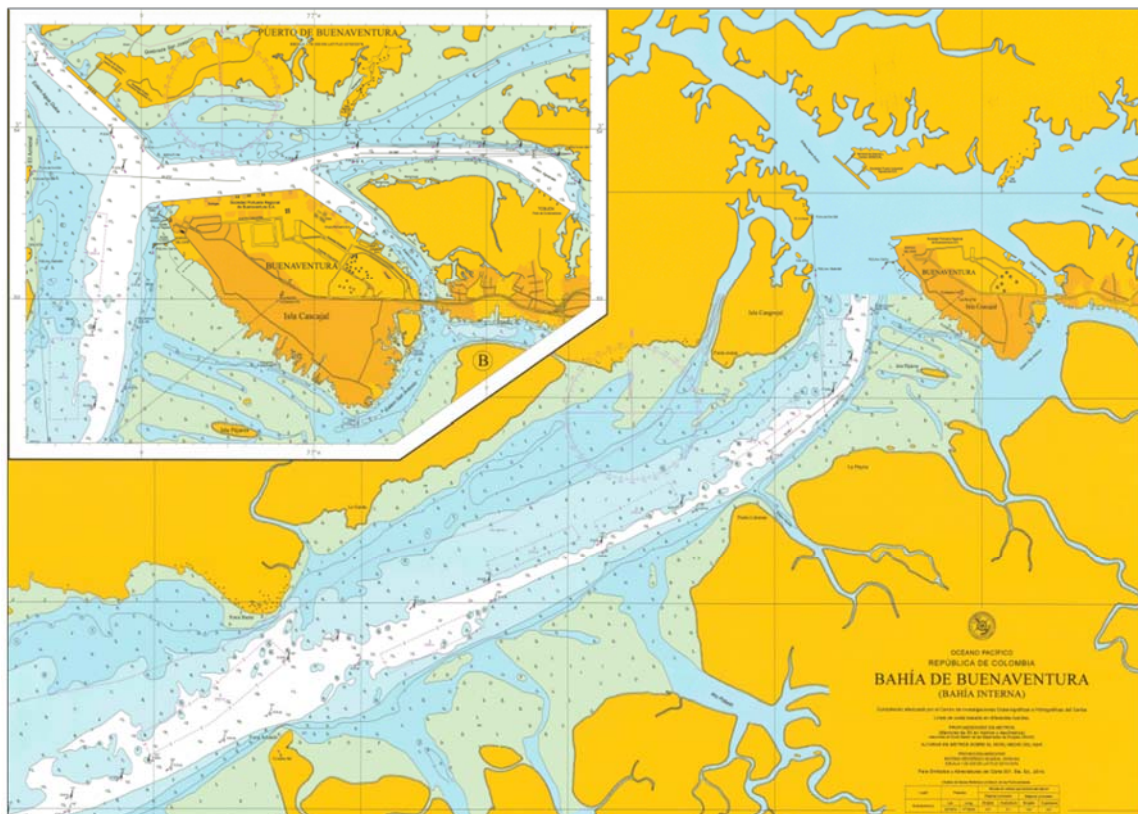


Figura 4. Vista de la batimetría en la Bahía de Buenaventura. Fuente: Carta náutica n. 155 (Dimar, 2016).



## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **3.6 Características Geológicas**

#### **3.6.1 Contexto geológico**

La organización litoestratigráfica de la zona costera continental muestra el dominio de la sedimentación marina de la Llanura Costera del Pacífico del Terciario (Mioceno Superior y Plioceno), representada por rocas y formaciones geológicas de la Formación Mayorquín y por sedimentos o depósitos Cuaternarios y Recientes, marinos y continentales (depósitos marinos, aluviales, lagunares, de playas, esteros, depósitos de lodos arenosos terrígenos aportados por los ríos y la dinámica marina e intermareal, terrazas, marinas y fluviales).

Según su origen, dichas unidades se definen y se caracterizan en las categorías de:

- Formaciones sedimentarias del Neógeno – Terciario Superior, conformadas en el área de estudio por las rocas de la Formación Mayorquín (Tpm).
- Sedimentos y Depósitos del Cuaternario de Origen Marino Continental, conformados por tres unidades: Depósitos marino-costeros de playones y bancos de arena (Q2p), Depósitos no consolidados de lodos y arcillas orgánicas (Qm) y depósitos predominantemente fluviomarinos de limos, arenas finas y turba (Q2m).
- Por último se encuentran las unidades geológicas superficiales, conformadas por depósitos intermareales con rellenos heterogéneos antrópicos de basuras y escombros de antiguas zonas de bajamar (Qalr1), Rellenos técnicos de arenas y gravas para construcción de obras de infraestructura portuaria (Qalr) y suelos residuales.

A continuación se describen cada una de estas unidades.

##### **3.6.1.1 Formaciones sedimentarias del Neógeno – Terciario Superior:**

La formación Mayorquín de edad Plioceno se define como una gran cobertura sedimentaria, subhorizontal a levemente inclinada, que yace discordante sobre las formaciones infrayacentes de Istmina, Condoto, Nóvita y Conglomerados de la Mojarra; corresponde a una secuencia marina de aguas profundas, dispuesta en la zona continental y marina, constituida en general por lodolitas de color gris azulado a oscuro, de carácter masivo, fractura concoidea con intercalaciones de litoarenitas de grano fino, las cuales presentan granos de arena gruesa a gránulos (Líticos 60%, Cuarzo 35%, Accesorios 5%) subredondeados (Aspden & Nivia, 1985).

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Las capas son de espesor muy fino a medio, de geometría subtabular a lenticular de contactos ondulados netos y en donde los afloramientos aparecen continuos con variación estratigráfica, alcanzando profundidades de 2.000 a 4.000 (ANH-2D SEISMIC, 2010).

También presenta areniscas con intercalaciones rítmicas de lutita, arcillolita, limolita, gruwuacas (arenisca-arcillosa) de colores verde y azul oscuro y ocasionalmente lentes de grava (INGEOMINAS, Guevara, 2001). Según la nomenclatura de Pettijohn, corresponden a un ambiente de deposición de tipo Flysch, llamada también facies arcillosa, debido al predominio de estratos limolíticos y arcillolíticos. De otro lado, por sedimentos marinos y continentales de facies marginales, provenientes de una plataforma amplia, en donde la acumulación del material más fino se dio por procesos de decantación de sedimentos transportados en suspensión y acumulados lejos del nivel de acción de las olas, hasta ambientes subaéreos litorales, cuya determinación paleontológica de muestras recolectadas indica una edad del Plioceno (INVEMAR, 2006).

Por otra parte, en profundidad se presentan nódulos del mismo material, endurecido, y concreciones oxidadas, de tamaño variable con pocos centímetros hasta 25 cm, aproximadamente. La estratificación es plana, paralela y continua; el tamaño de grano varía de arena media a arcilla, siendo común la presencia de bioturbación y fósiles marinos y en ocasiones con "horizontes delgados y nódulos calcáreos", así como por la presencia de concreciones calcáreas y de óxidos de hierro, con nódulos calcáreos entre las capas limolíticas y arcillolíticas.

Esta unidad se presenta expuesta en la parte norte y oriental de la Bahía de Buenaventura, en la subzona terrestre-costera o franja de tierra adentro, donde nacen los esteros Gamboa, San Antonio y Aguacate; también se sitúa parte de la comuna 5 y el Puerto de TCBuen, a lo largo de la Avenida Simón Bolívar y en la parte media de la Isla de Cascajal del distrito, dando lugar en general a un conjunto colinas bajas de topografía suave alineadas en dirección noreste.

En el resto del área, la subzona de bajamar o franja de transición, comprendida entre la línea de Marea Baja Promedio de Bajamar (LMBP) y la Línea de Marea Alta Promedio (LMAP), ésta aparece por debajo de las formaciones cuaternarias y de geología superficial (capas de lodos seguidas de un estrato de suelos de origen fluvial, de composición errática y formado principalmente por limos y arcillas mezcladas con arenas y gravas meteorizadas, desde profundidades de 0,2 y 0,4 metros (Hidrocaribe, 2014).

Toda la formación aparece con un horizonte de suelo residual de composición arcillosa y limo arcillosa, de color rojo, con espesores entre 1 y 5,0 m, como resultado de su exposición a las

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

condiciones bioclimáticas históricas y actuales, aunque se presentan diferencias regionales (Construir Ingeniería S.A:S., 2014).

En el sector de la península, Puerto de Agua Dulce y Base Naval, los afloramientos de arcillolitas presentan altos contenidos de limos, en capas delgadas, de color gris y amarillo, con óxidos de hierro, intercaladas con delgados y escasos niveles de areniscas de grano muy fino, dando lugar a rocas duras en condiciones secas y plásticas en condiciones de humedad (Moffatt & Nichol, 2008).

En el extremo occidental del canal del acceso, hacia bahía Málaga, la litología de la formación Mayorquín muestra la presencia de intercalaciones de litoarenitas arcillosas y arcillolitas, con cantos, restos de conchas, bivalvos y gasterópodos (ANH-2D SEISMIC, 2010).

### **3.6.1.2 Sedimentos y Depósitos del Cuaternario de Origen Marino Continental**

Dentro de esta unidad se definen tres grupos:

- Los depósitos marino-costeros de playones y bancos de arena (Q2p) de origen marino costero, dispuestos a lo largo de la línea de costa, al interior de la bahía, sector norte y sur y ejes de principales de los ríos que drenan sus aguas a la misma. Conforman barreras de sedimentos distribuidas a lo largo de la línea de costa, donde se forman igualmente bancos de arena o bajos de depósitos de ríos costeros con influencia marina y coluvio aluvial (dominio de arenas finas a gruesas, limos, lodos).
- Los Depósitos no consolidados de lodos y arcillas orgánicas (Qm), sometidos a la fluctuación de las mareas en áreas de manglares. Se trata de acumulaciones de lodo y arcillas orgánicas muy blandas, con abundante materia orgánica, muy pobremente drenados y que permanecen inundados la mayor parte del tiempo en función de los altos y bajos de los niveles de marea. En la boca de cursos de aguas y esteros se presentan en superficie sedimentos arenosos, y al profundizarse se presenta mayor fracción lodosa, correspondiendo a bajos de lodos arenosos en donde se incrementa el contenido de materia orgánica presente en los depósitos inconsolidados, afectados a diario por acción de las mareas y el oleaje (Posada et al. 2009).

### **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

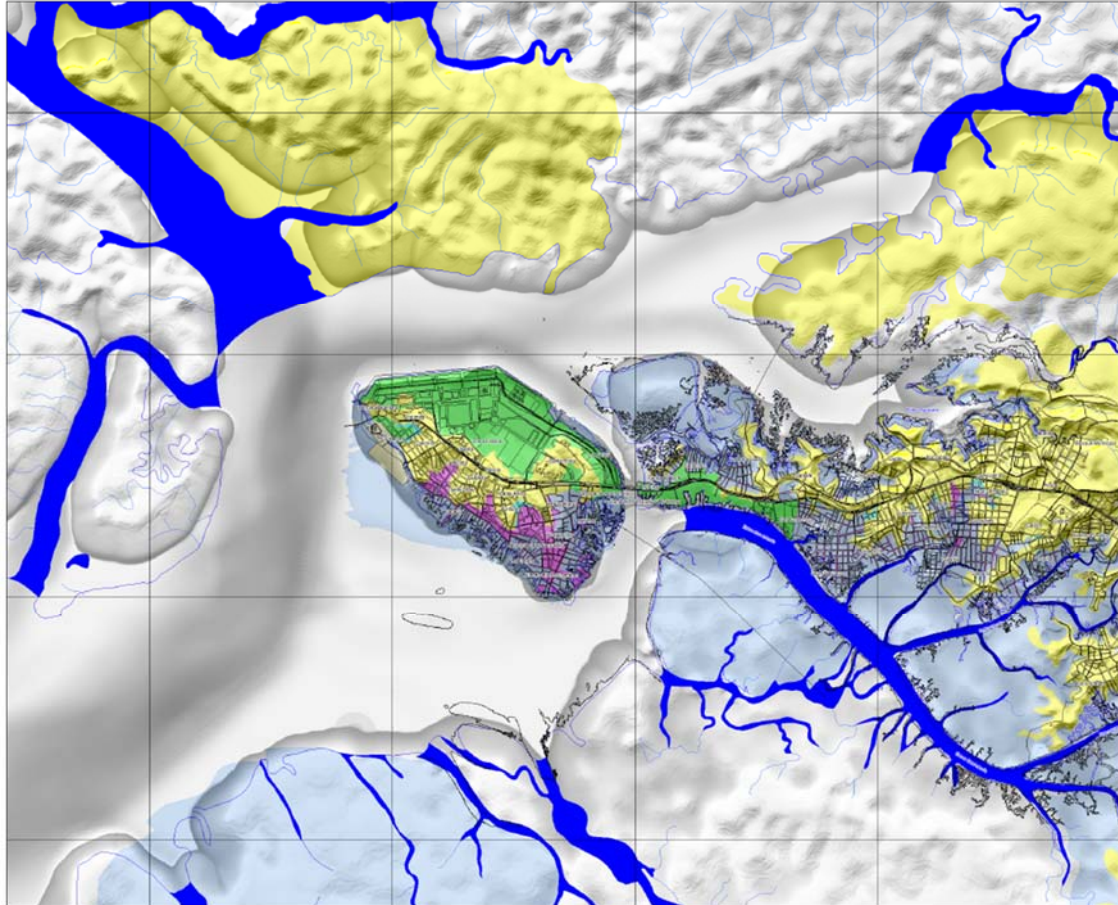
- Depósitos predominantemente fluvio-marinos de limos, arenas finas y turba (Q2m), son materiales no consolidados sujetos al flujo mareal con dominio de limos, arenas finas, lodos y arcillas; abundante presencia de material orgánico de color gris oscuro con trazas café (turba) y fragmentos de madera. Están presentes y conforman los fondos de los esteros Aguacate, Gamboa, San Antonio, El Piñal, donde las intensidades de las corrientes de la bahía interna (residuales) y la variación de la profundidad de la misma, determinan variaciones en la dinámica y composición en profundidad de los sedimentos, permaneciendo el dominio de limos con materia orgánica y en menor proporción arenas finas (Hidrocaribe, 2014).

#### **3.6.2 Unidades geológicas superficiales**

De conformidad con la clasificación y cartografía de las formaciones geológicas superficiales y de los rellenos artificiales elaborada por OSSO-CVC (2008) y con base en la clasificación de Hermelín (1987) y de su verificación en recorridos en campo, se definen en el área de influencia diferentes tipos de depósitos y rellenos antrópicos de antiguas zonas de bajamar, las cuales tienen importancia para el desarrollo ingenieril del proyecto, asociados al desarrollo habitacional y portuario de la bahía y sector urbano, con características y propiedades geomecánicas variables (véase Figura 5):

- Lodos en zonas de manglar y de bajamar, de entre 2 y 8 m de espesor bajo el nivel de mareas mínimas, bajo los cuales se encuentran limolitas de la Formación Mayorquín. Esta formación aparece en prácticamente toda la margen sudeste de la bahía.
- Depósitos intermareales con rellenos heterogéneos antrópicos de basuras y escombros de antiguas zonas de bajamar (Qalr1), representados por depósitos de rellenos de basuras, gravas, madera, aserrín dispuestos en los barrios de la comuna 5 de Buenaventura para urbanización informal; alrededor de la Avenida Simón Bolívar entre los esteros San Antonio y el Piñal; también en caladeros del estero Aguacate (barrios Punta del Este, Santa Cruz, La Inmaculada, La Palera, San Antonio) y sur de la Isla Cascajal, predominantemente. Estos rellenos fueron realizados por las comunidades y el municipio, para ganar terrenos al mar y permitir un uso urbanístico en áreas de antiguo pantano o manglar. Actualmente estas zonas acogen edificaciones palafíticas, sobre pilotes de mangle y concreto.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



- Áreas de bajamar y manglares con construcciones palafíticas. Bajo el nivel de las mareas mínimas hay entre 2 y 8 metros de lodos y bajo ellos limolitas meteorizadas de la Formación Mayorquin sobre limolitas duras de la misma Formación. En algunos sitios, hacia el centro de los esteros y de la Bahía de Buenaventura, las rocas más densas (Limolitas), se encuentran hasta 19 metros debajo del nivel medio del mar.
- Rellenos de lodos contenidos por muros en concreto en el parque Nestor Urbano Tenorio. Actualmente en ampliación en zona de bajamar al extremo occidental de la Isla Cascajal.
- Rellenos heterogéneos comunitarios. Conformados por basuras, escombros y ocasionalmente capas de gravas que suprayacen lodos de formaciones intermareales y del fondo de los esteros. Fueron desarrollados por las comunidades y el Municipio, para ganar terrenos al mar y para construir calles en las zonas de antiguos pantanos o manglares. Las construcciones en todas estas zonas han sido piloteadas con mangle, ocasionalmente con pilotes y zapatas de concreto.
- Rellenos técnicos de gravas en antiguos manglares y zonas de bajamar donde los lodos fueron reemplazados por gravas y/o alta densidad de pilotes para obras portuarias y edificaciones de importancia.
- Suelos generados por acumulación de tierras desprendidas de las porciones más empinadas de la Formación Mayorquin, espesor desconocido, probablemente de pocos metros.
- Suelos de arcillas plásticas de baja capacidad portante, entre un metro de espesor al oriente de la ciudad y hasta cinco metros de espesor al occidente. Colores blanco amarillento a pardo grisáceos, bajo los cuales hay rocas (limolitas grises) progresivamente más duras, hasta donde usualmente se hincan pilotes para construcciones. Las limolitas están dispuestas en capas horizontales en toda el área cubierta por el mapa.

Figura 5. Formaciones geológicas superficiales en la Bahía de Buenaventura. Fuente: OSSO-CVC, 2008.

### **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Rellenos técnicos de arenas y gravas para construcción de obras de infraestructura portuaria (Qalr), los cuales corresponden a depósitos de materiales homogéneos de relleno ingenieril donde los lodos de las formaciones intermareales preexistentes han sido reemplazados. Se disponen en el área portuaria de la Sociedad Portuaria Regional de Buenaventura y TC Buen.
- Rellenos de lodos contenidos por muros de concreto, localizados en el parque Néstor Urbano Tenorio (zona occidental de la isla del Cascajal), actualmente en ampliación.
- Suelos residuales, dispuestos sobre la formación Mayorquín. Corresponden a arcillas y limos blandos derivados de la descomposición (meteorización) por acción del agua de las limolitas grises de la Formación Mayorquín, con espesores probablemente del orden de pocos metros.
- Suelos de arcillas plásticas de baja capacidad portante, de entre 1 y 5 m de espesor (creciente hacia la zona occidental de la ciudad de Buenaventura, situadas sobre la formación Mayorquín. Aparecen principalmente en el Margen norte de la Bahía, y presumiblemente continúan por la orilla noroccidental hasta la desembocadura.

#### **3.6.3 Perfil Estratigráfico**

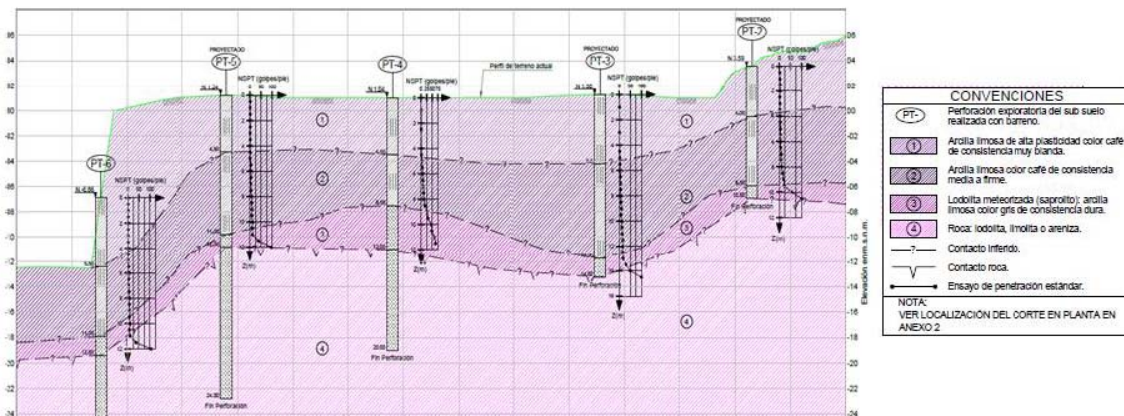
En superficie, según los resultados de las perforaciones para el diseño de obras en Puerto Solo (Consortio P.I.O. S.A.S., 2014), Puertos de TCBuen (CIC, 2012), Agua Dulce y Sociedad Portuaria de los últimos años, las secuencias litoestratigráficas de la bahía interna y del canal de acceso son variables principalmente en profundidad, pero en general muestran gran homogeneidad en la secuencia litológica y sus características.

En el canal de Acceso, Estero Aguacate, al oriente de TCBuen se presenta la siguiente secuencia:

- Un Estrato A, que alcanza una profundidad de 9 metros con dominio de limos, y abundante materia orgánica (turba) y en menor proporción arenas finas.
- El Estrato B, que alcanza una profundidad muy variable, entre los 2 a 4 y 9 a 15 metros de profundidad, se caracteriza por el dominio de limos, arcillas y en menor proporción arenas finas meteorizadas, como producto de las corrientes submarinas que actúan sobre la roca sedimentaria sobre el fondo marino.
- El Estrato C, de Lodolitas o Limolitas, se presenta en profundidades entre 4 a 7 y 9 a 18 metros, donde se presenta un suelo blando cohesivo, que según la clasificación unificada de suelos (USC) es un suelo de tipo limo (MH) y arcilla limosa (CH-MH).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

En la Figura 6, se presenta un ejemplo de la secuencia N-S obtenida en la desembocadura del Estero Aguacate, a la altura de isla Leoncico:



**Figura 6. Secuencias marinas entre los 0 y 32m, obtenidas al norte de Isla Leoncico. Fuente: Hidrocaribe, 2014.**

### 3.6.4 Sedimentología

El fondo de la Bahía de Buenaventura está constituida por depósitos de sedimentos de origen continental principalmente. En los estudios consultados, se deduce que las arenas muy finas observadas en el análisis granulométrico son aportadas posiblemente por la desembocadura del río Dagua, puesto que en toda la zona aledaña a esta desembocadura se encuentran porcentajes elevados de arena y algunos limos. Esta composición predomina a todo lo largo del perímetro de la Isla Cascajal y del estero San Antonio. En el estero Aguacate también se observa abundancia de arenas mezcladas con limos que predominan hacia el interior del estero.

En la zona más interna de la bahía (norte de la isla Cascajal) predomina el material fino, formado principalmente por limos (material que pasa a través del tamiz de 63 µm) y arenas finas en el rango de 125 y 250 µm.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**3.7 Clima Marítimo**

**3.7.1 Nivel del Mar**

**3.7.1.1 Mareas**

Las mareas en Buenaventura son de tipo semidiurno, presentando dos pleamares y dos bajamares en un mismo día, con un periodo aproximado de 12 horas y 25 minutos.

La amplitud media de la marea en la zona de la terminal es del orden de 3,1 m, con variaciones de entre 1,3 m en periodos de mareas muertas y hasta 5,4 m en periodos de mareas vivas.

Cabe destacar que la propagación de la onda de marea en el interior de la bahía produce una amplificación de la misma por efecto de la fricción con los contornos, por lo que la amplitud de marea en la boca de la bahía es del orden de un 10%-15% menor que la registrada en el mareógrafo del puerto. Además, este efecto no lineal en la propagación de la onda de marea produce un desfase entre pleamares de entre 20 y 30 min entre la boca de la bahía y el puerto (Otero, 2004).

De acuerdo con el último Pronóstico de Pleamares y Bajamares en la Costa Pacífica Colombiana para el año 2017 (IDEAM, 2016), obtenido mediante el análisis de la serie registrada en el periodo 1952-2010 por el mareógrafo del Puerto de Buenaventura, se tienen los siguientes niveles de marea promedio:

NIVEL DE MAREA		COTA RESPECTO AL CERO HIDROGRÁFICO (m)
Pleamar Máxima registrada	PM	5,04
Pleamar Media Sicigias	MHHW	4,00
Nivel de Pleamar Media	MHW	3,67
Pleamar Media Cuadratura	MLHW	3,10
Nivel Medio del Mar	MSL	2,13
Bajamar Media Sicigias	MHLW	0,90
Nivel de Bajamar Media	MLW	0,50
Bajamar Media Cuadratura	MLLW	0,00
Bajamar Mínima registrada	BM	-0,79
Amplitud Media de la Marea	Mn	3,08

**Figura 7. Valores promedio de los niveles de marea en Buenaventura. Fuentes: IDEAM (2016) & DIMAR (2016)**



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

El nivel del mar en la bahía de Buenaventura, en un instante dado, está determinado por la marea astronómica y la marea meteorológica debidas, principalmente, a presión y viento. A partir del análisis de los datos registrados por el mareógrafo de Buenaventura en el periodo 1953-2000, se dispone del régimen extremal de nivel del mar en el interior de la bahía, que se muestra en la figura siguiente.

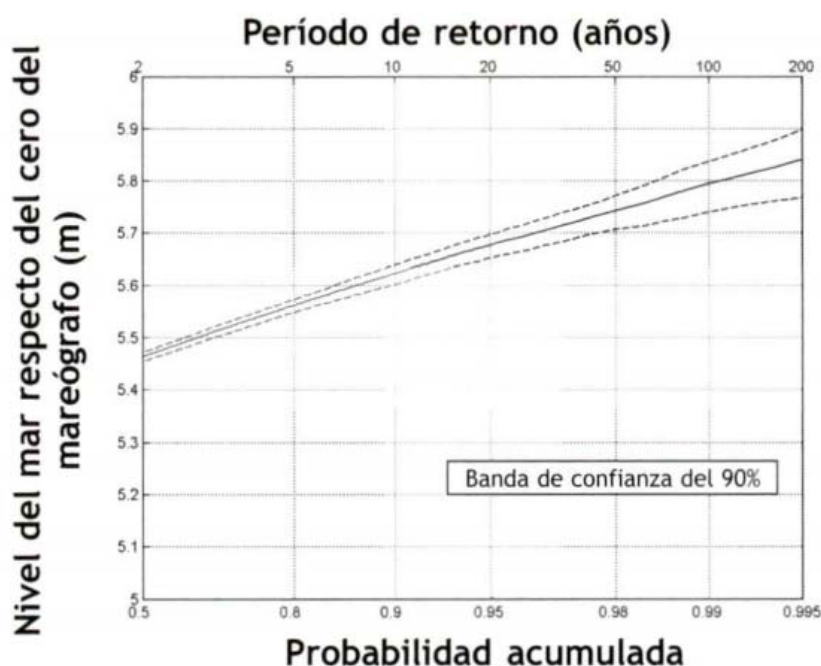


Figura 8. Régimen medio de nivel del mar en el Puerto de Buenaventura. Fuente: Otero (2004).

Este régimen muestra que el nivel máximo de nivel del mar (considerando únicamente el efecto de marea astronómica y meteorológica) para un periodo de retorno de 100 años es del orden de 5,8 m.

**3.7.1.2 Elevación del Nivel del Mar como consecuencia del Cambio Climático**

El análisis de los datos de nivel medio del mar en el mareógrafo del Puerto de Buenaventura, desde el año 1952, revelan la existencia de variaciones cíclicas de este nivel, con una periodicidad aproximada del orden de 18 años (véase Figura 9).

La tendencia general en el puerto de Buenaventura de acuerdo con las observaciones del IDEAM (Málikov, 2010) en los últimos 57 años es de carácter ascendente con una tasa de 0,31 mm/año.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

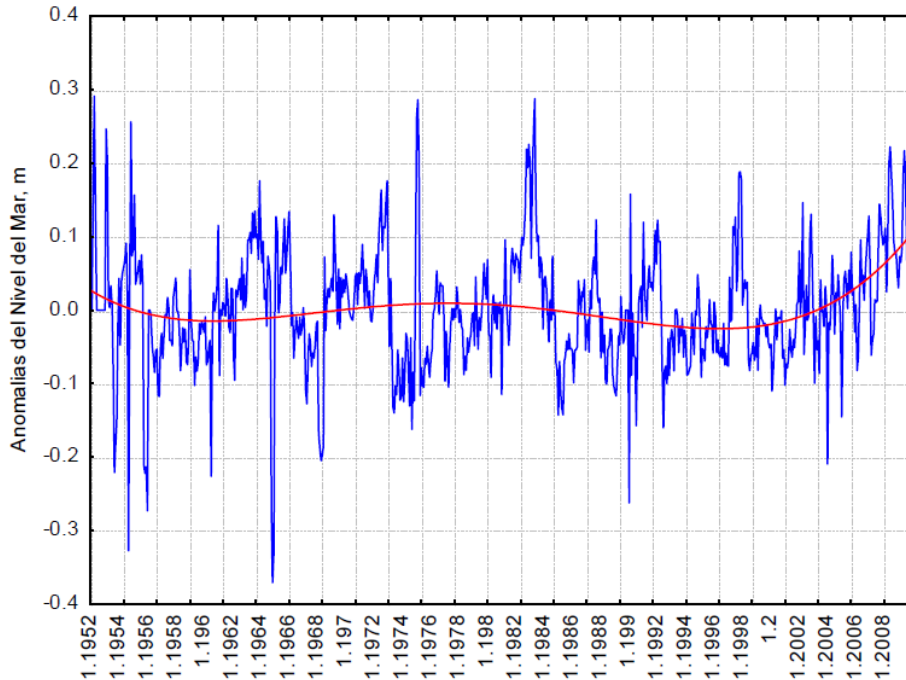


Figura 9. Cambios periódicos del nivel en el puerto de Buenaventura. Fuente: Málikov, IDEAM (2010).

**3.7.2 Vientos**

El viento en mar abierto es de componente S-SW, con una velocidad media del orden de los 3 m/s y valores máximos que no superan los 13 m/s.

Global, Wind Parameters at 10m, Climate Forecast System Reanalysis (CFSR), NCEP  
NOAA

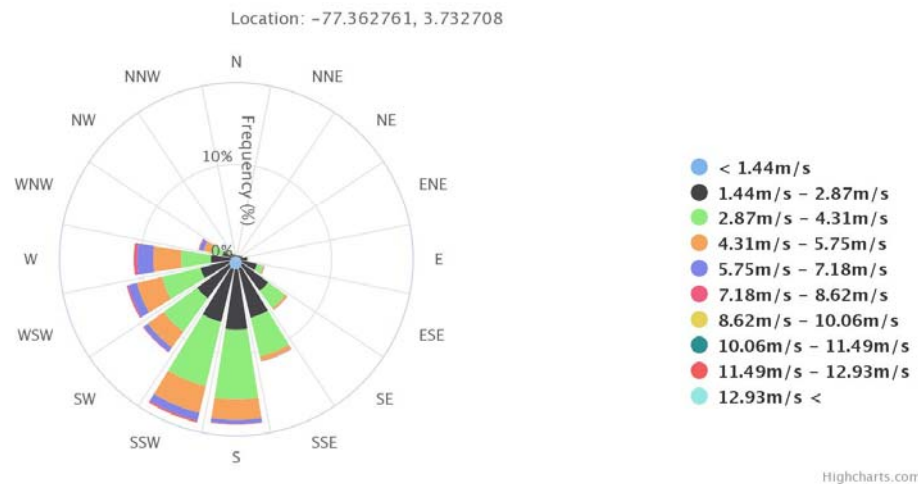


Figura 10. Rosa de vientos en aguas profundas, frente a la Bahía de Buenaventura. Fuente: NCEP NOAA a través de DHI (<https://waterdata.dhigroup.com/metocean-on-demand/>)

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

De acuerdo con el registro de vientos de la estación meteorológica del Aeropuerto de Buenaventura, las direcciones más frecuentes de ocurrencia del viento en la Bahía de Buenaventura son del sudoeste y sur, con frecuencias de presentación del 32% y 17% respectivamente. La dirección predominante, Sudeste, está alineada con el canal de entrada a la Bahía de Buenaventura.

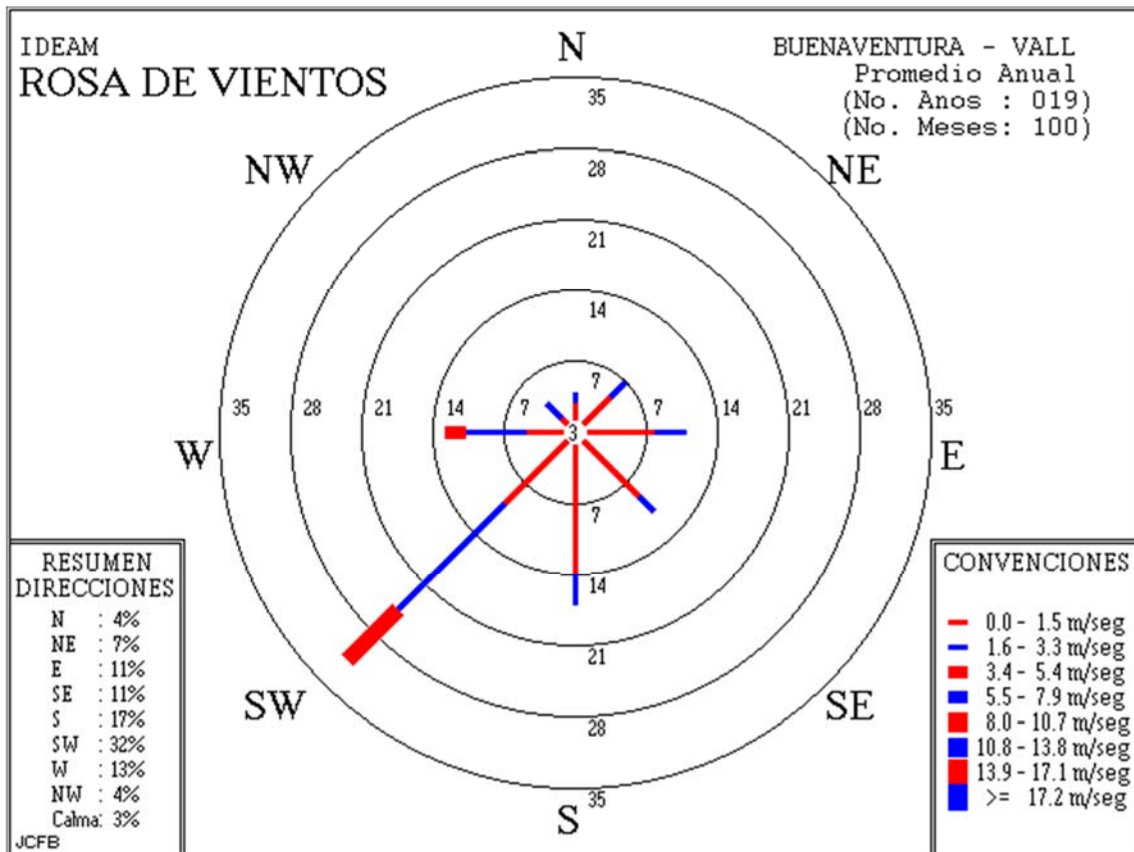


Figura 11. Rosa de vientos en el Aeropuerto de Buenaventura. Fuente: IDEAM.

En el área portuaria de Buenaventura predominan las mismas direcciones de vientos, con ligeras variaciones en las frecuencias de presentación. En la Figura 12 se puede observar que el 70% de los vientos soplan desde el tercer cuadrante, con clara tendencia al suroeste.

El porcentaje de calmas es del orden del 13,2%, y el 95,9% del tiempo la velocidad del viento es inferior a 5 nudos (aproximadamente 2,6 m/s), lo que representa un régimen de viento de baja energía en la Bahía.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

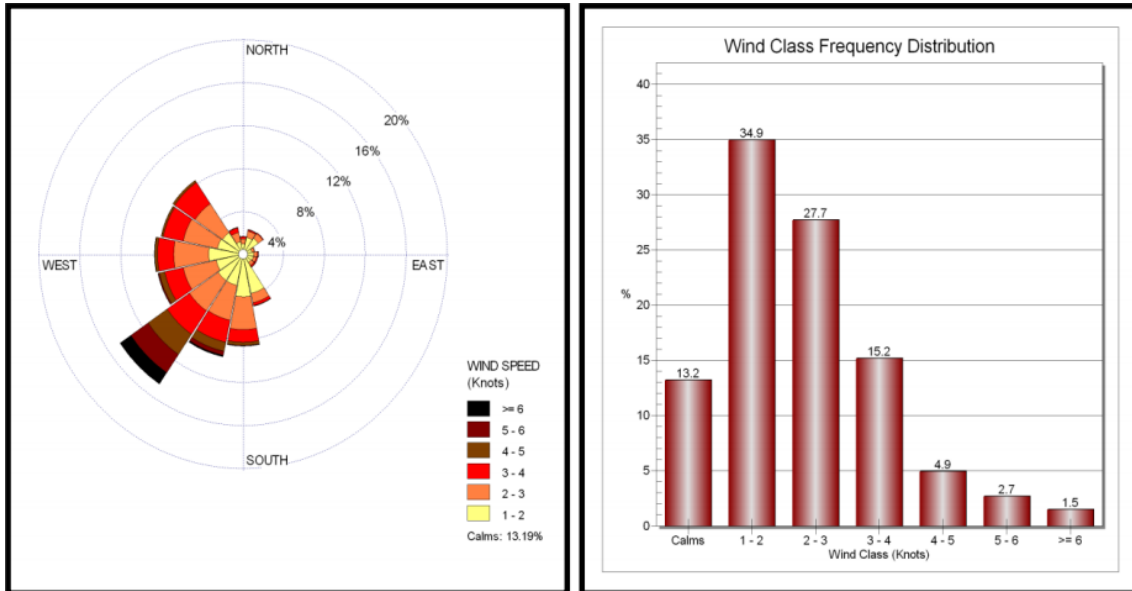


Figura 12. Rosa de vientos en la estación meteorológica del Puerto de Buenaventura, para el año 2011. Fuente: Guerrero et al. (2011).

**3.7.3 Oleaje**

El oleaje en aguas profundas frente a la bahía de Buenaventura es de componente SW a WSW, caracterizado por alturas de ola reducidas con un promedio de altura de ola significativa del orden de 0,91 m y un espectro de frecuencias claramente bimodal, que permite diferenciar dos tipos de oleaje: un oleaje de generación local o tipo Sea, con periodos entre 5 y 8 s y otro oleaje de fondo o tipo Swell, generado y propagado desde el Pacífico Sur, con periodos entre 12 y 17 s.

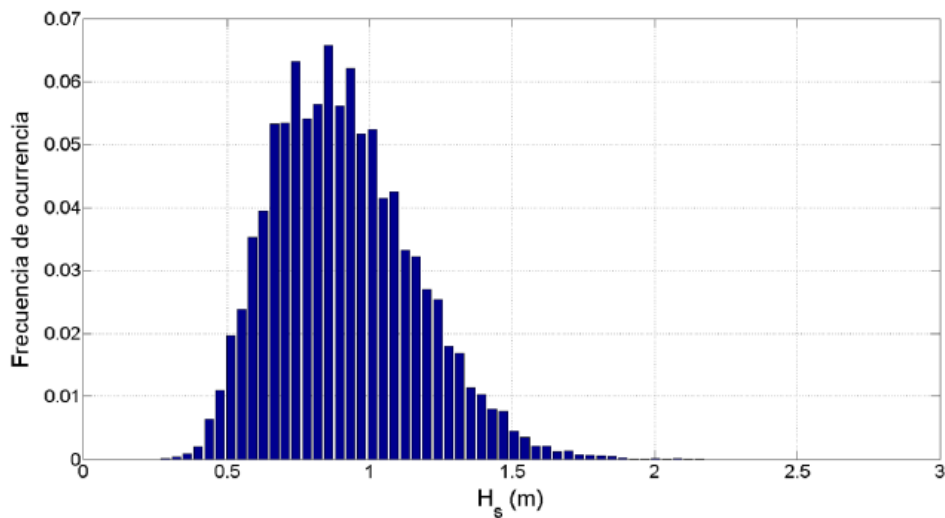


Figura 13. Histograma de frecuencias para la altura de ola significativa en aguas profundas. Fuente: Aqua & Terra (2017).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

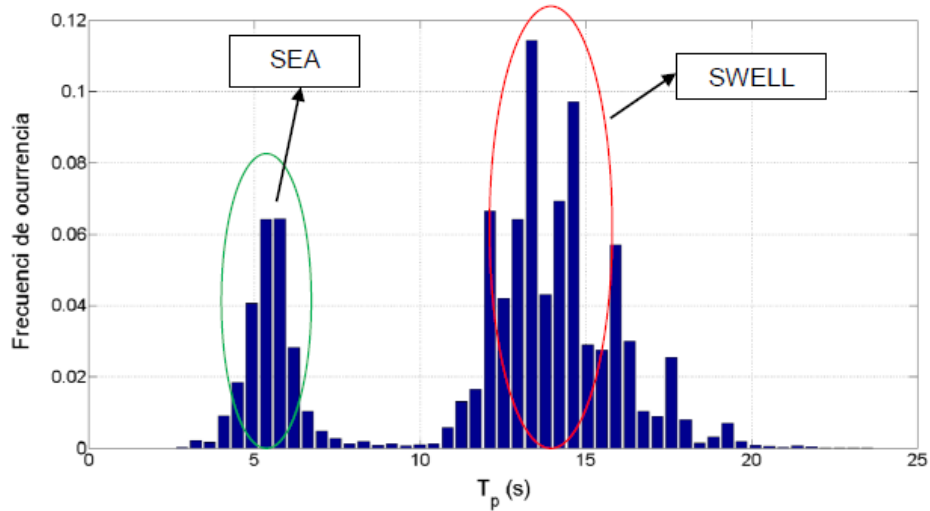


Figura 14. Histograma de frecuencias para el periodo de pico del oleaje en aguas profundas. Fuente: Aqua & Terra (2017).

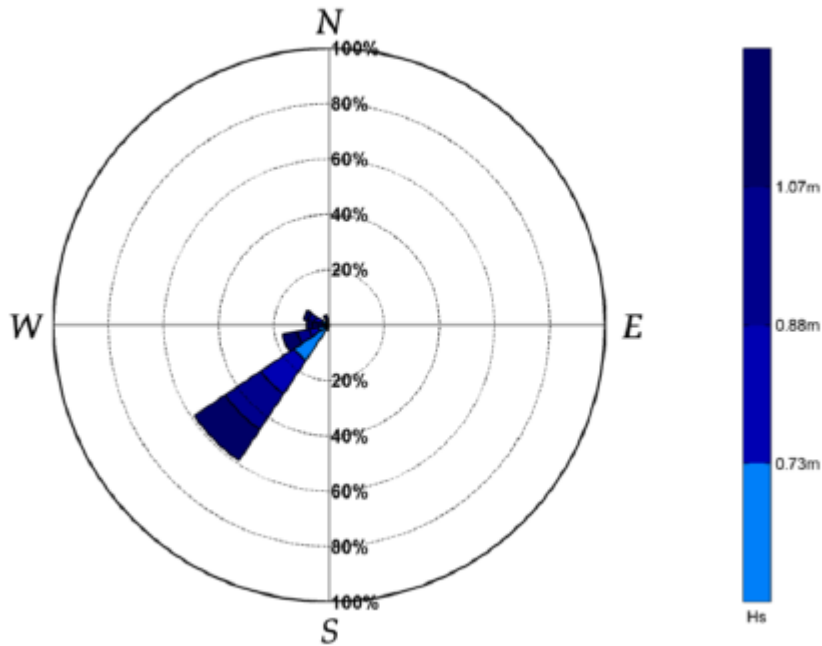


Figura 15. Rosa de oleaje en aguas profundas. Fuente: Aqua&Terra (2017).

El régimen medio de altura de ola significativa en profundidades indefinidas, obtenido a partir de una serie de 24 años de datos de retroanálisis, calibrados con la boya de oleaje de Buenaventura por Aqua&Terra (2017) presenta los valores de referencia mostrados en la Tabla 10. Como puede observarse, sólo el 1 % del oleaje registrado en aguas profundas supera los 1,6 m, lo que indica un régimen de oleaje muy poco energético.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

DIRECCION	PROB. SECTOR	H <sub>S50%</sub>	H <sub>S90%</sub>	H <sub>S95%</sub>	H <sub>S99%</sub>
ESCALAR		0,88	1,24	1,35	1,57
S	0,0%	1,19	1,39	1,47	1,5
SSW	2,0%	0,76	1,09	1,21	1,43
SW	58,7%	0,88	1,23	1,34	1,56
WSW	17,3%	0,93	1,31	1,42	1,62
W	8,1%	0,88	1,27	1,37	1,57
WNW	9,5%	0,86	1,17	1,26	1,46
NW	0,4%	0,79	1,12	1,2	1,32
NNW	3,9%	0,9	1,23	1,32	1,58

Tabla 10. Valores de régimen medio de altura de ola significativa en aguas profundas frente a la bahía de Buenaventura. Fuente: Aqua&Terra (2017).

El régimen extremal de oleaje en aguas profundas queda representado por el ajuste a la función Gumbel de los temporales extremos del registro, seleccionados mediante el método POT (Aqua & Terra, 2017):

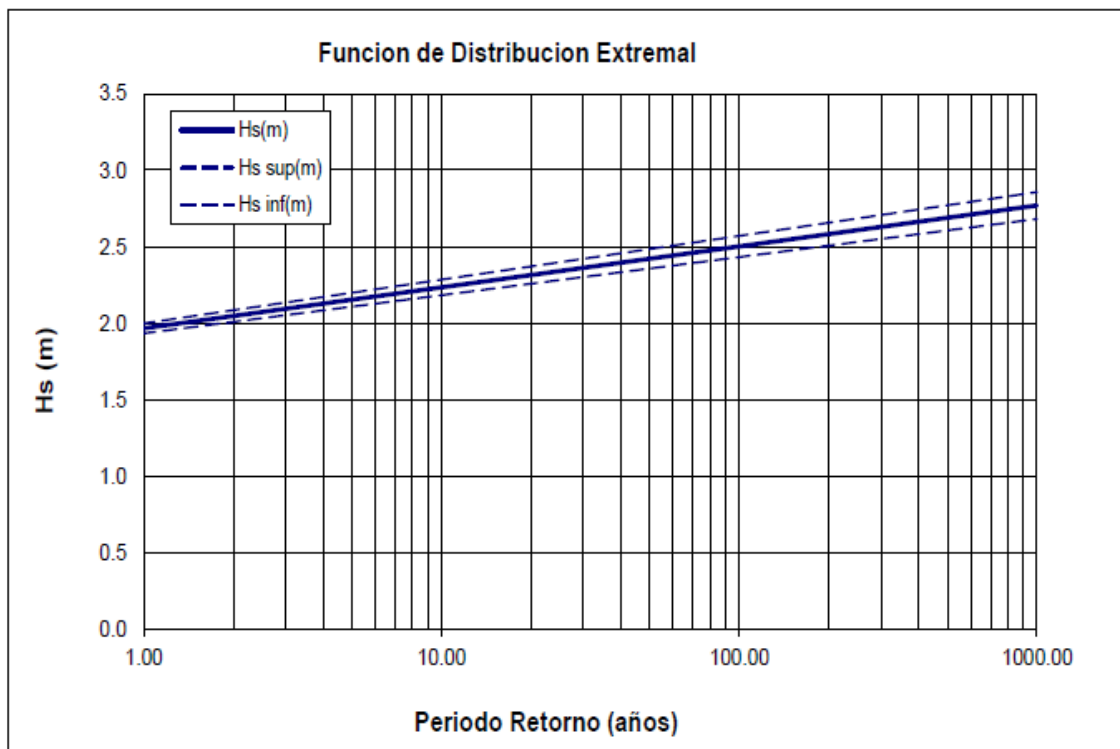
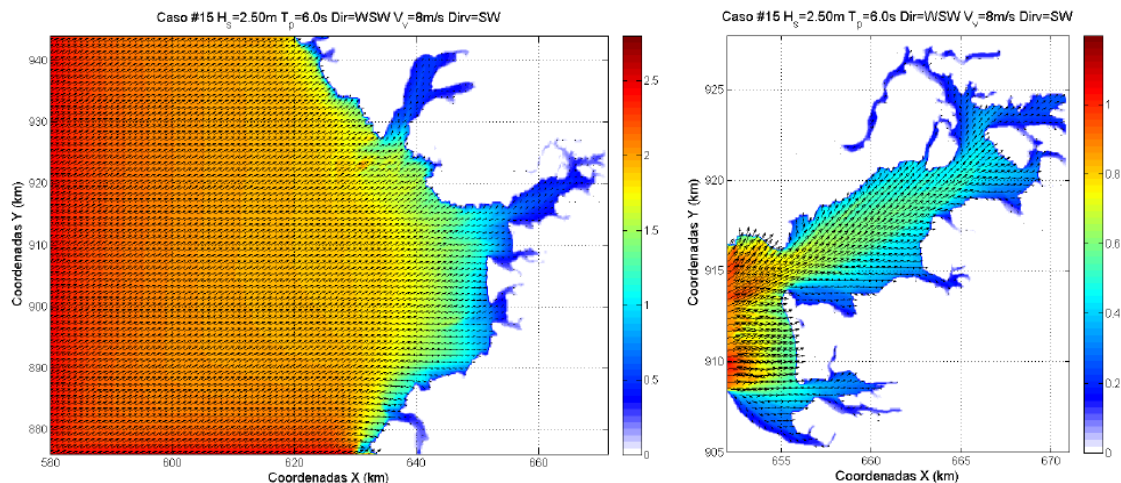


Figura 16. Ajuste de valores extremos de Hs en profundidades indefinidas a la función Gumbel. Fuente: Aqua & Terra (2017).

Como puede observarse, el valor de Hs para un periodo de retorno de 100 años es del orden de 2,50 m.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Para evaluar el grado de agitación por oleaje en el interior de la Bahía de Buenaventura, Aqua & Terra (2017) realizó un conjunto de simulaciones numéricas de propagación de oleaje, combinado altura de ola significativa, periodo y dirección para los estados de mar más representativos del régimen medio y extremal de oleaje.



**Figura 17. Resultados gráficos de la propagación de un oleaje con un periodo de retorno de 100 años en el caso más desfavorable. Fuente: Aqua & Terra (2017).**

Del trabajo realizado se deduce que el oleaje con mayor penetración en la Bahía de Buenaventura es el procedente del sector WSW (alineado con el eje de la bahía). La influencia del periodo de pico en la propagación únicamente es relevante para alturas de ola correspondientes a periodos de retorno altos (alturas de ola superiores a 2 m en aguas profundas), donde se observa que los oleajes de periodo largo (swell) sufren más atenuación que los de periodo corto (sea). La siguiente tabla muestra los valores orientativos de agitación y atenuación del oleaje para los casos más desfavorables:

	Escenario	Hs <sub>12</sub> , WNW, Sea	Hs <sub>12</sub> , WNW, Swell	Hs <sub>100</sub> años, WNW, Sea	Hs <sub>100</sub> años, WNW, Swell
Aguas Profundas	Hs (m)	1,83	1,83	2,50	2,50
	Tp (s)	6,0	14,0	6,0	14,0
Bocana de la Bahía	Hs (m)	0,8	0,8	1,2	1,5
	% Atenuación	56,3%	56,3%	52,0%	40,0%
Norte de la Isla Cascajal	Hs (m)	0,4	0,4	0,5	0,2
	% Atenuación	78,1%	78,1%	80,0%	92,0%

**Tabla 11. Resultados de los escenarios más desfavorables de propagación de oleaje al interior de la Bahía de Buenaventura. Fuente: Aqua & Terra (2017).**

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Estos resultados indican que, para un periodo de retorno de 100 años, la agitación interior por oleaje no excederá los 0,5 m en la zona más interior de la Bahía, incrementándose progresivamente hasta un máximo de 1,2 m en la bocana de la misma.

Asimismo, estas simulaciones se repitieron considerando el efecto de un dragado mayor en el canal de navegación, observando que las variaciones en la altura de ola significativa propagada en la zona de profundización del canal eran inferiores a 0,15 m.

### **3.7.4 Corrientes**

La hidrodinámica de la bahía de Buenaventura está gobernada principalmente por la propagación de la onda de marea. En el interior de la bahía no se producen apenas corrientes generadas por los oleajes, dado que su energía en el fondo de la bahía es casi nula (valores de velocidad inferiores a 0.1 m/s). Estas corrientes únicamente aparecen en el litoral exterior de Isla Soldado, donde alcanzan velocidades máximas de 0,40 m/s (Aqua & Terra, 2017).

De acuerdo algunas mediciones realizadas de corrientes de marea en el canal interior de acceso al Puerto de Buenaventura y Terminal TCBuen (Consultores Ambientales LTDA., 2009), se han detectado velocidades máximas de 0,62 m/s en el cruce entre el estero Gamboa, Aguacate y el Piñal, asociadas al vaciado de los tres esteros con mareas vivas. Este valor se reduce a 0,44 m/s y 0,40 m/s en la zona del canal de acceso y el inicio del área de reviro, respectivamente.

Los valores máximos de corriente se producen durante la vaciante en el estrecho de la bocana de la bahía (Osorio et al. 2016), que son del orden de 0,8 m/s.

Estas velocidades de corriente se reducen del orden de un 40% para las mareas medias (entre 0,25 y 0,35 m/s) y en algo más de la mitad para las mareas muertas (entre 0,15 y 0,30 m/s).

### **3.7.5 Aporte fluvial**

La red hidrográfica en la zona de estudio pertenece a la cuenca de la Bahía de Buenaventura, cuya área abarca el 5,78 % del total municipal. El caudal de aguas continentales que se vierte a la Bahía de Buenaventura está determinado principalmente por las descargas de los ríos Dagua y Anchicayá y las quebradas Pichidó, San Joaquín, Aguadulce, Gamboa y San Antonio.

Los aportes de los ríos principales, el Dagua y el Anchicayá, se caracterizan por unos caudales medios de 66 y 98 m<sup>3</sup>/s, respectivamente.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

RIOS y ESTEROS	CAUDALES (m3/s)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Río Dagua	55,8	66,1	89,4
Río Anchicaya – brazo principal	48,8	98,9	604,5
Río Anchicaya – Brazo Seco	26,2	53,2	325,5
Río Anchicaya – Brazo Humané	15,0	30,0	60,0
Estero Aguadulce	40,0	80,0	160,0
Estero Gamboa	15,0	30,0	60,0
Estero Aguacate	5,0	10,0	20,0
Estero San Antonio	10,0	20,0	40,0
Estero Hondo	5,0	10,0	20,0
Estero Limones	15,0	30,0	60,0
Estero Fabián	10,0	20,0	40,0

Tabla 12. Datos hidrológicos en la Bahía de Buenaventura. Fuente Universidad del Valle (1991).

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **3.8 Meteorología**

#### **3.8.1 Huracanes**

La cuenca del Pacífico colombiano se encuentra influenciada por la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), que corresponde a una región de bajas presiones atmosféricas, donde convergen los vientos alisios tropicales del sudeste y del noreste. Estas masas de aire con diferencias térmicas y gradientes de humedad ascienden en forma de una banda nubosa por procesos de convección, caracterizando esta zona por vientos variables y débiles (zona de calmas ecuatoriales) y por una alta pluviosidad (Aqua & Terra, 2017).

Además, las costas del Pacífico Colombiano no presentan antecedentes del desarrollo de eventos asociados a ciclones tropicales, como se puede apreciar en el mapa mostrado en la Figura 18, pues no reúnen las condiciones necesarias para la generación de este tipo de fenómenos, dado que:

- En primer lugar las temperaturas de la superficie marina no son lo suficientemente elevadas como para promover una evaporación masiva que dé inicio a la inestabilidad (generalmente estos fenómenos están limitados a aguas con temperaturas superiores a los 26.5°C en una capa de al menos 50 m de profundidad).
- Por otro lado, la cercanía de la región del Pacífico Colombiano al Ecuador no suministra la suficiente fuerza de Coriolis que permita la formación y mantenimiento de una rotación de gran escala en el viento superficial. Por esta razón, no se producen huracanes en latitudes inferiores a 4-5° al norte o sur del Ecuador.

Por esta razón, la presencia de huracanes en la zona de estudio no es factible, y no es necesario considerar estos fenómenos como factores de diseño.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

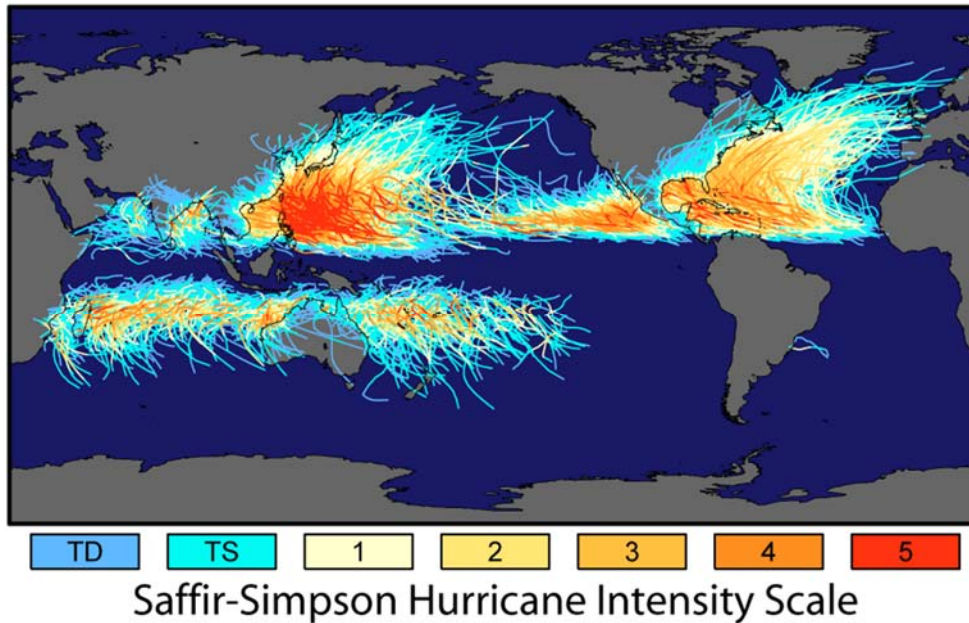


Figura 18. Trayectorias e intensidad de todos los ciclones tropicales registrados en los últimos 150 años.  
Fuente: NASA<sup>3</sup>.

### 3.8.2 Descargas atmosféricas

De acuerdo al mapa isoceráunico de Colombia, elaborado por el HIMAT e incluido en la NTC 4552-1, en donde se encuentra el número de descargas atmosféricas (rayos) que se presentan en una zona por año, se tiene que la población de Buenaventura está en un rango de 150 días de tormenta eléctrica anuales, lo cual indica que la probabilidad en de este evento en la zona es alta.

<sup>3</sup> [https://eoimages.gsfc.nasa.gov/images/imagerecords/7000/7079/tropical\\_cyclone\\_map\\_lrg.gif](https://eoimages.gsfc.nasa.gov/images/imagerecords/7000/7079/tropical_cyclone_map_lrg.gif)

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

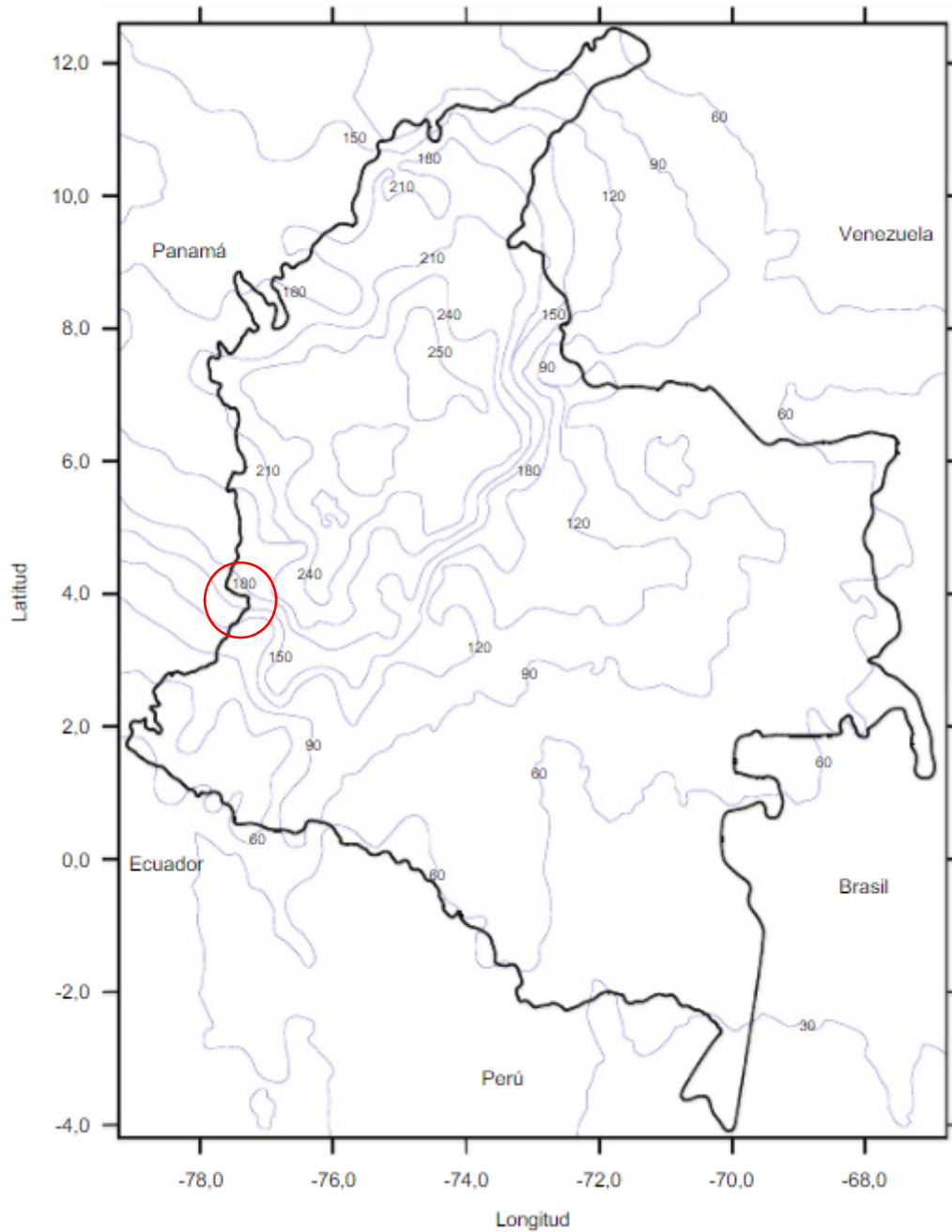


Figura 19. Mapa de ISO-Niveles cerámicos para Colombia (Área de 30 km x30 km). Fuente: NTC 4552-1.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### 3.9 Sismicidad

#### 3.9.1 Fuentes sísmicas

Según el régimen sismotectónico de la región en que se ubica la Bahía de Buenaventura, se presentan las siguientes fuentes de sismicidad:

- La Zona de subducción, frente al litoral, es la interface de convergencia y fricción entre la placa de Nazca (oceánica) y la continental. Las zonas de subducción son, a escala global, el tipo de fuente sísmica de mayor actividad y amenaza, en términos de las magnitudes máximas y períodos de recurrencia. Los sismos de 1906 y 1979 fueron los más grandes en Colombia durante el período de registro instrumental, ocurrieron en la zona asociada al proceso de subducción.
- La zona de Wadati-Benioff, asociado al fallamiento activo, por la presencia de una serie de fallas inversas y de rumbo a lo largo de la zona de contacto entre las placas oceánica y continental, conocida como “zona de Benioff”, producto de esfuerzos de tensión – compresión y cambios de fase bajo presión dentro de la placa oceánica que se sumerge en el manto terrestre y esto posibilita la generación de numerosos sismos. A este tipo de fuente está asociada a escala global la sismicidad de focos intermedios y profundos. El sismo fuerte más reciente ocurrió en febrero de 1995 (Calima-Darién). Históricamente ha sido la fuente de la mayoría de los terremotos con intensidades intermedias en el área. Para esta fuente se ha estimado que los sismos con magnitud 7,5 tendrán un período de recurrencia promedio de 16 años. Los principales sismos asociados corresponden a los de 1962:07:30, 1979:11:23 y 1995:02:08, con magnitudes entre 6,4 y 7 y profundidades del orden de 70 a 120 km.

Como consecuencia de la transmisión de esfuerzos y deformaciones al interior de las placas, a partir de las fuentes primarias, en los límites de placa (zona de subducción para este caso), resulta un sistema de fallas superficiales longitudinales y transversales, siendo los sistemas Cauca-Romeral, los de mayor ex-presión y que afectan el occidente colombiano.

Entre los sistemas de fallas presentes en las cercanías del área de influencia se presentan los siguientes sistemas:

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Falla Garrapatas, Dagua- Calima y Cauca-Almaguer: Delimitan y ponen en contacto el dominio litológico costero continental y basamento oceánico occidental con el sector cordillerano andino centro-oriental de dominio volcano-sedimentario y las cuales presentaron un movimiento sinetral y dextral, como resultado de una compresión NW-SE durante la orogenia andina, asociadas al Sistema Romeral. Estructuralmente, en la zona sedimentaria terciaria del área de estudio, se definen numerosos pliegues de poca flexibilidad (INGEOMINAS, 1988).

La Falla Garrapatas, presenta un rumbo general NE y según Paris et al. (2000) es una falla inversa y secundaria normal. Según Montoya (2003) indica que esta falla se sitúa entre los departamentos del Valle y Chocó, con una dirección N 60 – 70 E, que controla el curso del Río Garrapatas. Junto con las fallas de Buenaventura y Naya – Micay, delimitan el paleoalto fisiográfico de Buenaventura a escala regional.

- Falla Naya-Micay: Se sitúa al suroccidente de la Bahía, discurre en dirección SW-NE e intersecta con la Falla de Buenaventura en los alrededores de la zona del canal de acceso. Bordea la zona del litoral y junto con la Falla Buenaventura, parecen ser las responsables del hundimiento del bloque sur de la Bahía de Buenaventura y el oeste de la costa pacífica.
- Falla de Buenaventura: Presenta dirección general SW-NE, su traza es inferida según el mapa geológico de INGEOMINAS (1998) y referenciada por el POT de Buenaventura (2001). Se presenta en la zona central de la bahía, alcanzando el acceso al estero Gamboa. En el sector que rodea el área de influencia, se puede observar un levantamiento del bloque norte con relación al bloque sur, lo que corresponde a la zona del canal de Buenaventura que, al menos parcialmente, comprende una depresión topográfica causada por esta falla. Esta falla se considera como la responsable de las anomalías geomorfológicas que se presentan en la zona e inclinación tectónica de la bahía.

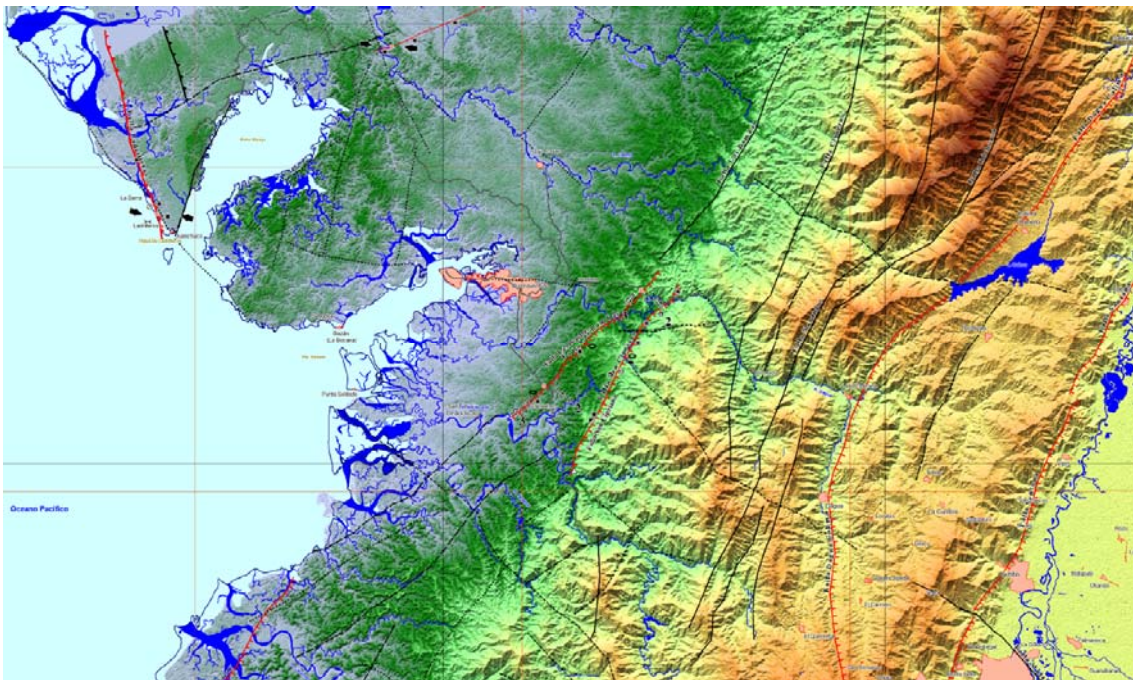
Las fallas Naya Micay y Buenaventura no presentan expresión superficial, y su conocimiento es aún bajo, aunque a partir de las investigaciones sísmicas realizadas en la plataforma continental, indican que las rocas terciarias más antiguas están afectadas por movimientos tectónicos fuertes, caracterizados por movimientos diapíricos y tectónica de bloques. Esta tectónica de bloques ha dado como resultado la formación de fallas inversas de ángulo bajo, con inclinaciones hacia el Este, que han afectado rocas cretáceas del basamento y rocas del Terciario temprano (Moffatt & Nichol, 2008).

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Se les atribuye igualmente las variaciones y diferencias marcadas que geológica y geomorfológicamente presentan los sectores que están al norte y sur de la bahía.

Frente a la proximidad y afectación que podría tener la falla de Buenaventura a la zona del proyecto portuario, puede decirse que ésta es una falla cuya traza y posición estratigráfica no ha sido identificada y correlacionada con las formaciones terciarias y cretácicas, integrando las facies sedimentarias superiores; además de no presentar antecedentes históricos ni recientes de afectación regional en la Bahía interna.

A partir de las exploraciones sísmicas y de la evaluación de los perfiles estratigráficos realizadas por Consorcio P.I.O S.A.S. (2014), se deduce que la probabilidad de activación y afectación de la falla, estaría asociado a la actividad tectónica y zona de subducción que se encuentra a todo lo largo de la costa pacífica colombiana, con efectos en la actividad sísmica que puede favorecer el transporte de sedimentos a la zona litoral.



**Figura 20. Fallas activas y probablemente activas en las proximidades de Buenaventura. Fuente: OSSO-CVC, 2008.**

En el radio de 50 km adoptado para evaluar fuentes cercanas (con mayor potencial de daños), se encontraron fallas activas como Las Bombas y San Cipriano, a unos 15 y 20 km al este de la ciudad, respectivamente, con magnitudes de momento máximas probables del orden de 6,7, periodos de retorno entre 500 y 7.000 años y tasas de movimiento de moderada a media-alta, entre 1,0 y 5,0 mm/año (OSSO-CVC, 2008). A estas fallas, y a la falla Cisneros, parece asociarse

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

actividad sísmica instrumental registrada por la RedSW. Otras, como la falla Garrapatas, no muestran actividad sísmica reciente asociada (véase Figura 20).

### **3.9.2 Sismos históricos**

La Red Sismológica Nacional de Colombia ha llevado un registro de los eventos sísmicos y sus epicentros para el área de estudio. Se puede observar que la zona ha tenido una gran recurrencia de actividad y eventos sísmicos, los cuales son principalmente someros y con magnitudes de entre 4-6 en la escala de Richter en el área cercana a Buenaventura, en donde se desarrollaría el proyecto (véase Figura 21).

Asimismo, según el Observatorio Sismológico del Suroccidente (OSSO), que junto con el Servicio Geológico Colombiano participa en el monitoreo de la amenaza sísmica y actividad microsísmica en el occidente del país, han determinado que *"el segmento del Cauca constituye probablemente la fuente sismogénica de más destrucción en el país"*.

La magnitud última posible para los sismos originados allí, puede ser del orden de 8,6 en la escala Ms. No se ha establecido el límite superior de la magnitud de referencia en este segmento; no obstante, algunas consideraciones de orden físico y geométrico sugieren a los autores a presumir que este segmento es el más activo pudiendo generar los sismos de mayor magnitud para los sismos con foco más superficial, de profundidad que varía entre los 30 y 40 km. Se localizan predominantemente en la zona oceánica, entre las longitudes 78° y 79° W, aumentando en profundidad a medida que se avanza hacia al este de esta zona.

Los eventos mayores que han afectado en un grado mayor a Colombia en este siglo se originaron en el tramo que va desde Esmeraldas (Ecuador), hasta Buenaventura. Entre los eventos sísmicos más importantes se encuentran los del 31 de enero de 1906 de magnitud 8,7; el del 19 de enero de 1958 de 7,8 y el del 12 de diciembre de 1979 de 7,9 de magnitud. Por la localización del epicentro de las fuentes de estos sismos, dichos terremotos generaron oleajes con alturas considerables que afectaron los sectores bajos de la costa, el tsunami de 1906 afectó el área de cabo Manglares y Bocas de Micay. El terremoto de 1979 produjo hundimientos de 30 a 160 cm en zonas aledañas a la costa, y levantamientos en el borde de la plataforma continental.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

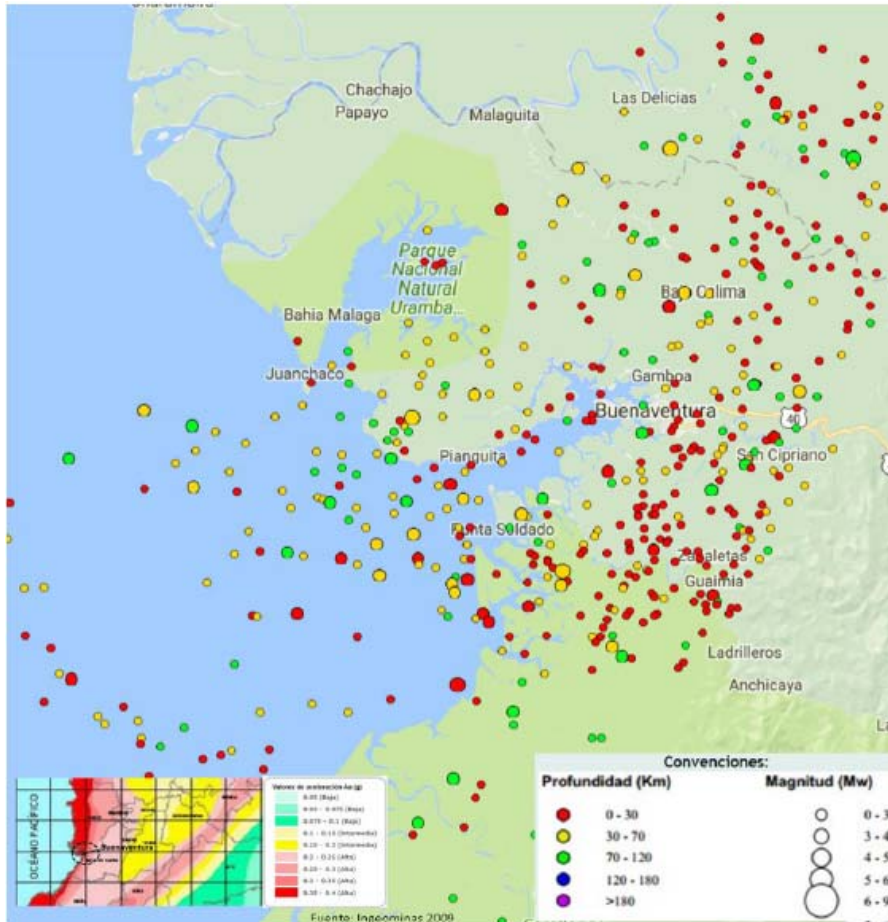


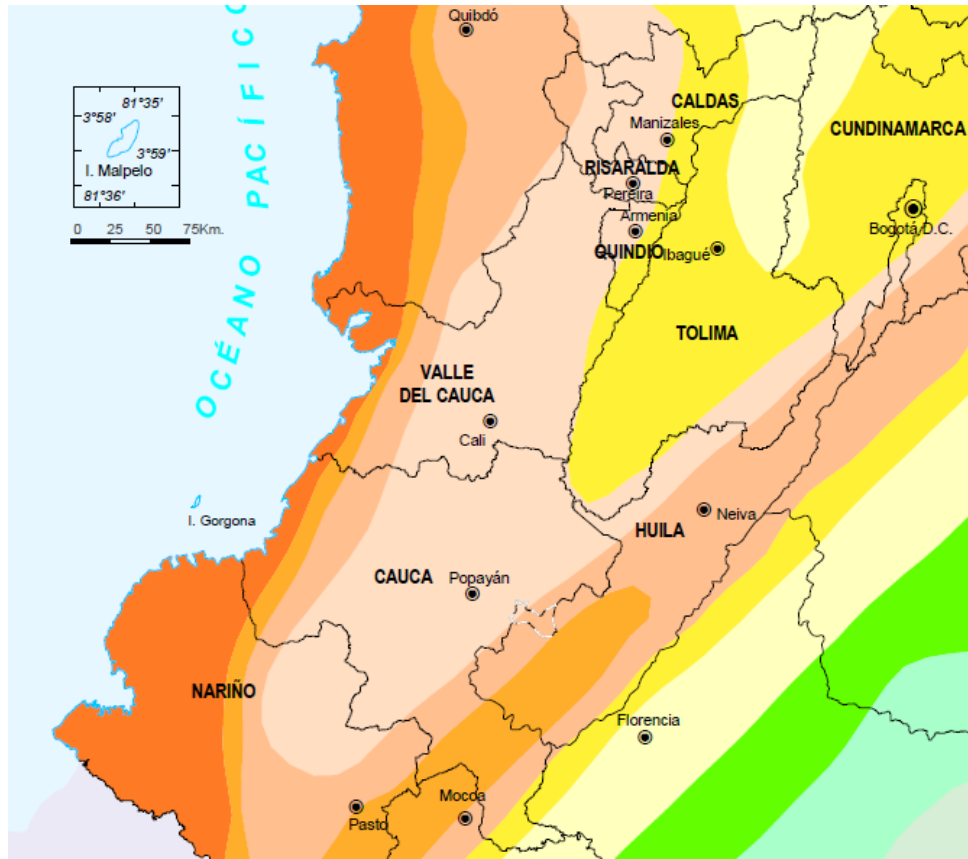
Figura 21. Sismos registrados en el sector de Buenaventura entre los años 1993 y 2017. Fuente: Aqua&Terra (2017), tomado de Ingeominas.

**3.9.3 Amenaza sísmica**

De acuerdo con los estudios de amenaza sísmica, Colombia se ha dividido en tres niveles de amenaza: alta, intermedia y baja. Esta categorización de la amenaza tienen en cuenta la ubicación de las zonas de convergencia de las placas tectónicas y de las fallas activas, los sismos ocurridos de cualquier magnitud, ya sea medidos por las redes sismológicas o caracterizados por reportes históricos.

En el caso de la Bahía de Buenaventura, de acuerdo con el Mapa de riesgo sísmico de Colombia (ver Figura 22), corresponde el nivel de amenaza sísmica máximo, con aceleraciones de pico efectivas (Aa) del orden de 0,4g.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



ACELERACIÓN Aa(g)	GRADO DE AMENAZA	CARACTERÍSTICAS
0,01	Baja	Aquellas regiones cuyo sismo de diseño no excede una aceleración pico efectiva (Aa) de 0.10g. Aproximadamente el 55% del territorio colombiano se encuentra incluido en esta zona de amenaza.
0,05		
0,075		
0,10	Media	Áreas de amenaza intermedia por sismicidad con presencia y afectación de fallas geológicas activas, pueden presentarse altas magnitudes de sismos con deslizamientos inducidos.
0,15		
0,20		
0,25	Alta	Áreas muy cerca a fuentes sismogénicas, en el Andén Pacífico con amenaza Alta por ocurrencia de magnitudes altas de aceleración y efectos de daños pueden dar lugar a maremotos y tsunamis.
0,30		
0,35		
0,4		

Figura 22. Extracto del mapa de riesgo sísmico de Colombia para el Valle del Cauca. Fuente: SIG-OT (facilitado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, 2012)

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### 3.10 Tsunamis

Suramérica es una de las regiones con mayor actividad tsunamigénica del mundo, con un total de 102 tsunamis registrados en el periodo 1901-2000. Con base en los registros del Historical Tsunami Database (HTDB), Guziakov (2005) calculó un coeficiente de eficiencia para tsunamis de 84% para Suramérica, obtenido como la relación entre el número total de tsunamis y el número total de sismos costeros y submarinos de magnitud  $M_s \geq 7.0$  y profundidad  $h < 100$  km ocurridos en una región específica durante los últimos 100 años. Este elevado coeficiente indica que las costas occidentales de Suramérica constituyen una de las regiones más vulnerables de todo el océano Pacífico a la ocurrencia de tsunamis generados por eventos sísmicos.

El Bloque Norte de los Andes es una región de intensa actividad tectónica, en particular la franja sísmica ubicada frente al litoral pacífico sur de Colombia y norte de Ecuador (Gutscher et al., 1999). Durante el siglo pasado se presentaron cuatro grandes terremotos con  $M_w > 7,7$  en esta zona (el mayor de ellos con  $M_w > 8,7$  en 1906), que originaron tsunamis que devastaron la región costera del litoral pacífico colombo-ecuadoriano, causando graves daños y pérdidas de vidas humanas. El evento de 1979 (con  $M_s > 7,7$ ), fue uno de los que mayor afectación tuvo en la zona de interés, generando importantes daños en la vecina bahía de Tumaco (Nariño).

Dado el elevado potencial sísmico de la región donde se ubica Buenaventura y su cercanía a las zonas de subducción de la placa de Nazca bajo la placa de Suramérica, la Bahía de Buenaventura es susceptible de sufrir los efectos de un potencial tsunami.

Para evaluar el riesgo de inundación y daños por tsunami, diversos autores han realizado estudios mediante el modelado hidrodinámico de a onda de tsunami aproximándose a la bahía. En la Tabla 13 se resumen los escenarios analizados por cada autor, capaces de generar un tsunami más extremo en la Bahía de Buenaventura (considerando el epicentro más desfavorable y la máxima magnitud simulada, así como su coincidencia con marea alta), y los resultados obtenidos:

<b>Autores</b>	<b>Sismo precursor</b>	<b>Altura de ola máxima (m)</b>	<b>Tiempo de arribo (min)</b>
Caballero y Ortiz (2003)	$M_w = 8,2$ localizado a 10 km de profundidad, con epicentro en $3,5^\circ N$ y $78,8^\circ W$ (ep.nº3)	4,8 (Bocana) 3,5 (SW Isla Cascajal) 2,5 (N Isla Cascajal)	80 - 90
Restrepo y Otero (2007)	$M_w = 8,6$ , con epicentro a $3,65^\circ N$ y $78,15^\circ W$ (ep.nº8)	6,3 (Bocana) 5,3 (Delta Dagua) 6,2 (SW Isla Cascajal) 5,2-6,0 (N Isla Cascajal)	50 - 75

**Tabla 13. Síntesis de los valores máximos de altura de onda y tiempo de arribo del tsunami para los estudios realizados mediante modelos numéricos en la Bahía de Buenaventura. Fuentes: Caballero y Ortiz (2003), Restrepo y Otero (2007).**

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**



Figura 23. Localización de epicentros de sismos tsunamigénicos modelados por los distinto autores respecto a la Bahía de Buenaventura (C&O: Caballero & Ortiz, 2003; R&O: Restrepo y Otero, 2007).

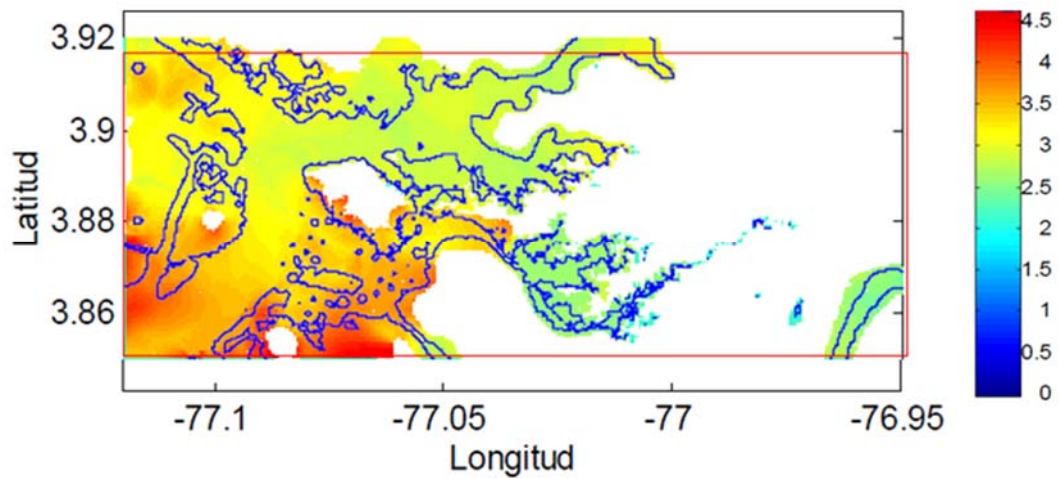


Figura 24. Mapa de inundación para un evento con origen en 78.8W 3.5N, magnitud 8.2 y con un nivel de marea alto. Las áreas blancas representan las zonas que permanecen secas y los colores indican, según la escala adjunta, la altura máxima de ola encontrada para todo el tiempo simulado. Fuente: Caballero & Ortiz (2003)

Ambos estudios concluyen además que una gran parte de la energía es disipada en la entrada del canal, debido a la fricción con el fondo, con reducciones en la altura de ola que varían entre el 34% y el 47% entre la boca de la bahía y la isla de Cascajal. Cabe destacar que la presencia de vegetación de manglar en zonas costeras bajas contribuye al amortiguamiento del impacto generado por la ola de tsunami en su llegada a la costa (Velasco et al., 2016).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

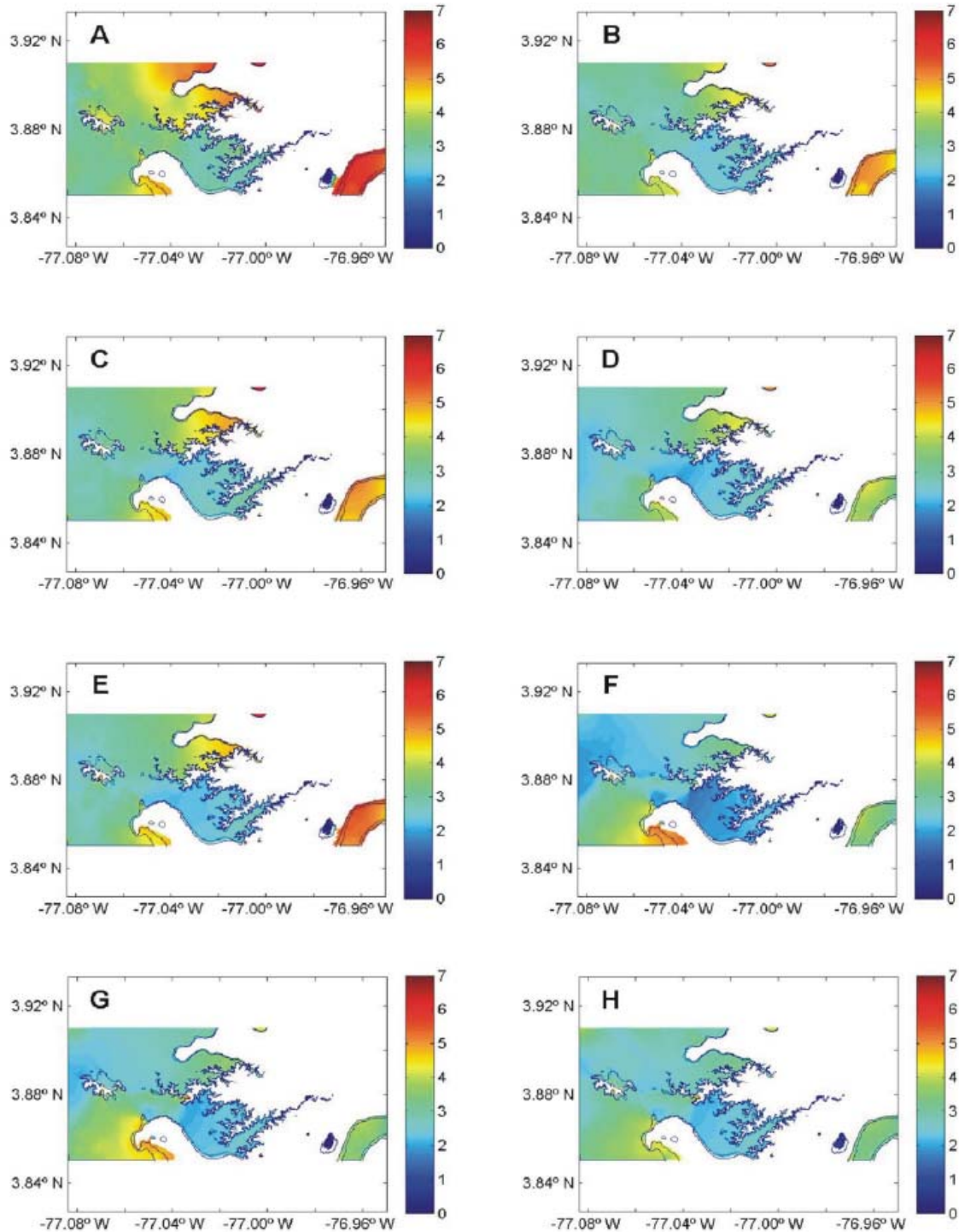
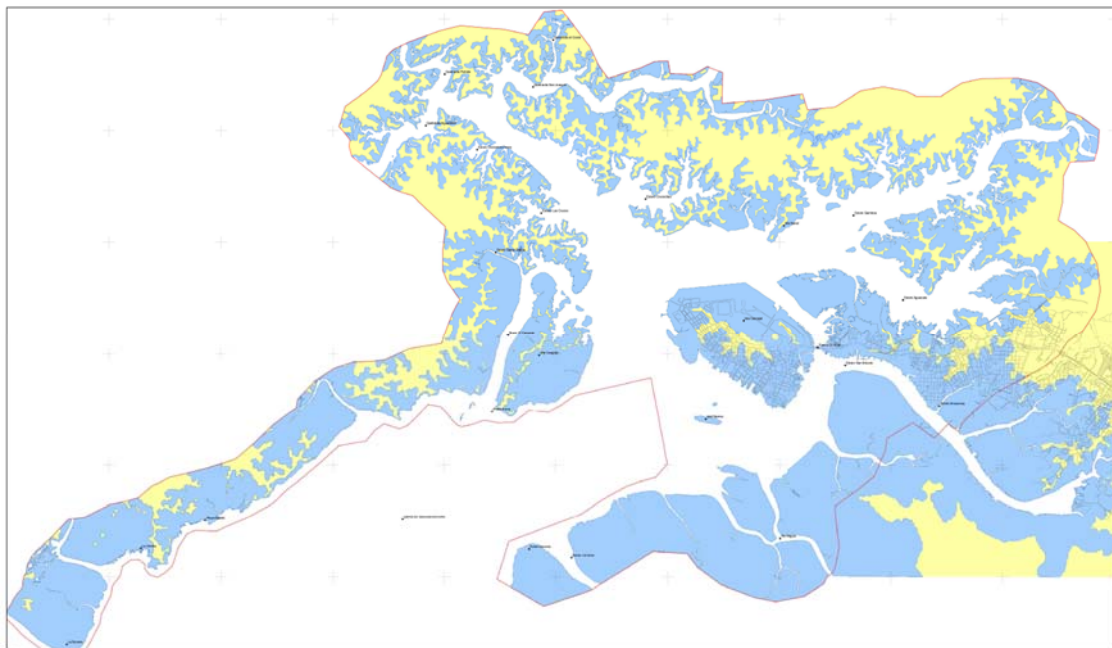


Figura 25. Campos de inundación homogéneos (m) para un tsunami generado por un sismo MW = 8.6, durante marea alta, para los ocho epicentros definidos por Restrepo y Otero (2007). Fuente: Restrepo & Otero, 2007).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

A partir de los resultados de estos estudios, el Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas del Pacífico de la DIMAR ha desarrollado mapas de amenaza de tsunami para varios emplazamientos del Pacífico colombiano, entre ellos Buenaventura. El mapa de inundación de la Figura 26 muestra, para un tsunami generado por un sismo de magnitud 8,6 Mw con epicentro a 3,65°N y 78,15°W, durante la pleamar, las áreas inundables (en color azul) por la onda de tsunami, que como puede verse cubre la mayor parte de los terrenos costeros.



**Figura 26. Mapa de inundación por tsunami en la bahía de Buenaventura. Fuente: DIMAR-CCCP, 2009.**

En cuanto a los campos de velocidad, Bastidas & Puentes (2008) indicó que el patrón de corrientes generadas por una onda de tsunami se caracteriza por la división de la corriente proveniente de la boca de la bahía al llegar a la isla de Cascajal, bordeando a la isla por el Norte y por el Sur, de tal forma que el extremo sudoeste de dicha isla queda parcialmente protegida por el bajo frontal, que reduce la velocidad, actuando como barrera.

En cambio, las velocidades son muy elevadas en el extremo noroeste y sudeste de la isla, en donde se presenta una fuerte corriente que bordea la isla y penetra por los esteros Aguacate y San Antonio, inundando el borde continental de Buenaventura.

Este patrón se repite durante los descensos del nivel del mar o reflujos, ya que el agua sale por los esteros y bordea nuevamente a la isla.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

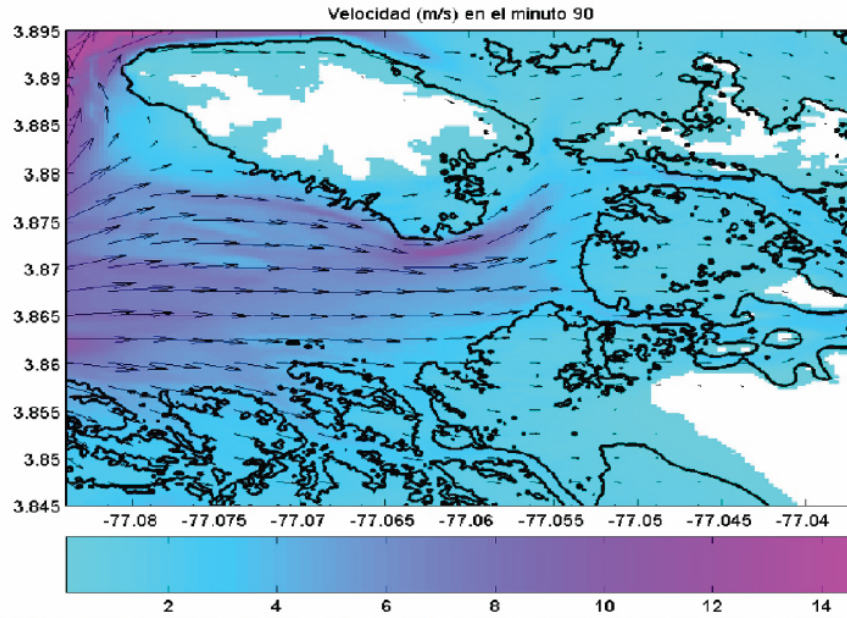


Figura 27. Mapa de velocidad alrededor de Isla Cascajal durante ascenso de la onda de tsunami para el escenario más desfavorable. Fuente: Bastidas (2008).

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

#### **4 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES PARA UN TERMINAL MARÍTIMO PARA LA RECEPCIÓN DE GNL**

A nivel preliminar, considerando como buques de diseño tipo para el nuevo terminal una nave tipo FSU o FSRU de hasta 170.000 m<sup>3</sup> de capacidad y Gas Carriers de tamaño máximo tipo Qmax, se identifican un conjunto de requerimientos funcionales mínimos para la recepción y operación de GNL mediante las posibles alternativas tecnológicas expuestas en el capítulo 2.

##### **4.1 Necesidad de Infraestructuras de Abrigo**

Se considera que un puerto está abrigado cuando sus condiciones de oleaje y viento son muy favorables, es decir, cuando la terminal no está altamente expuesta a las condiciones oceánicas, sino que, de forma natural o artificial, goza de una protección que facilita la operativa portuaria. Se trata de un parámetro fundamental para definir el grado de operatividad de la terminal.

Para la adecuada recepción y operación de buques de GNL, se consideran, a priori, las condiciones límite operativas recomendadas por la ROM 2.0-11 (Puertos del Estado, 2011), que contemplan:

- Condiciones límite para la permanencia de los buques de FSU, FSRU o GNL carriers en el atraque:
  - Velocidad del viento:  $V_{10m, 1min} = 25 \text{ m/s}$  , es decir  $V_{10m, 30sg} = 25,7 \text{ m/s}$
  - Altura de ola significante:  $H_s=2 \text{ m}$ .
  - Velocidad de corriente:  $V_c = 1 \text{ m/s}$
- Condiciones límite para las operaciones de carga y descarga de GNL son:
  - Velocidad del viento:  $V_{10m, 1min} = 16 \text{ m/s}$  , es decir  $V_{10m, 30sg} = 16,4 \text{ m/s}$
  - Altura de ola significante:
    - ✓  $H_s=0,8 \text{ m}$ . para buques gaseros de capacidad  $<60.000\text{m}^3$
    - ✓  $H_s=1,0 \text{ m}$ . para buques gaseros de capacidad  $>60.000\text{m}^3$
  - Velocidad de corriente:  $V_c = 0,5 \text{ m/s}$

Estas condiciones deberán ser revisadas, y en su caso, modificadas, en función de los resultados de los estudios de buque amarrado a realizar durante el desarrollo de la ingeniería básica del terminal.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Considerando estos límites operativos y las condiciones climáticas que caracterizan la bahía de Buenaventura, no es previsible la necesidad de construcción de infraestructuras de abrigo para la mejora de dichas condiciones, salvo si el terminal se localizase en las proximidades de la bocana (donde el oleaje y/o las corrientes podrían exceder, para los buques más pequeños, las condiciones límite para carga y descarga durante algunos periodos de tiempo).

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **4.2 Áreas de navegación**

Para un diseño preliminar de las áreas de navegación, se pueden emplear las aproximaciones facilitadas por el PIANC Report n° 121 – 2014, para estimar la profundidad mínima de las áreas de navegación, el ancho mínimo del canal de navegación, y el radio mínimo del área de maniobra.

#### **4.2.1 Calados mínimos**

La determinación de la profundidad de agua necesaria en las diferentes áreas de navegación se ha de realizar teniendo en cuenta los siguientes factores:

- El calado estático de los buques de diseño y los factores relacionados con los barcos que puedan ocasionar que algún punto de su casco alcance una cota más baja que la correspondiente a quilla plana en condiciones estáticas en agua de mar. (Factores relacionados con el barco)
- El nivel de agua que se considere y los factores que afectan a su variabilidad, que determinarán el plano de referencia para emplazar el buque. (Factores relacionados con el nivel de agua)
- Los márgenes de seguridad para prevenir un contacto del buque con el fondo. (Factores relacionados con el fondo)

La profundidad mínima en el canal de navegación en zonas abiertas puede determinarse simplificadaamente como función del calado del buque de diseño (T), de las condiciones de oleaje y del tipo del fondo marino. Asimismo, la profundidad mínima en el canal de navegación en zonas protegidas puede determinarse simplificadaamente como función del calado del buque de diseño (T), de la velocidad del mismo a lo largo de vía y del tipo de fondo marino.

Aproximadamente, el calado mínimo requerido puede estimarse de la siguiente manera:

- Canal de navegación en zonas abiertas:  $1,15 - 1,4 \cdot T + (0 - 1,0 \text{ m})$
- Canal de navegación en zonas abrigadas:  $1,10 - 1,15 \cdot T + (0 - 0,6 \text{ m})$

#### **4.2.2 Dimensiones horizontales de las vías de navegación**

La determinación de la configuración y dimensiones en planta necesarias en las diferentes áreas de navegación se ha de realizar teniendo en cuenta los siguientes factores:

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- El tamaño, dimensiones y características de maniobrabilidad de los buques, y los factores relacionados con los buques, incluida la disponibilidad de remolcadores.
- Las ayudas a la navegación disponibles y los factores que afectan a su exactitud y fiabilidad.
- Los márgenes de seguridad que se establezcan para prevenir un contacto del buque con los contornos de las áreas de navegación, o con otras embarcaciones u objetos fijos o flotantes que puedan existir en el entorno.
- Además, se deberán tener en consideración un conjunto de factores relacionados con los contornos.

El ancho total del fondo de una vía de navegación puede determinarse simplídicamente como función de la manga de los buques de diseño (B), de sus características de maniobrabilidad, de las condiciones climáticas predominantes, de los sistemas de ayuda a la navegación existentes, de la naturaleza del fondo y otros factores.

Aproximadamente, la anchura mínima requerida en vías de navegación puede estimarse de la siguiente manera:

- Canal de navegación en zonas abiertas:  $2 - 5 \cdot B$
- Canal de navegación en zonas abrigadas:  $2 - 4,5 \cdot B$

### **4.2.3 Áreas de maniobra**

En áreas de maniobra donde los buques son asistidos por remolcadores hasta sus atraques y girados previamente, el diámetro nominal del área de maniobra para la aproximación al puesto de atraque debería ser equivalente al menos a 2 esloras del buque de mayor tamaño previsto.

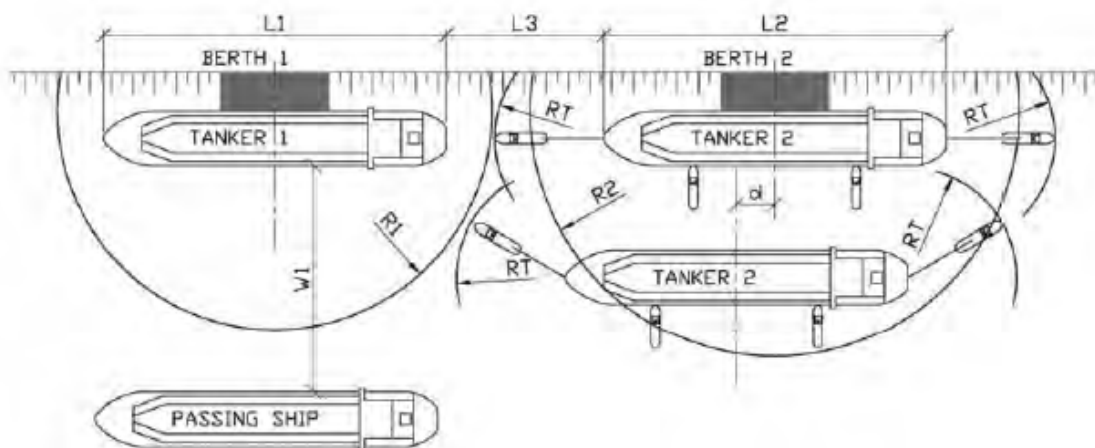
### **4.2.4 Resguardos mínimos a cualquier obstáculo**

De acuerdo con la ROM 3.1 – 99, en el supuesto de que se desarrollen muelles o atraques o cualquier otro tipo de instalación en las márgenes de la vía de navegación, a falta de criterios específicos, se mantendrá una reserva de espacio de 2,5 veces la manga del buque de diseño (B), entre el límite del canal y cualquier barco que pudiera estar atracado en los muelles contiguos, o entre el límite del canal y la posición más avanzada que pudiera alcanzar un buque fondeado o amarrado en sus proximidades.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Por otro lado, de acuerdo con las recomendaciones de la World Association for Waterborne Transport Infrastructure (PIANC) respecto a las condiciones de seguridad que deben cumplir los buques de transporte de GNL e hidrocarburos (PIANC, 2012), se considera conveniente mantener las siguientes distancias de seguridad de los buques de GNL respecto a los restantes buques, bien en atraque o en maniobra:

- Distancia entre buques atracados en puestos de atraque adyacentes o de áreas de maniobra para el acceso a los mismos (L3): entre 50 m y 150 m.
- Distancia entre buques atracados y buques en navegación próximos (W1): entre 100 y 300 m.
- Radio de seguridad alrededor de los brazos de descarga de un buque atracado (R1 / R2): entre 30 m y 300 m.



**Figura 28. Distancias de seguridad entre buques atracados en línea y buques en tránsito. Fuente (PIANC, 2012).**

Los resguardos a adoptar dependen de diversos factores, por lo que deberán determinarse en fases más avanzadas de diseño a partir de una evaluación de riesgos específica, que contemple la influencia en el riesgo de los siguientes factores:

- Parámetros de navegación y de maniobra de buques, incluidos el tamaño del buque y la disponibilidad y el tipo de los remolcadores de apoyo.
- Disponibilidad y experiencia de los pilotos para los tipos de buques que se manejarán.
- Probabilidad, proximidad, velocidad y densidad del tráfico que pasa, incluyendo el efecto de los buques en tránsito sobre los buques amarrados.
- Regulaciones contra incendios, zonas de carga peligrosa y riesgos asociados a diversos escenarios de riesgo que impliquen la pérdida de contención del producto.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Tipo de carga manejada en atraques próximos, y si dichos atraques están siendo operados por los mismos propietarios de la instalación.
- Proximidad a los centros de población y áreas ambientalmente sensibles.
- Factores ambientales (p. ej. corrientes / marea, oleaje, viento, etc.)
- Disponibilidad de medidas de seguridad adicionales o equipos que mejoren la seguridad de los buques en el atraque, p.ej. monitoreo de esfuerzos en amarras, sistemas de liberación de emergencia (ERS), sistemas de parada de emergencia (ESD), etc.

### **4.2.5 Señalización marítima**

La presencia de nuevos canales de acceso, zonas de maniobra y atraque debe ser adecuadamente señalizada mediante balizamiento marítimo conforme al sistema establecido por la IALA para la Región B.

La instalación y mantenimiento de los sistemas de señalización de los canales de acceso a sus instalaciones (boyas, balizas, enfilaciones, etc.) es responsabilidad de la Sociedad Portuaria titular de la concesión portuaria.

Previamente a la instalación de las ayudas, el concesionario deberá enviar a la Dirección General Marítima, para su debida aprobación, el plan general de las ayudas a la navegación a instalar indicando las coordenadas exactas donde serán instaladas, sus características técnicas y sistema de mantenimiento.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **4.3 Distancias de seguridad con áreas pobladas**

En el apartado 15.8 Hazard and Consequence Assessment de la NFPA 59A (2016) se establecen los criterios de diseño para determinar las distancias o entornos de seguridad. Aquellos que se consideran clave para una primera aproximación son los que se discuten a continuación.

En general, las zonas de seguridad de la NFPA 59A son más exigentes que las regulaciones para otros graneles líquidos derivados del petróleo o del hidrógeno. Además, la NFPA 59A es más estricta que la norma europea EN1473.

#### **4.3.1 Entorno de seguridad de peligro por incendio de derrame**

En la publicación del SAND2011-9415 (Luketa, 2011) se establecen los criterios para determinar el riesgo asociado al evento que se genere un incendio de derrame (*pool fire*) producido por una fisura en algún sistema de almacenamiento de GNL con ignición inmediata del mismo.

Para operaciones con grandes buques de GNL en condiciones near-shore y para niveles de radiación de  $5 \text{ kW/m}^2$ , se establece para el evento de incendio más probable una distancia de seguridad de 1.289 m y para condiciones off-shore son de 1.872 m. La radiación térmica de  $5 \text{ kW/m}^2$  corresponde al nivel en el que se producen quemaduras de segundo grado sobre la piel después de 30 segundos de exposición.

Estos valores deben considerarse solamente como orden de magnitud ya que deben ser evaluados para cada caso específico.

#### **4.3.2 Entorno de seguridad por dispersión de vapor de GNL**

En la publicación del SAND2008-3153 (Hightower et al. 2008) se ofrece una estimación de este entorno de seguridad para el escenario de riesgo más probable, indicando distancias de seguridad para el límite inferior inflamable del orden de 2.800 hasta 3.000 m del punto del accidente, con una media de 3.050 m. A distancias superiores la concentración de metano en el aire no representaría un riesgo para la salud pública.

Estos valores deben considerarse solamente como orden de magnitud ya que deben ser evaluados para cada caso específico.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****4.4 Accesos terrestres**

Un factor importante respecto al posicionamiento estratégico de una terminal de descarga de GNL es la proximidad a redes viarias, y las buenas condiciones de éstas para dar servicio a potenciales camiones cisterna que distribuyan el GNL en la región, así como garantizar la comunicación por carretera de la terminal con la red existente de carreteras del país.

Un terminal GNL requiere de un acceso rodado pavimentado, de doble sentido y de al menos 20 m de anchura.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **4.5 Acometidas de servicios**

#### **4.5.1 Proximidad a red de gasoductos**

Si bien la proximidad a la red de gasoductos existente suele ser un factor clave para la elección de la ubicación de una nueva terminal de descarga (la construcción de gasoductos está sujeta a una serie de restricciones de seguridad, operacionales, económicas y administrativas que pueden influir de manera relevante en la elección de una u otra ubicación), en el caso del presente proyecto se da la circunstancia de que existe un proyecto de gasoducto de conexión entre la Bahía de Buenaventura y el gasoducto Mariquita y Cali que pasa por la localidad de Yumbo.

Por tanto, cabe esperar que la conexión con la red de gasoductos no suponga un factor excesivamente limitante en la selección de un determinado emplazamiento en la Bahía. No obstante, al igual que ocurre con los accesos viales, la mayor cercanía del Terminal a la zona más interior (extremo noreste) de la bahía facilitará la conexión con un gasoducto procedente de Yumbo, acortando así la distancia necesaria y evitando la ejecución de tramos de gasoducto submarino o subfluvial, más costosos de ejecutar que los gasoductos terrestres.

#### **4.5.2 Suministro eléctrico**

Las Plantas de Regasificación en tierra deben recibir suministro eléctrico desde dos puntos independientes que las permita seguir emitiendo en el caso de un fallo de suministro de una línea eléctrica.

Se considera una potencia instalada en torno a los 20 a 25 MVA para una terminal en tierra, que puede proceder de suministro externo desde la red nacional de electricidad o de una operación tipo isla generando la potencia requerida en turbinas o motores de gas localizados dentro de la propia instalación. En este último caso el suministro externo se utilizaría como respaldo de la autogeneración.

En el caso de una Planta de Regasificación tipo FSRU la potencia requerida para las instalaciones en tierra es mínima, y toda la potencia requerida para la propia operación de regasificación se generaría en el FSRU.

#### **4.5.3 Provisión de agua dulce**

Las necesidades de agua serán las requeridas para:



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- la alimentación del sistema de protección contra incendios
- para el abastecimiento a sanitarios en los edificios de administración y operación de la terminal.

#### 4.5.4 Drenajes

Para el diseño de pavimentos en las áreas terrestres, los datos que se muestran en la tabla siguiente deben ser considerados:

Parámetro de diseño	Valor
Pendiente de la explanada	<1% para pavimentos continuo 0% para pavimentos discontinuos
Periodo de retorno del sistema de drenaje	10 años
Máximo recorrido libre del agua	25 - 50 m
Sistema de drenaje	Mediante rejillas o sumideros.
Vida útil	30 años

**Tabla 14. Requisitos para el diseño del sistema de drenaje de la terminal.**

Todos los valores antes indicados son de referencia, siempre se deberá cumplir lo establecido al respecto en la normativa local vigente.

La configuración de las pendientes debe tener en cuenta que los charcos que se pudieran producir serán de una altura máxima 2 cm.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****5 AVANCE DE ALERTAS TEMPRANAS****5.1 Introducción**

La identificación de alertas tempranas surge como resultado del análisis conjunto de los requerimientos funcionales del proyecto frente a las características del ámbito físico, socioeconómico y ambiental en que se planea su implantación, y permite detectar de forma temprana las principales restricciones y/o potenciales condicionantes a tener en consideración en el desarrollo del proyecto.

En esta fase del estudio, dichos condicionantes han sido identificados evaluando de forma cualitativa el grado de condicionamiento del proyecto y su impacto en el costo de inversión, de cara a proporcionar una información clave al potencial Inversionista para el desarrollo del Proyecto. En la siguiente fase de análisis, se realizará una evaluación semi-cuantitativa de estos condicionantes, a fin de delimitar las áreas de interés para la localización del terminal.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **5.2 Condicionantes del medio físico**

#### **5.2.1 Profundidad en las áreas de navegación, maniobra y atraque**

El principal condicionante para la implantación de un terminal para la recepción de buques de GNL está asociado a la batimetría natural de la Bahía, que presenta una profundidad limitada.

Tanto los buques GNL como las naves FSRU o FSU con la capacidad de almacenamiento requerida de 170.000 m<sup>3</sup> tienen un calado mínimo de entre 12 y 12,6 m (en función del tipo y tamaño del buque), al que es necesario añadir los márgenes de resguardo indicados en la sección 4.2.1.

Además, el calado mínimo debe garantizarse el 100% del tiempo, dado que por criterios de seguridad debe garantizarse la salida de la nave del atraque en cualquier momento si se presenta una emergencia, por lo que la navegación de los buques no debería estar condicionada al nivel de marea, tal y como ocurre con otro tipo de naves que operan en las terminales existentes en la Bahía de Buenaventura (por ejemplo, portacontenedores), que acceden a las terminales durante marea alta.

Lo anterior implica el mantenimiento de una profundidad mínima de entre -13,2 y -15 m respecto al nivel de Bajamar mínima en las áreas de acceso al terminal, espera, maniobra y atraque.

Actualmente se dispone de una profundidad mínima de 12,5 en el canal principal de acceso al Puerto de Buenaventura, por lo que sería necesario, para implantar cualquier tipo de solución en la bahía, un incremento de esta profundidad de entre 70 cm y 2,5 m.

Otra alternativa posible sería incrementar esta profundidad únicamente en el sector del canal más próximo a la terminal, hasta una zona de seguridad próxima habilitada para tal efecto. No obstante, sería necesario analizar la viabilidad de esta alternativa considerando un escenario extremo de tsunami, en el que es imperativo alejar el buque de la terminal y mantenerlo navegando durante el paso de la onda, con objeto de evitar que sea arrastrado hacia tierra por las fuertes corrientes.

Adicionalmente, en la ubicación del terminal, sería necesario habilitar una zona de acceso, maniobra y atraque con dicha profundidad mínima, lo que puede suponer un menor o mayor volumen de dragado en función de la localización del atraque con respecto al canal de navegación existente en la actualidad.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **5.2.2 Geotecnia**

### **5.2.3 Condicionantes meteorológicos**

A priori, vistas las condiciones climáticas características de la zona de proyecto, no es de prever la existencia de limitaciones al acceso, permanencia o operación de los buques en una terminal ubicada en el interior de la Bahía de Buenaventura, ya que las condiciones medias o incluso extremas de oleaje, viento y corrientes de marea no exceden las condiciones límite recomendadas para la descarga de GNL. En cualquier caso, la eventual presencia de mareas, corrientes marinas, oleaje o vientos que impacten el área de proyecto con condiciones más adversas a las previstas preliminarmente debe considerarse un riesgo potencial para el diseño y operación de las instalaciones, ya que podrían conllevar la necesidad de construcción de estructuras de abrigo para garantizar determinados niveles de operatividad.

El nivel del mar no debe ser un limitante para el acceso y permanencia de los buques en el atraque, por lo que la profundidad en las áreas navegables y de maniobra debe ser suficiente para la navegación de los buques incluso con el nivel de bajamar más baja.

Cabe mencionar como riesgo a considerar el elevado potencial cerámico de la zona de proyecto, que puede derivar en riesgos para la seguridad de las personas y equipos por caída de rayos durante la fase de ejecución de las obras. Este riesgo se podrá mitigar mediante la instalación de sistemas de apantallamiento (pararrayos), puestas a tierra y protecciones para equipos, y construcciones, de acuerdo al reglamento eléctrico nacional (RETIE), por lo que la severidad se considera baja.

Por último, este factor debe considerarse como condicionante durante la fase de construcción de las obras, dado que, en función de los equipos de construcción utilizados (sobre todo en lo que a medios marítimos se refiere), los requisitos de abrigo pueden ser más exigentes que para los buques GNL en fase operativa. Unas condiciones meteorológicas adversas durante la fase de construcción podrían producir retrasos en algunas etapas de obra, afectando al coste de ejecución.

### **5.2.4 Riesgo sísmico**

El occidente colombiano (y por lo tanto el litoral Pacífico y Buenaventura) es la región de mayor amenaza sísmica en el país, lo que implica una mayor frecuencia de terremotos de magnitud significativa.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Las fuertes vibraciones generadas por terremotos pueden causar daños a en edificaciones, vías, sistemas de agua, gas, alcantarillado y telecomunicaciones e instalaciones portuarias, así como a las personas. Las vibraciones de los sismos también pueden generar deslizamientos, corrimientos de tierra en las orillas de los esteros y licuación de los suelos blandos saturados de agua.

La determinación del nivel de amenaza para el territorio colombiano según la norma vigente, Ley 400 de 1997, se basa en el Estudio General de Amenaza Sísmica de Colombia, por lo cual, la sismicidad y las fuentes sismogénicas principales son de gran importancia y se deberán tener en cuenta en el proyecto portuario a la hora de diseñar los taludes y las estructuras del proyecto.

De acuerdo con las Normas Colombianas de Diseño y construcción Sismo Resistente (NSR-10), el suelo podrá ser clasificado como suelo tipo F, deberán considerarse para el diseño de las estructuras valores de aceleración correspondientes a una zona de amenaza sísmica alta, con  $A_a=0,40$  y  $A_d=0,08$ .

Este factor de riesgo sísmico ha de ser contemplado en el diseño de las infraestructuras portuarias y de transporte y almacenamiento de gas, lo que puede encarecer sustancialmente las opciones de almacenamiento terrestre frente a otras opciones de almacenamiento flotante, no vulnerables al sismo.

Independientemente, cabe contemplar como riesgo (si bien con una probabilidad muy reducida) la ocurrencia de un sismo de magnitud significativa durante la ejecución de las obras, que podría producir daños no previstos en las estructuras en ejecución, o equipos acopiados o en proceso de instalación, generando un sobrecosto de la obra derivado de su reparación y/o sustitución.

### **5.2.5 Riesgo de tsunami**

De acuerdo con el mapa de amenaza por tsunami (véase Figura 26), el área de Proyecto podría ser vulnerable a tsunamis producidos por eventos sísmicos de gran magnitud (superiores a 8 Mw) con epicentro en la zona de subducción ubicada entre 50 y 150 km de la costa, en la región comprendida entre Esmeraldas (Ecuador) y el límite de Choco impuesto por el río San Juan.

Dicho evento podría producir una onda de entre 2,5 y 6,3 en distintas localizaciones a lo largo de la bahía, así como corrientes de hasta 8 m/s en algunos estrechamientos de la bahía, siendo más vulnerables a este fenómeno las localizaciones más expuestas a la entrada de la onda de tsunami desde la bocana de la bahía y menos las localizaciones ubicadas en zonas intermedias o en el fondo de la misma.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Este fenómeno puede producir por tanto daños en las infraestructuras por inundación, pero sobre todo por arrastre de naves, socavación de cimentaciones de estructuras o cambios repentinos en la morfología y relieve submarino actual del canal.

En el caso de los buques amarrados en puerto, y especialmente los buques de GNL, cuya carga supone una mayor peligrosidad en caso de fugas por su gran inflamabilidad, es esencial garantizar la capacidad de desatraque de los mismos y accionamiento inmediato de motores en caso de alerta por tsunamis, pues han de ser capaces de alejarse del terminal hasta una distancia de seguridad.

Al igual que en el caso del riesgo sísmico, cabe la posibilidad (aunque muy remota) de ocurrencia de un tsunami durante la ejecución de las obras, lo que podría producir daños en equipos de obra, estructuras en fase de construcción o equipos / materiales acopiados. Para mitigar este riesgo deberán definirse adecuadamente las cotas de trabajo y los planes de evacuación de medios en caso de emergencia.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

### **5.3 Condicionantes de tipo ambiental**

#### **5.3.1 Modificación de la geomorfología e hidrodinámica local**

La necesidad de garantizar unas profundidades mínimas en el futuro puesto de atraque implica la realización de importantes dragados en las áreas de menor profundidad.

En el caso de que estos dragados se realicen sobre un área extensa, pueden alterar significativamente el equilibrio dinámico de la Bahía de Buenaventura, al modificar la configuración morfológica y la distribución de sedimentos del sistema estuárico, el prisma de marea. Como consecuencia, pueden modificarse los patrones de circulación de la Bahía, dando lugar a corrientes más o menos intensas que en la actualidad en determinadas zonas, dando lugar a fenómenos de erosión o sedimentación local que actualmente no se producen.

Por esta razón, es esencial realizar en fase de diseño estudios hidrodinámicos para determinar la magnitud y extensión del impacto derivado del cambio morfológico de la batimetría derivado del dragado, con objeto de anticipar y mitigar posibles tendencias erosivas o de sedimentación en el ámbito de la bahía.

#### **5.3.2 Afección a la cobertura de manglar**

Los manglares tienen una gran importancia ecológica como precursor de comunidades faunísticas desarrolladas (proporcionan hábitat y refugio a una gran variedad de peces, mamíferos e invertebrados, muchos en sus fases larvarias), constituyen un elemento de protección frente a la erosión y las inundaciones, y contribuyen a la captura de carbono y otros contaminantes (compuestos orgánicos tóxicos persistentes, metales pesados, etc.)

Por estas razones, además de por su papel como fuente de recursos para la economía local (explotación forestal y pesca), el Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, en concordancia con la Ley 99 de 1993, a través de sus resoluciones 1602 de 1995, 20 de 1996 y 223 de 1999, dictó medidas para garantizar la sostenibilidad de los manglares de Colombia, estableciendo para las Corporaciones Autónomas Regionales la obligación de elaborar estudios sobre el estado de los manglares en el territorio de su jurisdicción y propuestas para la zonificación y realización de actividades en áreas de manglares.

La zonificación vigente en la Bahía de Buenaventura, aprobada por Resolución 0721 del 31 de julio de 2002 y modificada posteriormente por las Resoluciones 696 del 19 de abril de 2006, 857 de 28 de mayo de 2008, 1090 de 11 junio de 2010 y 706 de 5 de abril de 2017, mantiene bajo la denominación de manglar toda la margen sudeste de la Bahía, mientras que en la margen

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

noroeste únicamente están inventariadas pequeñas superficies de manglar. La mayor parte de la superficie virgen restante (excluyendo el área urbanizada de Buenaventura) está catalogada como Bosque Protector-Productor por la Ley 2ª de 1959, salvo una parcela de 63 Ha en la Isla de Leoncico, adyacente a la zona portuaria de Buenaventura, que está definida como zona de manejo (uso sostenible) hacia la sustentabilidad de actividades industriales y portuarias, y una parcela de aproximadamente 35 Ha ubicada en el Delta del Río Dagua, sustraída de la Reserva Forestal del Pacífico mediante Resolución 830 de 31 de mayo de 2016.

La instalación de nueva infraestructura portuaria, con su correspondiente superficie terrestre para la operación del terminal, implica por tanto, en función de su emplazamiento, la afección a un mayor o menor porcentaje de manglar. Las áreas ubicadas en el margen sudeste de la Bahía son las que presentan una mayor cobertura de manglar, y por tanto una eventual localización en esta zona produciría una mayor afección a este biotopo.

Dicha ocupación y la correspondiente tala de manglar requiere de la modificación en la zonificación del manglar aprobada inicialmente, con la sustentación pertinente, a aprobar mediante resolución del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, así como el levantamiento de la veda para el aprovechamiento forestal de esta especie.

Asimismo, la sustracción de superficies de reserva y manglares debe estar acompañada de un Plan de Compensación de Manglar, que contemple la restauración mediante replantación de una superficie resultante de aplicar un factor de compensación de entre 2 y 10 respecto a la superficie intervenida, con objeto de mitigar la pérdida de biodiversidad asociada a la tala del manglar en la zona de proyecto. En el caso de otras intervenciones en la zona, como el terminal TCBuen o la solicitud para la autorización de uso del Proyecto Puerto Solo, los Planes de Compensación aprobados contemplan una relación 1:10 entre la superficie intervenida y la restaurada.

En relación con este condicionante, cabe destacar:

- Que las áreas actualmente catalogadas como manglar, independientemente de su estado de conservación, requieren un proceso de solicitud de modificación de clasificación al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, así como una autorización para su aprovechamiento (levantamiento de la veda), proceso cuya tramitación puede demorar significativamente el desarrollo del proyecto, dado que requiere de la realización de estudios específicos de caracterización del manglar afectado. En cambio, la implantación del proyecto fuera de las áreas de manglar permitiría simplificar su tramitación ambiental.



## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Que la intervención de superficies de manglar requiere de la ejecución de un Plan de Compensación que permita la conservación de áreas ecológicamente equivalentes a las afectadas (replantación de manglar), preferentemente dentro de la Bahía de Buenaventura, en una proporción estimada máxima de 1:10.
- Que la intervención de manglar afecta a las actividades socioeconómicas tradicionales de las poblaciones de la Bahía de Buenaventura, así como a biodiversidad local, por lo que es esperable una oposición significativa a dicha acción por parte de las comunidades locales y las entidades sociales de defensa del medio ambiente.

### **5.3.3 Impacto sobre la fauna local**

El impacto del proyecto sobre la fauna local es previsible tanto en fase de construcción como en fase operativa. Dicho impacto será de mayor magnitud si la implantación del proyecto se realiza en superficie de manglar, dado el elevado grado de biodiversidad y riqueza ecológica asociada a este tipo de biotopo.

No consta ninguna especie protegida o amenazada catalogada en el ámbito de la Bahía de Buenaventura, por lo que el impacto sobre la fauna no será previsiblemente crítico, si bien cabe esperar una afección significativa a las especies ictícolas o bentónicas de interés pesquero.

El control de este riesgo pasa por la aplicación de medidas preventivas durante la ejecución de dragados u otras actividades de obra que generen un incremento de la turbidez, así como la realización del Plan de Compensación de Manglares.

### **5.3.4 Riesgo por contaminación marina**

La calidad de las aguas en la bahía de Buenaventura es moderada e incluso baja en algunos puntos interiores próximos a áreas pobladas, como consecuencia del vertido incontrolado de aguas residuales procedentes de las comunidades que residen en la población de Buenaventura y otros asentamientos de la bahía. Presenta altas concentraciones de coliformes fecales, altos niveles de amonio, nitratos y fosfatos y presencia de hidrocarburos, y con condiciones hipoxicas en las zonas más interiores próximas a la isla de Cascajal (INVEMAR-CVC, 2015).

Teniendo esta situación de base en consideración, el impacto de una nueva actividad portuaria sobre la calidad del agua es acumulativo al ya existente, y debe mitigarse mediante la aplicación de medidas preventivas y la implantación de un adecuado sistema de gestión de aguas residuales y residuos de la actividad. Asimismo, se deberá implementar un plan específico de gestión de residuos durante la ejecución de la obra.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Cabe destacar especialmente el impacto sobre la temperatura del agua, dado que habitualmente las terminales de regasificación de GNL emplean agua como elemento de intercambio térmico, y la devuelven al medio receptor con un salto térmico de hasta  $-6^{\circ}\text{C}$  respecto a la temperatura del mismo, que puede alterar el equilibrio ecológico de la zona de vertido. Este impacto es de mayor magnitud en áreas con menor profundidad y más alejadas de la bocana, pues el grado de mezcla de las aguas es menor y no se facilita la dispersión térmica.

Será necesario realizar estudios de dispersión térmica específicos para evaluar dicho riesgo y garantizar que se cumplen los objetivos de calidad establecidos por la Resolución 631 del 17 de marzo de 2015 del vertido. Además, deberá realizarse una caracterización detallada de la composición del agua marina a emplear en el sistema de intercambio térmico, de cara a la selección de los materiales de fabricación del circuito.

### **5.3.5 Riesgo de contaminación atmosférica**

Dado el limitado impacto del proyecto sobre la calidad del aire, que se produce fundamentalmente durante la etapa de construcción, no se contempla este riesgo como relevante a efectos de desarrollo e implantación del proyecto.

En cualquier caso, deberán aplicarse las medidas preventivas correspondientes a fin de mitigar este impacto.

### **5.3.6 Impacto sonoro**

El impacto del proyecto sobre la calidad acústica del área de proyecto variará significativamente en función de su emplazamiento, siendo más acusado en las inmediaciones de las áreas pobladas. Este impacto se producirá fundamentalmente durante la etapa de construcción, pero dada su temporalidad y baja magnitud, no se contempla como un riesgo relevante a efectos de desarrollo e implantación del proyecto, ni se prevén riesgos derivados del mismo.

En cualquier caso, deberán aplicarse las medidas preventivas correspondientes a fin de mitigar este impacto.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas****5.4 Condicionantes de tipo socioeconómico****5.4.1 Clasificación del Suelo**

Para la implantación de la instalación portuaria se tendrá que tener en consideración la clasificación del suelo y zonificación de usos de los terrenos comprometidos, dado que deberá ubicarse en áreas cuyos usos aprobados sean compatibles con la actividad portuaria.

El Plano PU-10 del Plan de Ordenamiento Territorial (POT) del Distrito de Buenaventura, muestra 4 áreas potenciales para uso portuario, que aún no han sido desarrolladas, y el tratamiento urbanístico que se ha establecido para su desarrollo.

De otra parte, en el Plano de Uso del Suelo propuesto para la ubicación de las Zonas Económicas (Plano PU-05, véase extracto en la Figura 29), dentro del Plan de Ordenamiento Territorial (POT) del Distrito de Buenaventura, designa dos áreas de la ciudad como Zonas de Actividad Portuaria, la que está ocupada actualmente por la Sociedad Portuaria Regional de Buenaventura y otra ubicada en la Isla de Leoncico, una Zona Industrial Portuaria que corresponde al Terminal Portuario de TCBUEN, y otras dos áreas designadas como Zona Económica, que se corresponden con el terminal portuario de Aguadulce y con una zona sobre el Delta del Río Dagua.



## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Habrà de contemplarse asimismo el análisis de distancias de seguridad entre el vial de acceso a la terminal y núcleos de población en el caso de prever el transporte regular de GNL vía camiones en una etapa temprana de la terminal o bien ocasional durante la vida útil del terminal.

### **5.4.3 Expropiaciones requeridas**

Uno de los factores a considerar de forma importante será la necesidad de expropiación de terrenos o imposición de servidumbres de paso en terrenos de propiedad privada, que actualmente pudieran estar ocupados por viviendas u otras edificaciones.

La estructura de la propiedad en las áreas urbanizadas de Buenaventura está conformada por viviendas construidas sobre rellenos de materiales de construcción y escombros y por viviendas palafíticas construidas sobre zonas inundables de manglar. Cabe destacar que algunos de los habitantes de los terrenos consolidados cuentan con título de propiedad, representando un porcentaje muy bajo, mientras que el resto se encuentra en condiciones de ocupantes, algunos de ellos sin contar con un documento físico (escritura o compraventa) que lo acredite como poseedor de la estructura o edificación (Aqua & Terra, 2017).

En cualquier caso, resulta de interés para el proyecto minimizar el número de las expropiaciones, de cara a agilizar el proceso de tramitación del proyecto y permitir su construcción en el menor plazo posible. A este respecto cabe destacar la importancia de contar con una cierta proximidad a las vías de acceso existentes, dado que la construcción de nuevas carreteras para acceder al terminal puede suponer un mayor número de expropiaciones, en función de la longitud de vial a construir y su trazado.

Asimismo, cabe identificar como riesgo la potencial ocupación intencionada por parte de las comunidades locales de las áreas destinadas a emplazamiento del proyecto una vez identificadas las mismas, con objeto de percibir una compensación económica. Dicho riesgo se identifica a raíz de sucesos similares ocurridos en Buenaventura en el marco del proyecto de Conexión subestación Bahía y segunda alimentación a Buenaventura 115 kilovatios, cuya viabilidad económica se vio comprometida hasta el punto de suspender su ejecución por esta causa.

### **5.4.4 Afección a redes de servicios básicos**

Es poco probable que el proyecto afecte a redes de servicios básicos (abastecimiento de agua, alcantarillado, red eléctrica, telecomunicaciones, etc.) dado que por la naturaleza del proyecto, deberá localizarse a una cierta distancia de las zonas urbanas.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

No obstante, será necesario realizar un inventario actualizado y detallado de las redes de servicios existentes en las inmediaciones del proyecto, a fin de mitigar completamente este riesgo.

### **5.4.5 Afección a elementos del patrimonio histórico o cultural**

Según la información relativa al patrimonio cultural y arqueológico disponible en el Atlas Arqueológico de Colombia y en antecedentes de reconocimientos arqueológicos en el ámbito de la Bahía de Buenaventura, existe constancia de algunos hallazgos de elementos arqueológicos de interés en la zona analizada.

Se tiene constancia de un sitio arqueológico ubicado en las inmediaciones del actual poblado de Bazán-La Bocana, donde se han hallado restos cerámicos y otros elementos característicos de los asentamientos prehispánicos.

Además, en el reconocimiento arqueológico realizado en el marco del desarrollo portuario en Aguadulce, se localizaron más de 10.000 elementos arqueológicos que fueron entregados al Instituto para la Investigación y Preservación del Patrimonio Cultural y Natural del Valle del Cauca (INCIVA).

Existe por tanto el riesgo de afección al patrimonio arqueológico como resultado de las obras de implantación del terminal, por lo que el proyecto del terminal deberá contar con una prospección arqueológica y un Plan de Manejo Arqueológico, obligatorios siempre que se realicen alteraciones al suelo y/o subsuelo, incluyendo las zonas marinas, con el objeto de proteger el Patrimonio Arqueológico que pueda aparecer, eventualmente, durante la ejecución del Proyecto.

### **5.4.6 Interferencia con otras actividades económicas**

El proyecto del terminal podrá interferir principalmente con tres actividades productivas relacionadas con la utilización de los recursos naturales existentes en el entorno de Buenaventura:

- Pesca y extracción de piangua: se producirá una afección puntual durante la ejecución de las obras como consecuencia del incremento en los niveles de turbidez del agua, que producirán el ahuyentamiento de especies móviles y la desaparición de las especies bentónicas en la zona de intervención, y de las restricciones de uso de embarcaderos, caladeros y esteros para realizar faenas de pesca y marisqueo. Asimismo, si se produce ocupación del manglar por la infraestructura portuaria producirá una reducción en la producción pesquera de la zona.

## **Entregable 2. Selección de Tecnologías, Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

- Aprovechamiento forestal: en función del emplazamiento del proyecto, podrán limitarse las actividades tradicionales de tala y explotación forestal del bosque o manglar que, pese a estar legalmente restringido, continúa siendo una actividad económica de subsistencia por parte de muchas familias de la zona. Los cortadores de madera utilizan algunos de los canales más interiores para acceder a la zona marina, atravesando la zona de los “puentes” (Canal por donde se transita con las embarcaciones para entrar o salir al estero Aguacate) y transitar hacia sectores puntuales de los esteros Aguacate y Gamboa, donde extraen recursos naturales que les permiten su subsistencia.

Para reducir los riesgos socioeconómicos derivados de esta afectación a usos tradicionales, cabe prever, por parte del inversionista, un conjunto de acciones de socialización del proyecto y compensación a la población afectada por su impacto sobre las actividades económicas, fomentando alternativas de ocupación y subsistencia.

### **5.4.7 Interferencia con la navegación**

La introducción de una terminal portuaria adicional, en función del tráfico de buques GNL previsto, incrementa el tráfico marítimo en el canal de navegación que accede a las restantes terminales portuarias existentes.

Será por tanto necesario prever la realización de estudios de tráfico para determinar las necesidades específicas de navegación, ya sea mediante incremento del ancho del canal, habilitación de zonas de fondeo o requerimientos de balizamiento adicional. Este riesgo podrá por tanto quedar neutralizado en fase de ingeniería.

Deberá asimismo preverse la implementación de balizamiento marítimo temporal durante la ejecución de las obras y una adecuada planificación de las mismas, sobre todo en cuanto al empleo de medios marítimos se refiere, a fin de garantizar la adecuada operación de las vías marítimas durante la construcción.

### **5.4.8 Impactos sobre la economía local**

En principio el impacto previsto de un nuevo terminal portuario sobre la economía local habría de ser positivo, tanto durante la fase de construcción, por la generación de empleo vinculado a la implantación de las obras e impacto indirecto sobre la actividad de servicios asociados, como durante la operación, que también posibilitará la incorporación de nuevos puestos de trabajo y redundará en el crecimiento del tejido económico local, como resultado de la demanda de proveedores o servicios auxiliares a la terminal portuaria.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Por tanto, no cabe contemplar estos impactos como un riesgo para el desarrollo del proyecto.

**5.4.9 Impactos sobre la movilidad urbana**

Vista la limitación de vías de acceso al núcleo urbano de Buenaventura, cabe prever que cualquier emplazamiento de una nueva terminal GNL en las proximidades de la ciudad puede alterar significativamente el uso de dichas vías, principalmente durante la fase de construcción, por el tráfico de camiones de obra, o durante la fase de funcionamiento, en el caso de que se prevea un tráfico regular de camiones para la movilización de la carga de GNL.

Por ello, será necesario realizar un análisis de los tráfcos previstos como consecuencia de la construcción y operación del proyecto, y su interferencia con otros tráfcos, principalmente portuarios pero también comerciales o particulares, en el ámbito de la Bahía.

Es evidente que, en lo que a este riesgo se refiere, es deseable localizar el terminal en un área que disponga de acceso exclusivo e independiente de las vías urbanas.

**5.4.10 Requisitos de socialización y compensación social del proyecto**

Las precarias condiciones de vida de las comunidades que conforman el municipio de Buenaventura, junto con la compleja problemática social y dotacional hacen que se hayan producido en Buenaventura diversas movilizaciones sociales de protesta con concurrencia de disturbios generalizados. Concretamente, en agosto del presente año han tenido lugar diversos paros en Buenaventura como respuesta

Por tanto, uno de los principales riesgos para la materialización del proyecto lo constituye el potencial de movilización social en contra del proyecto, bien como resultado de la percepción del mismo como un elemento de degradación ambiental o como vía de protesta y/o demanda de mejoras prioritarias en las infraestructuras básicas de la población.

Estas posibles movilizaciones contrarias al proyecto podrían tener, como principal consecuencia, el retraso en la implementación del proyecto, asociadas a retrasos en las actividades de construcción y el montaje de equipos.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**5.5 Tabla resumen de alertas tempranas**

Se incluye a continuación una tabla resumen de las alertas tempranas detectadas, junto con su valoración preliminar a nivel general de proyecto.

La evaluación de las alertas se particularizará en una fase posterior del análisis para cada polígono de potencial ubicación del terminal y tecnologías propuestas.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

#	Alerta Temprana	Tipo	Fase	Causas del Riesgo	Consecuencias	Medidas de mitigación del Riesgo	Valor Riesgo
1	Profundidad limitada en áreas de navegación	Medio Físico	Operación	Requerimiento de una profundidad mínima de entre -13,2 y -15 m de profundidad el 100% del tiempo	Sobrecoste de ejecución y mantenimiento Afectación a la viabilidad del proyecto	Estudios específicos a realizar durante la Ingeniería.	Alto
2	Incremento en los costos de construcción derivados de la escasa información geotécnica en los potenciales emplazamientos	Medio Físico	Construcción	Condiciones geotécnicas desfavorables no previstas para la instalación de infraestructura portuaria y/o tanques de almacenamiento en tierra.	Sobrecoste de ejecución Afectación a la viabilidad del proyecto en alguno o varios de los emplazamientos potenciales	Estudio geotécnico detallado a realizar durante la Ingeniería.	Medio
3	Necesidad de infraestructura de abrigo	Medio Físico	Construcción / Operación	Requerimiento de mejoras en las condiciones operativas, derivadas de una infraestimación de las condiciones climáticas en la zona de proyecto	Sobrecoste de ejecución Afectación a la viabilidad del proyecto en alguno o varios de los emplazamientos potenciales	Estudio detallado de condiciones operativas a realizar durante la Ingeniería.	Bajo
4	Presencia de mareas, corrientes marinas o vientos con condiciones más adversas de las previstas, que impacten las áreas de trabajo	Medio Físico	Construcción	Condiciones climáticas y marinas desfavorables no previstas durante la ejecución de las obras	Retrasos en la construcción y el montaje de equipos	Estudio detallado de condiciones operativas a realizar durante la Ingeniería	Medio
5	Riesgo sísmico durante la vida útil del terminal	Medio Físico	Operación	Ocurrencia de eventos sísmicos extremos	Daños en infraestructura y equipos, riesgo para las personas, interrupción de la actividad y sobrecoste de reparación	Diseño ingenieril adaptado a la Norma sísmica para la zona de proyecto	Medio
6	Riesgo sísmico durante la ejecución de las obras	Medio Físico	Construcción	Ocurrencia de eventos sísmicos extremos	Daños en infraestructura y equipos, riesgo para las personas, interrupción de las obras y sobrecoste de las mismas	Asimilación de este riesgo en el Plan de Ejecución de Obra	Bajo

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

#	Alerta Temprana	Tipo	Fase	Causas del Riesgo	Consecuencias	Medidas de mitigación del Riesgo	Valor Riesgo
7	Riesgo de tsunami durante la vida útil del terminal	Medio Físico	Operación	Ocurrencia de tsunamis extremos	Daños en infraestructura y buques amarrados (con posible agravamiento por fuga del producto / explosión, etc.), interrupción de la actividad y sobrecoste de reparación	Diseño ingenieril (definición de cotas de terminal y protocolos de evacuación) adaptadas al riesgo	Medio
8	Riesgo de tsunami durante la ejecución de las obras	Medio Físico	Construcción	Ocurrencia de tsunamis extremos	Daños en infraestructura y equipos de trabajo, riesgo para las personas, interrupción de las obras y sobrecoste de las mismas	Definición de cotas de trabajo y protocolos de evacuación en fase de obra	Bajo
9	Modificación de la geomorfología e hidrodinámica local	Ambiental	Operación	Realización de dragados extensos que altere el equilibrio dinámico de la bahía y los patrones de circulación	Aparición de fenómenos localizados de erosión y sedimentación	Estudios específicos realizados durante la Ingeniería.	Medio
10	Afección a la cobertura de manglar	Ambiental	Tramitación / Construcción / Operación	Ocupación y tala de áreas de manglar	Afección a la producción pesquera y marisquera, incremento del riesgo de erosión, reducción de la abundancia y diversidad de especies asociadas, oposición social al proyecto, sobrecostes de compensación y reposición, retrasos en la tramitación ambiental (solicitudes de modificación de la zonificación de manglar y levantamiento de veda) y/o en la ejecución del proyecto	Minimizar ocupación de manglar Soluciones constructivas que eviten la tala Gestión de agentes socioambientales Plan de Compensación de Manglar	Alto

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

#	Alerta Temprana	Tipo	Fase	Causas del Riesgo	Consecuencias	Medidas de mitigación del Riesgo	Valor Riesgo
11	Impacto sobre la fauna local durante la vida útil del Terminal	Ambiental	Operación	Ocupación de manglar y de áreas forestales	Afección a la producción pesquera y marisquera, reducción de la abundancia y diversidad de especies asociadas, oposición social al proyecto, sobrecostos de compensación y reposición, retrasos en la tramitación ambiental y/o en la ejecución del proyecto	Gestión de agentes medioambientales, Plan de Compensación de Manglar	Medio
12	Impacto sobre la fauna local durante la construcción del Terminal	Ambiental	Construcción	Realización de actividades que incrementen la turbidez, incremento de las emisiones sonoras	Afección temporal a la producción pesquera y marisquera	Medidas de reducción de turbidez y control de emisión sonora	Medio
13	Contaminación térmica	Ambiental	Operación	Vertido de agua del sistema de intercambio térmico con menor temperatura que el medio receptor	Alteración de equilibrio ecológico, potencial incumplimiento de la normativa de vertidos	Estudios específicos realizados durante la Ingeniería.	Bajo
14	Incremento de la contaminación marina por vertido de efluentes	Ambiental	Operación	Nuevos vertidos de aguas residuales de la planta y edificios del terminal	Empeoramiento de la calidad de agua	Previsión de mecanismos de depuración o gestión de aguas residuales y residuos sólidos	Medio
15	Impacto de la contaminación marina en el diseño	Ambiental	Operación	Presencia de contaminantes químicos e hidrocarburos en el agua de la bahía	Contaminantes químicos del agua pueden deteriorar materiales del circuito de agua de intercambio térmico para regasificación	Diseño ingenieril del sistema de regasificación adaptado	Bajo
16	Incremento de la contaminación atmosférica	Ambiental	Operación	Incremento de las emisiones contaminantes como resultado de los procesos industriales	Incremento de los niveles de contaminación atmosférica	Previsión de mecanismos de control de emisiones atmosféricas	Muy Bajo
17	Impacto sonoro	Ambiental	Construcción	Incremento de las emisiones sónicas durante la ejecución de las obras	Incremento de los niveles sonoros en núcleos poblados	Previsión de medidas preventivas o correctoras	Muy Bajo
18	Clasificación del suelo (POT)	Socioeconómico	Tramitación	Emplazamiento del terminal en un área no clasificada en el POT como zona para actividad portuaria	Necesidad de solicitar una modificación de la clasificación del suelo para adaptarla al uso previsto.	Priorizar emplazamiento en zonas clasificadas con usos compatibles	Medio

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

#	Alerta Temprana	Tipo	Fase	Causas del Riesgo	Consecuencias	Medidas de mitigación del Riesgo	Valor Riesgo
19	Clasificación del suelo (Reserva Forestal del Pacífico)	Socioeconómico	Tramitación	Emplazamiento del terminal en un área comprendida dentro de la reserva forestal del Pacífico	Necesidad de solicitar una sustracción de la reserva forestal del Pacífico.	Priorizar emplazamiento en terrenos fuera de la Reserva Forestal del Pacífico	Medio
20	Distancia a núcleos poblacionales	Socioeconómico	Operación	Emplazamiento del terminal y/o del vial de acceso próximo a zonas habitadas	Riesgos para la seguridad de la población en caso de emergencia	Estudio HSE (HAZOP, SIL, QRA, radiación / dispersión, etc.)	Medio
21	Expropiaciones	Socioeconómico	Tramitación	Ocupación de terrenos de propiedad privada Ocupaciones intencionadas por parte de las comunidades de áreas autorizadas para el proyecto	Sobrecoste asociado a expropiación de terrenos y/o indemnizaciones	Estudio de expropiaciones Compra de terrenos	Medio
22	Afección a redes de servicios básicos	Socioeconómico	Construcción	Daños en redes de servicios durante la ejecución de las obras	Sobrecoste asociado a reposición de servicios afectados	Inventario detallado de redes de servicio existentes	Bajo
23	Afección a elementos del patrimonio histórico o cultural	Socioeconómico	Construcción	Aparición de restos arqueológicos durante la ejecución de las obras	Paralización temporal de las obras, sobrecostos asociados	Prospección arqueológica y Plan de Manejo Arqueológico	Bajo
24	Interferencia con otras actividades económicas	Socioeconómico	Tramitación / Construcción / Operación	Afección a actividades de pesca, marisqueo y explotación forestal	Oposición social al proyecto, retrasos en la tramitación y/o ejecución de las obras, sobrecostos asociados	Plan de compensación social	Alto
25	Interferencia con la navegación durante la ejecución de la obras	Socioeconómico	Construcción	Ocupación parcial de las áreas navegables durante las obras	Limitaciones al plan de construcción derivadas de potenciales restricciones de uso de las áreas navegables	Balizamiento marítimo temporal y aprobación de la DIMAR	Medio
26	Interferencia con la navegación durante la vida útil del terminal	Socioeconómico	Operación	Incremento de tráfico en las áreas navegables	Limitaciones a la operativa derivadas del tráfico de buques en el canal de acceso	Balizamiento marítimo del terminal y aprobación de la DIMAR	Bajo
27	Impactos sobre la economía local	Socioeconómico	Construcción / Operación	Incremento de la oferta de empleo y la demanda de servicios terciarios	Mejora de economía local	No aplican	Positivo

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

#	Alerta Temprana	Tipo	Fase	Causas del Riesgo	Consecuencias	Medidas de mitigación del Riesgo	Valor Riesgo
28	Impactos sobre la movilidad urbana	Socioeconómico	Construcción / Operación	Tránsito de camiones durante la etapa de construcción y eventualmente de cisternas durante la fase operativa	Incremento del tráfico urbano, de la peligrosidad vial y de los tiempos de desplazamiento	Estudio de movilidad urbana	Medio
29	Socialización y compensación social del proyecto	Socioeconómico	Tramitación / Construcción / Operación	Oposición social al proyecto	Dificultades y retrasos en la tramitación socio-ambiental del proyecto. Paros y bloqueos de las vías de acceso al terminal en fase de construcción y/u operación. Retrasos en el plazo de ejecución del proyecto e inicio de operación.	Gestión de agentes sociales y medioambientales, Plan de Compensación social	Alto

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

**6 BIBLIOGRAFÍA**

Alcaldía Municipal De Buenaventura, 2001. Plan de Ordenamiento territorial. Buenaventura. 125 p.

ANH-2D SEISMIC. 2010. Programa Sísmico Choco - Buenaventura 2d 2006. Subcuenca Del Río San Juan. Interpretación geológica de información geofísica. Informe final. Formación Mayorquín, pág. 26.

Aqua & Terra, 2017: Estudio de Impacto Ambiental para la Modificación de la Licencia Ambiental Resolución 1428 del 10 de Noviembre de 2015 para la Construcción y Operación de la Terminal Portuaria, Energética, Multipropósito y Contenedores Puerto Solo, Buenaventura. Caracterización del Área de Influencia. PIO S.A.S.

Aspden, J. A. & Nivia, A. 1985. Mapa Geológico de Colombia. Escala 1:100.000. Plancha 278-Bahia de Buenaventura. INGEOMINAS. Bogotá.

Ávila Arias, S. E., Cárdenas, T., & Carlos, J. (2003). Entre lo vernáculo y lo contemporáneo reinterpretación de la vivienda palafítica en Buenaventura (Tesis Doctoral, Universidad Nacional de Colombia).

Bastidas M., Puentes M. G. 2008. Estimación del riesgo por tsunamis de origen cercano en la bahía de Buenaventura (Informe Final). San Andrés de Tumaco: Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas del Pacífico.

Caballero, L. y Ortiz, M., 2003. Evaluación del impacto de tsunamis en el litoral Pacífico Colombiano. Part I (Región de Buenaventura). Boletín Científico CCCP 9, 45-57.

C.I.C. Consultores de Ingeniería y Cimentaciones S.A., 2012. Estudio geotécnico para la ampliación del muelle TCbuen en el estero el Aguacate Fase II, Buenaventura, Colombia.

CIOH, 2015: Lista de Luces de la República de Colombia. DIMAR, Cartagena de Indias D. T. y C., Diciembre 2015. Actualizada Hasta el 17 de mayo de 2016.

CIOH, (s.f.). Derrotero de las costas y áreas insulares de Colombia. Cabo Corriente a Pasacaballos. Recuperado de <https://www.cioh.org.co/documents/pdf/arhid/Temporal/Buenaventura.pdf>. Fecha de consulta: 26/10/2017.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Consorcio P.I.O S.A.S. 2014. Tomografía, Geotecnia, Geofísica. Informe de la Prospección Geofísica del Subsuelo del Área de influencia del Puerto de Puerto Solo, sector de tierra firme. Distrito de Buenaventura, Departamento del Valle del Cauca.

Construir Ingeniería S.A:S., 2014. Revisión de los estudios y diseños fase I y elaboración informe relacionado con las obras civiles de Puerto Solo como complemento al estudio de impacto ambiental, Buenaventura. Informe Geotécnico conceptual. Cali, Colombia.

Consultores Ambientales LTDA (2008): Programa de monitoreo y seguimiento ambiental para la construcción de TCBuen S.A. Informe. Agosto, 2009.

DIMAR, 2016: Carta náutica n. 155. Bahía de Buenaventura (Bahía Interna). Escala 1:25.000. Contiene Carta náutica del Puerto de Buenaventura, a Escala 1:15.000.

Hermelin, M. 1987. Bases de Geología Ambiental. Universidad Nacional de Colombia (Seccional Medellín). Medellín

Hidrocaribe, 2014. Estudio de Impacto Ambiental – EIA para Proyecto de Construcción y operación del terminal portuario multipropósito Puerto Solo en Buenaventura. Sociedad Portuaria Energética Multipropósito y Contenedores Puerto Solo Buenaventura S.A.

Hidrocaribe, 2005. Estudio de Impacto Ambiental – EIA para Proyecto de Complejo Portuario Industrial CPI Buenaventura.

HIDTMA, 2012: Análisis de sedimentación en el canal de acceso a la terminal de contenedores de TCBUEN (Buenaventura). Colombia.

IDEAM, 2016: Pronóstico de Pleamares y Bajamares en la Costa Pacífica Colombiana Año 2017. Servicio Mareográfico, Bogotá D.C., Noviembre de 2016.

INCONTEC, 2008: Norma Colombiana NTC 4552-1. Protección contra Descargas Eléctricas Atmosféricas (Rayos). Parte 1: Principios Generales.

INGEOMINAS, 1988; Mapa Geológico de Colombia; Escala 1:1.500.000, Bogotá.

INGEOMINAS, Guevara, N. A. 2001. Mapa Geológico del departamento del Valle del Cauca.

INGEOMINAS. 2017. Estudio General de Amenaza Sísmica de Colombia. En línea: <http://seisan.sgc.gov.co/RSNC/index.php>.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

INVEMAR-CVC, 2015: Propuesta de Objetivos de Calidad del Agua de la Bahía de Buenaventura y las Playas de Juanchaco, Ladrilleros y la Bocana. Proyecto: Determinación de objetivos de calidad por usos del recurso hídrico en la Bahía de Buenaventura – sector Cascajal, a través de la modelación de coliformes y DBO para definir diferentes escenarios de calidad del agua. Informe Técnico Final, Santa Marta, diciembre de 2015.

INVEMAR, Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andreis. 2006. Estudio de Modelación de Dispersión para Descarga de Costado del Dragado del Canal de Acceso y Estero Aguacate.

Jiménez, F., 2016: Análisis Socioeconómico de Buenaventura 2015. Cámara de Comercio de Buenaventura, Febrero de 2016.

Guerrero, D.; Latandret, S.; Peñaranda, J.; Martínez, C.; Romero, R.; Guzman. M., 2011: Comportamiento de la altura de la marea, temperatura ambiente, humedad relativa y la precipitación en la franja marítima pacífico-colombiana (Tumaco, Buenaventura, Isla Malpelo) durante el año 2011 a partir de los datos de las estaciones mareográficas y meteorológicas de DIMAR-CCCP. Dirección General Marítima – Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas del Pacífico. Tumaco, Colombia, 21 pp.

Gusiakov, V., K., 2005. Tsunami generation potential of different tsunamigenic regions in the Pacific. Marine Geology. 215, 3-9.

Hightower, Marion Michael, Luketa-Hanlin, Anay Josephine, & Attaway, Stephen W., 2008: Breach and safety analysis of spills over water from large liquefied natural gas carriers. Sandia National Laboratories, Report SAND2008-3153, May 2008, United States.

Luketa, A. J., 2011: Recommendations on the prediction of thermal hazard distances from large liquefied natural gas pool fires on water for solid flame models. Sandia National Laboratories, Report SAND2011-9415, December 2011; United States.

Málikov, I. 2010: Análisis de las Tendencias del Nivel del Mar a Nivel Local y su Relación con las Tendencias mostradas por los Modelos Internacionales. Nota Técnica IDEAM–METEO/020-2010.

Moffatt & Nichol, 2008. Caracterización Ambiental Puerto Agua Dulce.

MONTOYA, 2003. Geología de las planchas 240, 241, 259 y 260. INGEOMINAS.

**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

N. F. P. Agency, 2016: NFPA 59A: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG).

Osorio, A. F., Ortega, S. & Arango-Aramburo, S. (2016). Assessment of the marine power potential in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 966–977.

Observatorio Sismológico del Suroccidente (OSSO)-CVC-Alcaldía de Buenaventura, 2008. Hacia la reducción del riesgo sísmico en Buenaventura. Primera etapa del Proyecto 1128 Gestión del riesgo sísmico de Buenaventura.

Otero, L. J., 2004: Determinación del Régimen Medio y Extremal del Nivel del Mar para la Bahía de Buenaventura. *Boletín Científico CCCP* (2004), No. 11: 30-41.

París, G., Machette, M., Dart, R. & Haller, K., 2000: Map and Database of Quaternary Faults and Folds in Colombia and its Offshore Regions. USGS.

PIANC, 2012: Safety Aspects Affecting the Berthing Operations of Tankers to Oil and Gas Terminals. Report N° 116.

Posada, B.O.; W. Henao y G. Guzmán, 2009. Diagnóstico de la erosión y sedimentación en la costera en la zona costera del Pacífico colombiano. INVEMAR, Serie Publicaciones Especiales No. 17, Santa Marta, 148 páginas. Anexo Cartográfico, Mapa Geomorfológico de La Zona Costera del Departamento del Valle del Cauca, Mapa No 14, escala 1:100.000, Sector Boca Chavica – Bahía Málaga y Sector Punta Sande – Bocana Raposo.

Puertos del Estado, 2011: Recomendaciones para Obras Marítimas (ROM) 2.0-11, Recomendaciones para el proyecto y ejecución de Obras de Atraque y Amarre.

Restrepo J., Luis J. Otero. (2007). Modelación numérica de eventos tsunamigénicos en la Cuenca Pacífica Colombiana - Bahía de Buenaventura. *Rev. Acad. Colomb. Cienc.* 31(120): 363- 377, 2007. ISSN 0370-3908.

Superintendencia de Puertos y Transporte, 2016: Movimiento de Carga en los Puertos Marítimos Colombianos. Informe Consolidado DICIEMBRE 2016. Acumulado: Enero - Diciembre 2016. Ministerio de Transporte.

UNE-EN 1473:2008. Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Diseño de las instalaciones terrestres.



**Entregable 2. Selección de Tecnologías,  
Caracterización Marina y Alertas Tempranas**

Universidad del Valle. 1991. Proyecto de modelado hidráulico de la bahía de Buenaventura. Santiago de Cali.

Velasco, E.R., y López, G.I. 2016. Marco conceptual para investigaciones tsunamigénicas: caso litoral Pacífico colombiano. Boletín de Geología, 38(4): 79-106