

INFORME DE AMPLIACIÓN

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL CATEGORÍA III PROYECTO “COSTA NORTE”

1. En el punto 5.2.2. área de influencia del proyecto (AIP), área de Influencia Directa (AID) página 97 del ESIA se describe “entre zonas terrestres (23.549 ha de obras permanentes y temporales) y marinas (154.06 ha de muelle, área de dragado y sitio de disposición):

a) Verificar las coordenadas (Datum) y presentarlas nuevamente debido a que una vez verificadas las coordenadas presentadas en el ESIA se puede observar que las áreas destinadas a superficies terrestres son de aproximadamente 26 ha (áreas permanentes y temporales) y las áreas marinas aproximadamente 146 ha (área de dragado y sitio de disposición) discrepando así de la información suministrada por el promotor. Además presentar plano donde se realice el desglose de las superficies utilizadas, ubicación de todas las infraestructuras que se requieren desarrollar (almacenamiento de combustible, áreas de campamentos temporales, zona de dragado, disposición de material de dragado, cuarto de máquinas, chimeneas, planta de tratamiento de agua, talleres, planta potabilizadora, casa de bombas, área de rodadura, tuberías de carga y descarga) coordenadas y Datum de cada infraestructura

a. Coordenadas (Datum) de los componentes del Proyecto “COSTA NORTE”. Una vez revisadas y confirmadas las coordenadas (Datum) de los componentes del proyecto, las cuales se resumen en el Anexo 1.1 y se detallan en las tablas 1 a 3.

Tabla No 1
Coordenadas del Área Terrestre a Desarrollar

Área de Estructuras permanentes 20 hectáreas			Áreas de Uso Temporal 2.97 hectáreas		
Id	Coordenadas WGS84		Id	Coordenadas WGS84	
	Este	Norte		Este	Norte
1	619895,280	1032087,450	1	619301,397	1031575,352
2	620035,956	1032256,847	2	619382,560	1031513,527
3	620227,253	1032582,742	3	619353,342	1031470,848
4	619918,696	1032755,772	4	619312,604	1031410,675
5	619856,548	1032657,145	5	619282,554	1031335,764
6	619864,948	1032592,565	6	619253,471	1031271,546
7	619828,498	1032535,318	7	619198,146	1031222,419
8	619761,359	1032495,711	8	619194,693	1031389,822
9	619719,213	1032457,997	9	619193,797	1031437,294
10	619608,953	1032325,230	10	619202,350	1031448,268
			11	619241,360	1031498,322
			12	619281,399	1031549,694

Tabla No 2
Coordenadas del Área Marina a Desarrollar

Área de Estructura Permanente Polígono B (Muelle) 10.34 hectáreas		
Id	Coordenadas WGS84	
	Este	Norte
1	619775,398	1032836,489
2	619918,696	1032755,772
3	619856,548	1032657,145
4	619864,948	1032592,565
5	619828,498	1032535,318
6	619761,359	1032495,711
7	619719,213	1032457,997
8	619608,953	1032325,230
9	619455,543	1032451,331

Tabla No 3
Coordenadas del Área Marina sin Estructuras

Área maniobras 82.57 hectáreas			Sitio de Disposición 61.83 hectáreas		
Id	Coordenadas WGS84		Id	Coordenadas WGS84	
	Este	Norte		Este	Norte
1	618845,405	1033492,570	1	620177,560	1042783,640
2	619636,038	1033491,505	2	620848,570	1042785,750
3	619740,114	1032794,002	3	620851,470	1041864,310
4	619455,543	1032451,331	4	620180,440	1041862,200
5	619407,222	1032411,379			
6	618844,161	1032569,428			

b. Coordenadas (Datum) de las estructuras principales del Proyecto “COSTA NORTE”. Respecto a las coordenadas (Datum) solicitadas, se incluyen aquellas referidas a la ubicación de los principales componentes del Proyecto, como la Planta de Generación de Ciclo Combinado y la Terminal de Gas. Cabe destacar que las mismas permanecen en la etapa de ingeniería preliminar del proyecto, por lo que pueden sufrir modificaciones en el futuro según las necesidades de la obra. En el Anexo 1.2. se detallan todas las estructuras que conforman el proyecto.

Tabla No 4
Coordenadas Planta de Generación

Descripción	Norte	Este
Recuperadora de Calor#1	1032354,374	619726,873
Recuperadora de Calor#2	1032332,626	619754,619
Recuperadora de Calor#3	1032310,906	619782,43
Turbina de Gas#1	1032315,508	619696,479
Turbina de Gas#2	1032293,768	619724,215
Turbina de Gas#3	1032271,931	619751,934
Casa de Bombas	1032439,281	619790,197
Turbina de Vapor	1032345,101	619808,641
Planta de Tratamiento de Vapor	1032414,672	619846,021

Para los componentes de la Terminal de Gas se tienen las siguientes coordenadas:

Tabla No 5
Coordenadas Terminal de Gas

Descripción	Este	Norte
Tanque 170.000 m3	619991.045	1032479.266
Tanque 10.000 m3	619930.157	1032632.059
HP Bomba#1	619862.489	1032520.726
HP Bomba#2	619868.797	1032515.806
HP Bomba#3	619875.105	1032510.886
HP Bomba#4 (FUTURA)	619881.412	1032505.965
HP Bomba#4 (FUTURA)	619887.719	1032501.043
Vaporizador	619842.126	1032491.463
Vaporizador	619845.201	1032495.404

Descripción	Este	Norte
Vaporizador	619848.277	1032499.346
Vaporizador	619851.660	1032503.682
Vaporizador	619854.735	1032507.623
Brazo de absorción	619883.124	1032545.370
Compresor BOG#1	619839.747	1032545.067
Compresor BOG#2	619844.178	1032550.742
Compresor Alta presión #1	619856.449	1032563.618
Compresor Alta presión #2	619865.187	1032574.811
Brazo de descarga 1	619661.075	1032590.467
Brazo de descarga 2	619663.844	1032594.014
Brazo de descarga 3	619666.613	1032597.561
Brazo de retorno del vapor	619675.526	1032609.442

b) Anexar el plano anteriormente descrito del área de amortiguamiento de manglar según la resolución ADM/ARAP Nro 58 de 2009, ya que el ESIA describe en la tabla 7-1 Cobertura Vegetal y Uso del suelo actual en el área de influencia ambiental del proyecto, página 288 del ESIA, que dentro del área de influencia directa del proyecto existen aproximadamente 2.7 ha e indicar las respectivas medidas de mitigación en función a los impactos generados en las zonas de manglares.

La resolución ADM/ARAP No.058 de 22 de julio de 2009 define el área de amortiguamiento para los predios colindantes con la zona marino costera dentro de las áreas declaradas de regularización y titulación masiva de tierras por el Programa Nacional de Administración de Tierras (PRONAT). En este sentido, se considera que esta resolución no aplica para este proyecto debido a que el área a desarrollar, que colinda con la zona marino costera, corresponde a una concesión otorgada por el Estado a la empresa Panamá Port Company mediante Ley No. 5 de 16 de enero de 1997, la cual se mantiene vigente a la fecha; por lo tanto el desarrollo del proyecto no implica la regularización o titularización de los terrenos.

No obstante lo anterior, se consideró en el análisis de los impactos la afectación de las 2.7 ha de manglar que se encuentran dentro del polígono como la condición más extrema del proyecto. Sin

embargo en el Anexo 1.2., se ha superpuesto el área de desarrollo del proyecto con el mapa de vegetación para tener mayor visibilidad del nivel de intervención sobre el área de manglar, resultando un área de intervención directa de manglar de aproximadamente 1.07 ha.

Las medidas mitigación a implementar son las siguientes:

- Implementar un plan de rescate de fauna y flora.
- Efectuar el pago por concepto de Indemnización ecológica de acuerdo a lo estipulado por el Ministerio de Ambiente.
- Informar y capacitar a los trabajadores sobre el estado y nivel de protección de la flora y fauna, la importancia de la protección de la vegetación, su valor en los distintos ecosistemas y las sanciones por infracciones.
- Se diseñará e implementará un programa de orientación y educación ambiental para los trabajadores en relación a las medidas de mitigación a implementarse.
- Capacitar a los operadores sobre los procedimientos de limpieza de cobertura vegetal.
- Los límites de las áreas de trabajo estarán claramente demarcados con estacas o banderillas. Los bordes del área serán los límites de la zona de trabajo, los cuales serán determinados mediante levantamiento topográfico y claramente demarcados.
- Durante la construcción se deberá operar el equipo móvil de manera que ocasione el mínimo deterioro a la vegetación y a los suelos circundantes. Procurando que en la tala de especies arbóreas (que sean necesarios), los troncos caigan dentro de las áreas donde se prevé la remoción de vegetación, minimizando la afectación al entorno.
- Realizar los monitoreos periódicos del ecosistema acuático (incluye manglares), en el entorno de la zona de mezcla que se conformará alrededor del área de descarga, antes y durante la operación, de acuerdo a lo descrito en el Plan de Monitoreo establecido en el PMA.
- Ejecutar un Plan de Reforestación, el cual será elaborado tomando en consideración lo establecido en la Ley Forestal y será presentado para su aprobación al Ministerio de Ambiente, previo a su ejecución, como parte de las actividades de seguimiento del proyecto.

- Instalar avisos fomentando la protección de la flora y fauna y destacando la importancia de los ecosistemas de manglar.

2. Describir a detalle las especificaciones, dimensiones del muelle (jetty) y cause way (plataforma) que se requiere construir e indicar si el causeway es una obra temporal o permanente

El plano que especifica las dimensiones detalladas del muelle (jetty) y la plataforma (causeway) se encuentra en el Anexo 2.1

El muelle estará conformado por una estructura principal de 110 metros que a su vez se comunica mediante brazos secundarios a dos estructuras laterales de aproximadamente 70 y 90 metros a la izquierda y derecha respectivamente (ver plano para revisión detallada de las dimensiones). En general estará estructurado como sigue:

1. Plataforma de descarga equipada con dos brazos de atraque en los extremos, cada uno a su vez equipado con dos ganchos de liberación rápida “quick release” y alimentadores.
2. Tres brazos de desatraque con triple gancho de liberación rápida “quick release” a cada uno de los lados de la plataforma principal.

Los sistemas de amarre y desatraque han sido diseñados siguiendo los criterios de la OCIMF (*Oil Companies International Marine Forum*), estimando la presión necesaria para el atraque de embarcaciones entre 30.000 y 150.000 m³ de capacidad. Entre otros, los sistemas con los que estará equipado el muelle son:

- Dos o tres brazos de descarga de GNL y brazo de recirculación de gas natural evaporado, equipado con acople hidráulico y sistema de desacople de emergencia con doble válvula esférica. Uno de los brazos de descarga de GNL deberá poder operar como brazo de retorno de gas evaporado.
- Sistema de tuberías con estranguladores y conexiones cruzadas, junto con un tambor de paso de GNL (knock-out drum).
- Una pasarela con pisaderas autonivelantes para acceso al Gas Natural Licuado, combinada con una grúa.
- Una plataforma elevada de acceso, combinada con la plataforma de acceso a la pasarela que le permita al operador monitorear el área del sistema de tuberías de los brazos de descarga.
- Facilidades para apoyar las actividades de mantenimiento.
- Instalaciones contra incendios.
- Equipo misceláneo para el sistema de muestreo del Gas Natural Licuado, paquetes hidráulicos, instrumentación y eléctricos.

- Área de maniobra para la grúa de brazo móvil, accesible para pequeñas cargas (hasta un peso de 50 kN).
- Acceso vehicular y área de giro (hasta 30 kN) para permitir acceso a camión pequeño contraincendios, de acuerdo a regulaciones locales y acceso de mantenimiento para una grúa pequeña de brazo de 10 ton.
- Iluminación y luces para navegación marina.
- Defensas a ser instaladas para proteger las caras de la estructura principal de descarga.
- Ganchos de amarre con sistema de monitoreo de tensionamiento de líneas y andenes.
- Conector para sistema contra incendio con agua de mar, acoplado al muelle, para el bote contra incendio.

El causeway será una estructura permanente de 90 m de largo y 15 m de ancho aproximadamente, se construirá sobre pilotes, tal como se detallada en el Anexo 2 y cumplirá con los siguientes objetivos:

- Proveer soporte a las tuberías.
- Proveer soporte para los portables eléctricos, de instrumentación y control.
- Proveer un andén de inspección del entramado de tuberías.
- Proveer acceso al muelle para un camión contra incendio y para una grúa de brazo de 10 ton.

3. El punto 5.4.1.1. Terminal de Suministro de LNG, Agua de Refrigeración, página 133-134 del EslA describe lo siguiente: “se instalará un sistema de agua de refrigeración para enfriamiento de los cilindros y aceites de lubricación de los compresores del BOG. El agua de refrigeración es una mezcla 50/50 de agua y etileno-glicol. La planta de ciclo combinado estará funcionando usando para refrigerar el circuito cerrado del sistema de vapor de agua del sistema de refrigeración con agua de mar, tomando agua del mar, haciéndolo pasar por el condensador donde se enfriará el vapor y volviendo al mar con un incremento de su temperatura:

a) Indicar las características del ecosistema marino, en donde se emplazará el punto de descarga del efluente, proveniente de este proceso.

El sector donde estará ubicada la tubería de descarga del agua de enfriamiento se inicia en el sector marino costero del área de Telfers caracterizado por depósitos de plataformas continentales e islas de conchas, depósitos carbonosos, carbonos, depósitos de detrito altamente variados con componente pelágicos, semi pelágicos y terrígenos, predominando sedimentos del Holoceno. En este sector se desarrolla una vegetación de manglar próxima al mar en contacto directo con el mismo durante las mareas altas, rompiendo la monotonía del resto del área del proyecto donde se observan gramíneas con árboles dispersos como único tipo de formación vegetal. El manglar se distribuye en una pequeña faja casi continua de aproximadamente 30 metros de ancho y unos 546 m de largo, localizada aproximadamente a 162 m del sitio propuesto

para descarga y en una zona donde se mantendrá el cumplimiento de +/- 3°C con la norma DGNTI – COPANIT 35-2000.

A medida que la tubería se adentra en el mar, asociado al ambiente marino costero descrito, se presenta una zona sublitoral que en la actualidad cuenta con profundidades que incrementan hasta alcanzar 2 a 3 metros en el punto de descarga de las aguas de enfriamiento, donde los fondos son clasificados como limos elásticos (MH) con presencia intermitente de limos y limos arenosos (ML). Los colores varían desde el marrón claro y marrón a gris y gris oliva. El porcentaje de material limoso y areno-limoso oscila entre 68 a 99%, con sectores donde se alcanzan altos niveles de materia orgánica. Como parte de los sedimentos se encuentran fragmentos de coral muerto y aportes continentales.

La calidad de las aguas es homogénea tanto en el perfil vertical como horizontal para el área litoral, donde se presentan bajas concentraciones de los compuestos orgánicos y metales pesados que fueron evaluados durante el desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental, pero con una alta concentración de bacterias coliformes fecales que supera el límite de la normativa panameña correspondiente, indicando la influencia de los aportes de aguas servidas que se presenta en el área terrestre, donde también se encontró esta condición en muestras obtenidas en un canal utilizado para el manejo de aguas de escurrentía.

Bajo las condiciones descritas, en el área de descarga de las aguas de enfriamiento, se desarrolla una población de pasto marino (*Thalassia testudinum*) y macroalgas como: *Caulerpa cf. Cupressoides*, *Codium sp.*, *Fragillaria flageliforme*, *Gracillaria SP* y *Gaidella Sp.*, donde se observaron dos especies de estrella de mar pertenecientes a los géneros *Oreaster sp.*, y *Ophiura sp.*, de las familias Oreastidae y Ophiuridae respectivamente, durante el levantamiento de información de línea base.

La comunidad bentónica asociada a este ecosistema presenta cierta riqueza identificándose 10 especies de moluscos, donde seis especies pertenecen a la Clase Bivalvia, tres a Gastropoda y una a la Clase Scaphoda, siendo el orden Veneroida el más representativo con tres familias, mientras que Nuculanoida y Ostreoida solo registraron una familia. Entre las especies identificadas en el grupo de los bivalvos están *Nuculuna sp.*, *Argopecten sp.*, *Laevicardium sp.*, *Trachycardium sp.*, *Eucrassatella sp.* Y *Chione sp.*; En tanto la Clase Gastropoda registra tres familias y tres especies siendo estas *Natica sp.*, *Oliva sp.* y *Terebra sp.*, mientras que en la clase Scaphoda solo se reporta a *Fissidentalium sp.*, de la familia Dentaliidae.

Como parte de las etapas de desarrollo del proyecto, se ejecutará un programa de monitoreo que permitirá disponer de información adicional para el análisis del ecosistema existente en el sector acuático, que permita verificar la eficiencia de las medidas de mitigación propuestas y en caso de requerirse ajustar o complementar las mismas.

b) Aclarar si la temperatura del efluentes de 38 grados centígrados descrita en la página 144 del EsIA es la temperatura que este posee al momento de la descarga, de ser así describir a detalle la tecnología que se utilizará para disminuir la temperatura al límite permisible por la norma

panameña (± 3 grados centígrados de la temperatura normal del sitio) e indicar a qué profundidad estará la tubería de descarga.

Para disminuir la temperatura de descarga en el agua de mar, se ha considerado una solución que consiste en una tubería de descarga colocada sobre el lecho del mar en el área de dragado a una profundidad de 14 metros, equipada de difusores, cuya disposición preliminar se muestra en la Figura 3.1. Se prevé que en los últimos 60 metros del trayecto de tubería se coloquen 30 boquillas de descarga dirigidas hacia arriba con ángulos alternados de $\sim 30^\circ$, separadas 2 metros entre sí, para permitir la rápida dispersión y mezcla del flujo de salida con el agua de mar. Esta solución permite reducir la temperatura de descarga de 38 grados (10 grados por encima de la temperatura de sitio) y garantizar una descarga con variación de ± 3 grados centígrados según lo solicitado por la Norma COPANIT DGNTI-COPANIT 35-2000, al considerar una distancia de 97 metros como zona de mezcla. Dado que la norma no establece la distancia a la cual se mide la variación de la temperatura, se han realizado los mayores esfuerzos por optimizar la distancia de cumplimiento mediante el uso de difusores, técnica que ha sido ampliamente probada en proyectos internacionales y nacionales, que han sido aprobados previamente por el Ministerio de Ambiente como el Proyecto de generación de Minera Panamá en Punta Rincón. El perfil de la temperatura en la zona de descarga fue modelada detalladamente considerando los datos de corrientes y mareas de la zona, a través de una aplicación CORMIX, modelo que se detalla en profundidad en anexo 9-3 del Estudio de Impacto Ambiental y se incluye en el Anexo 3.1. de este informe.

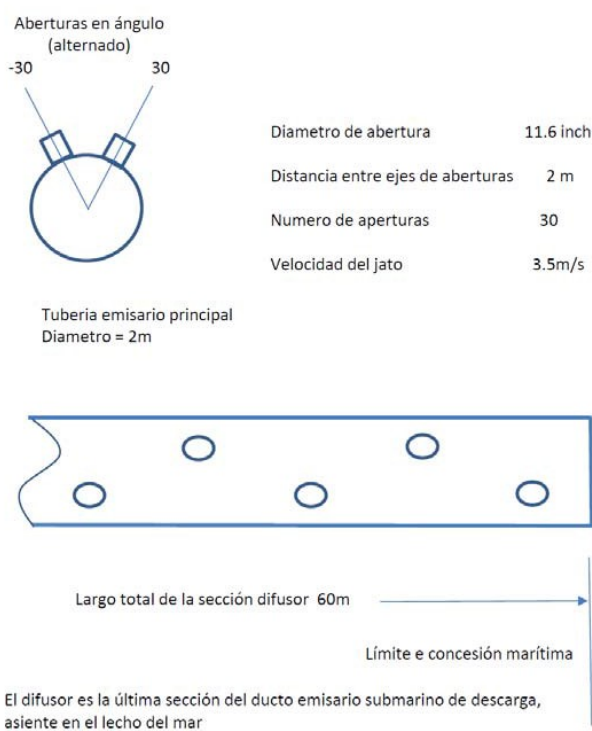


Figura 3.1. Diseño del sistema de difusores en la tubería de descarga

c) Presentar dentro del Plan de Manejo Ambiental las medidas de mitigación referente a la posible afectación de fauna y flora marina, calidad de las aguas marinas y fondo marino, producto de la instalación y operación (fuga de agua caliente) de tuberías de toma y descarga de agua al mar; además presentar coordenadas (Datum) de los puntos de toma de agua y del punto de descarga del agua del sistema de enfriamiento.

Las medidas de mitigación para el manejo de la afectación ambiental sobre el lecho marino, se han resumido en el Capítulo 10 del EsIA, sin embargo se citan a continuación incorporando algunas adiciones:

1. Incorporar un programa de monitoreo periódico cada cuatro meses sobre las comunidades bentónicas que permita hacer seguimiento sobre la respuestas de los organismos al cambio de temperaturas, el seguimiento al contenido de oxígeno disuelto, la distribución y composición de los organismos marinos y la distribución de aves en el área y eventuales variaciones como respuesta a incrementos en macroinvertebrados o mayor ocurrencia de peces cerca del área de descarga térmica.
2. Minimizar la pérdida de penetración de luz a la comunidad bentónica mediante inclusiones de diseño.
3. Protección contra la sedimentación mediante la instalación en la orilla de barreras contra el cieno y barreras flotantes contra la turbiedad del agua.
4. Diseñar las boquillas de toma y descarga de aguas de tal modo de evitar el arrastre y suspensión de sedimentos depositados en el fondo del lecho marino.
5. Las boquillas de toma y descarga de agua deberán contar con dispositivos que eviten el ingreso de organismos acuáticos. En el caso de la descarga, durante periodos de parada de la central.
6. Inspeccionar regularmente la integridad física de las tuberías de descarga sumergidas, afín de asegurar que no hay grietas o aperturas ocasionando fugas de agua caliente en el trayecto hasta la sección final del difusor,
7. Diseñar los sistemas de almacenamiento, transporte y tratamiento de aguas del Proyecto, de tal modo de evitar el acceso y tránsito de organismos acuáticos por el sistema de agua de enfriamiento de la central.
8. Implementación de un sistema de monitoreo en línea en la zona de mezcla. Monitoreos trimestrales de los parámetros de calidad de agua.

Los puntos de toma y descarga se ubican según se describe a continuación:

Descripción	Este	Norte
Punto de Toma (Profundidad 8 metros)	619779.16	1032803.84
Punto de Descarga (14 metros)	619490.78	1032455.88

d) Describir detalladamente cómo se manejará el etileno-glicol para el sistema de enfriamiento

La mezcla etileno-glicol es utilizada en un circuito cerrado y totalmente hermético que tiene por función captar e el calor de equipos diversos de la terminal de Gas Natural Licuado y de la planta termoeléctrica, los cuales necesitan ser enfriados y transportar el dicho calor hasta los vaporizadores de Gas Natural Licuado. Se trata de un proceso de integración energética en que el calor generado en esos equipos, en vez de ser disipado en el medio ambiente (aire o agua) es integralmente recuperado en el proceso de vaporización del Gas Natural Licuado.

El glicol es requerido para mesclar-se con agua desmineralizada (50/50) afín de bajar la temperatura de formación de hielo del líquido mezcla así constituido. Eso permite que ese líquido circule en los intercambiadores de calor adonde el LNG, que se encuentra almacenado a una temperatura de -160C, se calienta hasta gasificar-se. En ese proceso, el líquido mezcla agua/glicol puede enfriar-se hasta temperaturas muy por debajo los cero grados centígrados, sin riesgo de solidificar-se en el interior de las tuberías. A la salida de esta etapa del circuito, el fluido (frio) es transportado hasta los equipos diversos que en su operación normal disipan calor, y se recalienta al contacto con esas fuentes de calor. Una vez re calentado, el fluido vuelve a los gasificadores de LNG, cerrando así el anillo de recuperación de energía térmica.

Como el circuito es cerrado y hermético, el glicol solo es requerido cuando es necesario llenar el circuito por la primera vez, o reconstituir su inventario tras el vaciamiento parcial o total, por alguna operación de mantenimiento de un equipo del mismo.

La mezcla etileno-glicol es utilizada para contribuir al intercambio de calor entre la planta termoeléctrica y los vaporizadores de GNL. El glicol es introducido a la planta en camiones a través de envases de 55 galones aproximadamente y almacenado en condiciones especiales con sustancias químicas siguiendo las normativas locales e internacionales para su almacenamiento; así como, los criterios de inspección periódica de dichos almacenes referidas en los apartados 10.1.8.2 y 10.1.8.3 del EsIA.

Una vez que el glicol es requerido es introducido en el sistema a través de un tanque de glicol, de donde es bombeado hasta ser mezclado con el agua para la generación de la mezcla requerida. En el ciclo de enfriamiento este fluido circula a través del Intercambiador de Calor, el compresor del gas de ebullición y el pos-enfriador del soplador siendo controlado por válvulas mariposa manuales que se ajustan cuando el sistema es balanceado. Una vez se han preparado estas válvulas no se requiere realizar ajustes. Para el aislamiento de una pieza de equipo para mantenimiento se proveen válvulas de bloqueo separadas para que el arreglo de las válvulas mariposa no sea distorsionado.

Todo el sistema de monitoreo de presión y temperatura del ciclo etileno/glicol con agua presenta sistemas automatizados de instrumentación. Después que se han combinado los flujos de agua con Etileno Glicol desde el intercambiador de calor, los compresores y los sopladores; la corriente de agua con etileno glicol se dirige hacia los vaporizadores de Gas Natural Licuado donde la corriente es enfriada por ellos. Una vez que pasan por allí, el fluido viaja de vuelta al tanque con Etileno Glicol donde vuelve a ser recirculado. Todas las válvulas y tanques cuentan con indicadores de seguridad de bajo volumen para detección de fugas.

Como referencia el promotor maneja en AES Andres un sistema bajo las mismas condiciones por más de 10 años sin ningún reporte de derrame o fuga hasta la fecha.

e) Aclarar si al momento de la descarga del efluente éste contendrá residuos de etileno-glicol o si se utilizará alguna metodología que depure el etileno-glicol del efluente.

Como se mencionó anteriormente, en ninguna circunstancia el glicol es descargado en el circuito de enfriamiento de la central con agua del mar. Por lo tanto, el efluente de descarga en ningún momento tendrá residuos de etileno-glicol.

Para garantizar lo anterior, el promotor mantiene como parte de sus estándares ambientales la existencia de contenciones secundarias en el punto de descarga del efluente y las mismas cuentan con válvulas que permanecen cerradas en todo momento. Si el área de contención tiene agua de lluvia y está libre de glicol (el glicol tiene un color verde fosforescente que hace muy obvia la detección de su presencia), se realiza la descarga de manera normal. Si se percibe la presencia de glicol producto de un derrame se debe utilizar una bomba de achique y extraer la mezcla del área de contención, para luego disponerla a través de un prestador de servicios local certificado para esta clase de operaciones.

f) Describir el mantenimiento de este sistema así como el manejo y disposición de los desechos.

Las principales actividades de mantenimiento asociadas a este sistema son las siguientes:

- Verificación semanal de la muestra de agua/etileno-glicol para determinar la proporción correcta.
- Inspección visual de Tanques, válvulas y accesorios asociados son inspeccionados visualmente cada día.
- Bajo el programa de mantenimiento planificado de la planta, los tanques y colectores son inspeccionados para asegurar su integridad y/o detectar necesidad de reparación.
- Los registros de inspección son mantenidos en archivo y en el Sistema Integrado de Información SAP
- Inspección diaria de los espacios de contención secundaria.
- Detección de espesores en las tuberías frecuencia semanal
- Mantenimiento de pintura e aislamientos con frecuencia mensual
- Prueba de Interferencia Electromagnética a los motores con frecuencia mensual para verificar su funcionamiento adecuado. Al detectarse interferencia deben aplicarse una de las medidas siguientes: 1) Suprimir la emisión en la fuente, 2) Hacer el camino de acoplamiento poco efectivo, 3) Hacer el receptor menos sensible a las emisiones para compensar los acoplamientos inductivos y capacitivos.

- Análisis de vibración con frecuencia mensual

- Termografía con frecuencia mensual para la determinación de puntos calientes. Conociendo los datos de las condiciones del entorno (humedad y temperatura del aire, distancia a objeto termografiado, temperatura reflejada, radiación incidente,...) y de las características de las superficies termografiadas como la emisividad se puede convertir la energía radiada detectada por la cámara termográfica en valores de temperaturas y determinar así el estado de las válvulas, sellos y tuberías.

En cuanto a la disposición de desechos, tal como se ha mencionado, el glicol nunca recibe un tratamiento de disposición final porque nunca abandona el sistema. Sólo existiría eventual en disposición en caso de un derrame en cuyo caso sería manejado según indicaciones del aparte anterior.

4. El punto 5.4.1.2. Central de Generación de Ciclo Combinado, “planta de tratamiento de agua” página 151 del EsIA describe lo siguiente: “El agua permeada paso del sistema de ósmosis inversa se almacena en un tanque. Por último el agua permeada es bombeada por 2 x 100% bombas centrífugas a un segundo pase del sistema de ósmosis inversa, donde una extracción adicional de sólidos disueltos es desarrollada” Indicar el manejo y disposición final de los minerales (salmuera) separados del agua de mar por el sistema de tratamiento descrito anteriormente.

La planta desalinizadora estará manejando un caudal de agua desalinizada de aproximadamente 48 m³/h (con un caudal de entrada de agua del mar de 120 m³/h y un caudal de rechazo (salmuera) de 72 m³/h). Este último es descargado en el circuito de refrigeración principal de la central, con un caudal total de la descarga que alcanza los 24.000 m³/h.

Con estas proporciones, no se prevén afectaciones en el nivel de concentración de la sal marina en el agua del mar descargada. Sin embargo, dentro del plan de monitoreo se incluirá la supervisión diaria de esta variable para garantizar que no exista ningún efecto sobre el medio físico por esta operación.

5. Presentar certificación remitida por la Autoridad del Canal de Panamá en donde se apruebe la construcción de la dársena de maniobras, adjunto a la información solicitada presentar el permiso de compatibilidad, según lo establecido por la Ley 21 del 2 de julio de 1997 POR EL CUAL SE APRUEBA EL PLAN REGIONAL PARA EL DESARROLLO DE LA REGIÓN INTEROCEÁNICA Y EL PLAN GENERAL DE USO, CONSERVACIÓN Y DESARROLLO DEL ÁREA DEL CANAL”.

Respecto a la dársena de maniobras, se realizó el Estudio de Maniobrabilidad en septiembre de 2015 por el Centro de Investigación, Simulación y Desarrollo Marítimo (SIDMAR) de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP). El estudio muestra las distintas maniobras de atraque y desatraque ensayadas en la *“simulación de atraque y desatraque del muelle de LNG en Cristóbal”*, y es uno de los requisitos solicitados para tramitar la solicitud de compatibilidad ante la Autoridad del Canal de Panamá. Dicho reporte se incluye en el Anexo 5.1.

Por lo anterior, la certificación de aprobación final de la construcción de la dársena de maniobras forma parte del permiso de compatibilidad que actualmente se encuentra en trámite.

En el Anexo 5.2. se incluye la solicitud formal del Permiso de Compatibilidad entregada por la Autoridad Marítima de Panamá (AMP) el día 9 de diciembre de 2015 ante la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) para su aprobación, cumpliendo con lo establecido en la Ley 21 del 2 julio de 1997; por lo que se espera respuesta durante el proceso de evaluación de este informe de ampliación. Debe destacarse que se cuenta con precedentes de aprobación de otros proyectos similares en la zona.

6. Indicar la capacidad de cada tanque de almacenamiento de agua descrito en las páginas 168 y 169 del EsIA.

Tabla No. 6.1. Volúmenes de los Tanques de Almacenamiento del Proyecto “COSTA NORTE”

TIPO DE TANQUE	VOLUMEN (m ³)
Tanque contraincendios	1450
Tanque agua filtrada (desalada)	725
Tanque agua pre- filtrada	725
Tanque agua “cruda”	725
Tanque agua potable	5
Tanque agua desmineralizada	9200

En el Anexo 6.1. se incluye el Balance de Agua en el Proyecto para mayor aclaración.

7. Presentar ficha técnica de diseño del sistema de tratamiento de aguas residuales, contingencia en casos de fallas eléctricas, manejo y disposición final de los lodos, además aclarar por qué, se seleccionó la metodología de descarga del efluente por pozo de infiltración ya que según lo establecido en el segundo párrafo página 193 del EsIA, la zona en donde se ubica el proyecto presenta un estrato arcilloso y con niveles fráticos altos, que en ocasiones aflora en la superficie, lo que podría ocasionar problemas en el funcionamiento óptimo de este sistema.

El sistema de tratamiento dispone de capacidad de reserva suficiente para eventos de falta de alimentación eléctrica (respaldo a través de UPS), aunque este suceso es muy remoto al estar alimentado de los sistemas propios de generación de la Central.

El sistema de tratamiento de aguas será dimensionado para un caudal de 0.5 metros cúbicos por hora funcionará a través de un sistema de tratamiento de aireación que añada oxígeno mediante un compresor y una red de difusores de burbuja con tuberías de plástico. Sin embargo, una vez revisadas las condiciones geotécnicas del emplazamiento se ha determinado que no se utilizarán mecanismos de infiltración o tratamiento de lodos sino que se utilizarán empresas autorizadas de

disposición de esta clase de desechos, corrigiendo así la información presentada en las páginas 185 y 186 del EsIA. Dichas empresas locales certificadas podrán proceder al retiro semanal o con frecuencia aún mayor si se requiere. Dichos desechos serán debidamente almacenados en el área de desechos en tanques o pilas donde son además registrados al momento de ingresar siguiendo los procedimientos establecidos por los manejadores de desechos.

En tal sentido, se tiene que el agua de descarga de la ósmosis inversa y el agua de los residuos de filtro de agua desmineralizada, y los drenajes de planta y del equipo, serán tratados como corresponda a los fines dar cumplimiento con los Reglamentos Técnicos DGNTI-COPANIT 39-2000: “Descarga de efluentes líquidos en el Sistema de Alcantarillado” para las áreas donde exista sistema de alcantarillado; y con el Reglamento Técnico DGNTI-COPANIT 35-2000: “Descarga de efluentes líquidos directamente en aguas superficiales y subterráneas”.

8. El punto 5.8 Concordancia con el Plan de Uso del Suelo, página 197 del ESIA describe lo siguiente: “El Uso de suelo en el área designada para la construcción del Proyecto Costa Norte se encuentra regido por las normativas de ordenamiento territorial establecidas en el Plan Regional para el Desarrollo de la Región interoceánica y el Plan de Uso, Conservación y Desarrollo del área del Canal (Ley 21 del 2 de julio de 1997). Presentar Asignación de Uso de Suelo remitido por la autoridad competente y Esquema de Ordenamiento Territorial (EOT) ya que la superficie del proyecto es mayor a 10 Ha.

En el Anexo 8.1. se incluye la certificación 1053-2015 de **Uso de Suelo** emitida por el Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT), donde se establece que el área de proyecto se encuentra en un suelo de Categoría IV: área de Generación de Empleo conforme a lo establecido en la Ley 21 de 02 de Julio de 1997 y publicada en Gaceta Oficial No. 23,323. Conforme a dicha Ley el propósito de uso para estas áreas es el de facilitar la generación de empleos y negocios, maximizar el uso de instalaciones existentes e infraestructuras así como incorporar usos que estimulen actividades productivas. Los usos establecidos son: Industria Ligera, mediana y pesada, oficinas, almacenamiento y distribución, comercio al por menor de apoyo, servicios de apoyo, instalaciones portuarias, marítimas y aéreas, instalaciones deportivas y recreativas.

El Proyecto Costa Norte se encuentra dentro de un área de Concesión otorgada mediante Contrato Ley 5 de 1997 entre el Estado panameño y Panama Ports Company, área que ya cuenta con un Plan de Desarrollo. Sin embargo, una vez se defina con mayor detalle la ingeniería conceptual del proyecto que ocurrirá posterior a la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, considerando los aspectos adicionales que se desprendan del mismo, se realizará la coordinación con el Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT) para seguir las indicaciones referidas al Esquema de Ordenamiento Territorial, tal como señalan las medidas del Plan de Manejo Ambiental (PMA: Capítulo 10) para aquellos trámites que se requieran completar en la etapa de planificación ante las autoridades sectoriales competentes.

9. El punto 6.3.1. Descripción del Uso de Suelo, Sitio de Disposición, Página 215 del EsIA enuncia lo siguiente: “Esta zona según el Plan de Uso de la ACP está designada como área de anclaje para los barcos que esperan su paso por el canal y ha sido identificada con anterioridad por la

AMP para su utilización en la disposición de material” Presentar certificación remitida por la AMP en la cual se otorgue autorización a la empresa promotora para utilizar este sitio de disposición de materiales para el dragado, conjuntamente indicar cómo será transportado el material dragado al sitio de disposición.

La certificación de la AMP de que el sitio de disposición para el material de dragado identificado como “Manzanillo 3” se incluye en el Anexo 9.1 donde además se anexa el croquis enviado.

La carta original fue entregada con la información legal al momento de radicar el expediente del EsIA ante Miambiente.

En referencia a la metodología de disposición material dragado, la misma se encuentra detallada en el Anexo 9.2 del EsIA titulado **“Dispersión de la pluma de sedimentos en el sitio de dragado- Disposición y análisis de la construcción del muelle”**, donde además se analizaron los efectos de dicha pluma de dispersión. No obstante, a continuación se vuelve a incorporar la descripción detallada de dicha metodología. Además dicho anexo se incluye en este reporte bajo la numeración 9.2.

La planeación y secuencia de la descarga de material producto del dragado en la zona de vertido propuesta contempla aproximadamente 350 descargas, aunque se ha previsto que el alcance del proyecto sería de 200 descargas hasta completar el volumen total a dragar de 3.5 Millones de Metros cúbicos (cada una de aproximadamente 17.500 metros cúbicos). Toda vez que se hayan realizado esas descargas, se procederá a realizar una nueva planeación, en caso que sea necesario.

El equipo a utilizar será una draga autopropulsada; sin embargo, de requerirse y en función de la textura de los sedimentos se contará con una draga fija tipo almeja o similar y sus respectivas barcasas de transporte.

Para el vertido se establecerá una cuadrícula que consiste de 100 celdas, que estarán enumeradas por orden alfabético de la A a la J y a cada letra se le asigna un número del 1 al 10; . A continuación la Figura 9.1. indica la distribución de celdas.

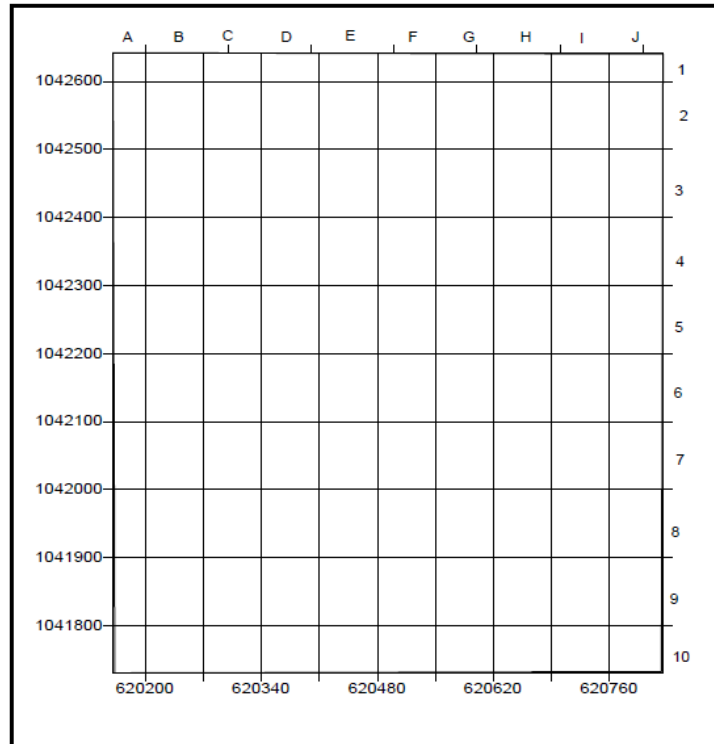


Figura 9.1. Cuadrantes de disposición del material dragado

La disposición iniciará con la celda A1 para lo cual se ubicará la draga en la celda correspondiente y se descarga con las compuertas de fondo el material, el proceso demora unos minutos sin sobrepasar los 5 min. La próxima disposición se realizará en la siguiente celda (A2) hasta llegar a la última (J10). Una vez terminado el ciclo se inicia de nuevo en la celda A1. Esta operación se repite hasta finalizar las operaciones de dragado. En el último caso, mediante un levantamiento batimétrico se evalúa si se continúa con la misma metodología o si se requiere hacer cambios.

El registro de las descargas se hará con la Impresión de la pantalla de cada una de las descargas realizadas en el momento a través del programa “dredgeview” o similar; la misma contiene:

- Hora de descarga
- Ubicación de la descarga(coordenadas)
- El número de descarga o su similar
- En el caso de no registrarse la pantalla al momento de la descarga, se debe
- Llevar el registro en la bitácora y el reporte diario.

En caso de encontrarse en condiciones meteorológicas oceanográficas adversas que pongan en riesgo y peligro a la tripulación y/o las operaciones inherentes a la actividad de dragado y vertido; el capitán tomara las decisiones pertinentes del caso para asegurar la integridad de los tripulantes y el equipo.

Para el traslado del material a dragar se tomará en cuenta, en adición a las medidas indicadas en el estudio, lo siguiente:

- Asegurarse de no sobrepasar la capacidad de almacenamiento que tiene la bacha de transporte de material a fin de evitar el derrame del mismo;
- Verificar que las puertas de la bacha de transporte se encuentren perfectamente cerradas previo a la movilización del material;
- Inspeccionar y dar mantenimiento frecuente al sistema de compuertas de vaciado, para asegurar su buen funcionamiento;
- Verificar previo a la disposición del material las condiciones de las corrientes y mareas de forma que se pueda seleccionar el sector de disposición que favorezca la dispersión de los sedimentos.
- Asegurar que el material dragado sea depositado en los cuadrantes establecidos dentro del sitio de disposición, verificando la posición de las coordenadas de cada cuadrante mediante el uso de un GPS;
- Se implementará un diseño de descarga que favorezca el flujo de densidad a la salida de la tubería (ejm. tolva con puertas de fondo);
- Verificar que al salir del sitio de disposición, luego de depositar el material, las compuertas de la bacha estén debidamente cerradas
- Aplicar medidas de seguimiento, vigilancia y control tales como inspecciones visuales y monitoreos periódicos de la calidad del agua en la ruta de transporte.

10. Presentar la evaluación arqueológica (coordenadas, Datum, anexar registro fotográfico de las anomalías, fotografías del trabajo y mapa georreferenciado con su respectiva escala) de los puntos sondeados de la zona marina donde se pretende el dragado y la disposición de material compuesto por 154.06 Ha ya que no se presenta en el informe arqueológico; además tomar en consideración el análisis de la batimetría de la zona de prospección arqueológicas según se establece en la Resolución Nro 067-08 DNPH del 10 de julio de 2008.

El anexo 10.1. muestra en detalle los estudios desarrollados en el área para la identificación de embarcaciones hundidas y el análisis de los mismos. Los estudios técnicos adelantados en el área, no registran información sobre ningún navío perteneciente a la época colonial que pudiese considerarse de importancia histórica arqueológica y que requieran un proceso de rescate.

Por otro lado, la prospección batimétrica y las inmersiones realizadas no determinaron la presencia de alguna anomalía que corresponda al período colonial, tales como embarcaciones, cañones, estructuras u otro objeto de relevancia. En la prospección en tierra, tampoco se

identificó ninguna estructura colonial asociada al proceso de expansión de la corona española entre los siglos XVI y XVIII.

Por ende en esta bahía no se indentificaron navíos coloniales y de estos existir en zonas cercanas los mismos fueron probablemente impactados por el proceso de construcción del Canal de Panamá.

Por todo lo anterior, desde el punto de vista arqueológico se puede realizar el dragado de la zona y la disposición del material dragado en el área prevista por la AMP, siguiendo las regulaciones establecidas en caso de hallazgos fortuitos, tales como el de notificar a la autoridad competente (INAC – DNPH) e implementar las medias establecidas en el Plan de Manejo Ambiental del EsIA.

11. A petición de la ARAP deslindar los límites con otros proyectos, dentro del polígono presentado e indicar qué acciones se realizarán en cuanto al tema del incinerador que se encuentra dentro de la zona propuesta a desarrollar por el proyecto en análisis, ya que para poder desarrollar dicho proyecto el incinerador debe clausurarse formalmente y cumplir con lo establecido en la herramienta de gestión ambiental propia de ese proyecto.

La figura 11.1 detalla el polígono ocupado actualmente por la empresa Servicios Técnicos de Incineración S.A. (S.T.I.S.A.) y la forma en la que está circunscrita en el área del proyecto. Las coordenadas de ubicación levantadas en campo por AES y georreferenciadas en el sistema datum WGS 84 son las siguientes:

	Norte	Este
I1	619992.02	1032458.08
I2	620092.51	1032390.66
I3	619916.52	1032367.35
I4	620013.96	1032284.87

En relación al tema del incinerador, como parte del contrato de arrendamiento entre AES y Panama Ports Company, el (día) del (mes) de 2015 se firmó una carta compromiso con Panama Ports Company que establece un plazo de salida del incinerador de 60 días contados a partir del inicio del arrendamiento, por lo cual la fecha establecida para el desmantelamiento y desconexión del equipo es el 15 de febrero de 2016 y su reubicación está establecida para a inicios del mes de marzo de 2016 (revisar anexo 11.1)

La responsabilidad de la clausura y reubicación del Incinerador, siguiendo con las regulaciones vigentes para esta actividad, son responsabilidad exclusiva de la empresa STI, actual promotor del proyecto, para lo cual se encuentra en coordinación con Panamá Ports Company, como empresa responsable del área del área de concesión.

Para esto, la empresa STI ha iniciado la tramitación de los permisos principales que se requieren para su reubicación, como el Permiso de Compatibilidad ante la ACP presentado el 3 de diciembre de 2015 (revisar anexo 11.2), y la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental y el Plan de Manejo Ambiental, admitido por el Ministerio de Ambiente el 10 de diciembre mediante la Resolución DIEORA-195-1012-15. Además, corresponderá a las autoridades competentes fiscalizar

las acciones establecidas en el Plan de Recuperación Ambiental Post-operación del Incinerador por parte de STI, que incluyen:

1. Desmantelamiento de las instalaciones y sistemas de tratamiento;
2. Desmovilización de escombros y equipos;
3. Fumigación;
4. Remediación de los suelos donde haya afectación por derrames o sobre aguas residuales;
5. Otras medidas establecidos en sus instrumentos de gestión ambiental.



Figura 11.1. Ubicación Polígono STI (Fuente: Datos AES)

12. Incluir dentro del flujo de fondo de análisis, el valor económico de los siguientes impactos identificados en el EsIA (Tabla 9-2) con significancia moderada y muy alta:

- **Afectación del sistema acuático**
- **Cambio Micro Climático**
- **Aumento de los Niveles de Ruido y Vibraciones**
- **Contribución al Sistema Energético Nacional**

Afectación al ecosistema acuático

Las actividades de construcción dentro de los cuerpos de agua, ocasionarán perturbaciones en el agua y sobretodo en el fondo, afectando a la fauna pelágica y bentónica del área marina de influencia del proyecto. Las perturbaciones de las comunidades pelágicas y bentónicas, se valorizan en otro impacto.

La presencia excesiva de sedimentos en el agua, o la generación de turbidez debido a que son removidos del lecho, puede cambiar drásticamente el ambiente y perturbar los organismos acuáticos. Ello indica que se pudiese afectar la captura pesquera por desplazamiento de peces. Sin embargo el área del proyecto no se considera una zona de movimiento pesquero, por lo cual la afectación sería mínima (5%) y abarcaría unos seis meses del período de duración de la fase de construcción del proyecto. En la siguiente tabla se presenta dicha estimación.

Tabla 12.1.

Pérdida Ocasionada por la Afectación del Ecosistema Acuático

Indicador	Unidad de medida	Cantidad
Flota Pesquera Colón	barcos	176
Captura semana por barco	kg	219
Captura mensual por barco	kg	877
Captura de la flota pesquera (6 meses)	ton	926.32
Costo corvina por Tonelada	B/ x ton	1,200.00
Monto total capturas	B/	1,111,578.95
Margen de merma por proyecto	%	5.0%
Perdida ocasionada por proyecto	B/.	55,578.95

Fuente: URS Holdings Inc.

La afectación a la actividad pesquera implicaría una pérdida de cincuenta y cinco mil quinientos setenta y ocho Balboas con noventa y cinco céntimos (**B/. 55,578.95**)

Cambio microclimático

Este impacto se considera de tipo indirecto, ya que las acciones del proyecto no causan una alteración directa sobre las condiciones del clima existente en el área del Proyecto Costa Norte, tal como se describe en el capítulo 9 del EsIA. En el caso del presente proyecto, el cambio en el microclima es el producto de la acción del cambio en el uso de suelo, es decir, dichos cambios son el resultado de la remoción de cobertura vegetal. De acuerdo con la metodología empleada en la valoración económica y descrita en el Capítulo 11 del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Costa Norte, los impactos indirectos no se valorizan.

Aumento de los niveles de ruido y vibraciones

Las actividades a realizarse durante la fase de construcción incrementarán los niveles sonoros registrados en el área del proyecto, debido a operaciones como la movilización e instalación de infraestructuras, funcionamiento de maquinaria y equipo pesado.

De acuerdo al Manual “Transit Noise and Vibration Impact Assessment”, Sr. Harris Miller & Hanson, los pickups, camiones y concreteras generan valores superiores a 60 dBA de ruido. Para calcular el costo de la pérdida de bienestar ocasionada por el exceso de ruido, dicha medición se hace mediante la aplicación de encuestas de disponibilidad a pagar (DAP), las cuales buscan identificar el monto que los ciudadanos están dispuestos a pagar, por reducir el ruido y recuperar el bienestar perdido.

En Panamá no contamos con estudios de disposición al pago (DAP) de los hogares por reducción unitaria del ruido dB(A). Dado que dichas encuestas son relativamente costosas y no fueron contempladas para esta consultoría, aplicaremos para este cálculo los valores estimados de un país latinoamericano tipo, con características similares a Panamá, en donde se han aplicado encuestas DAP.

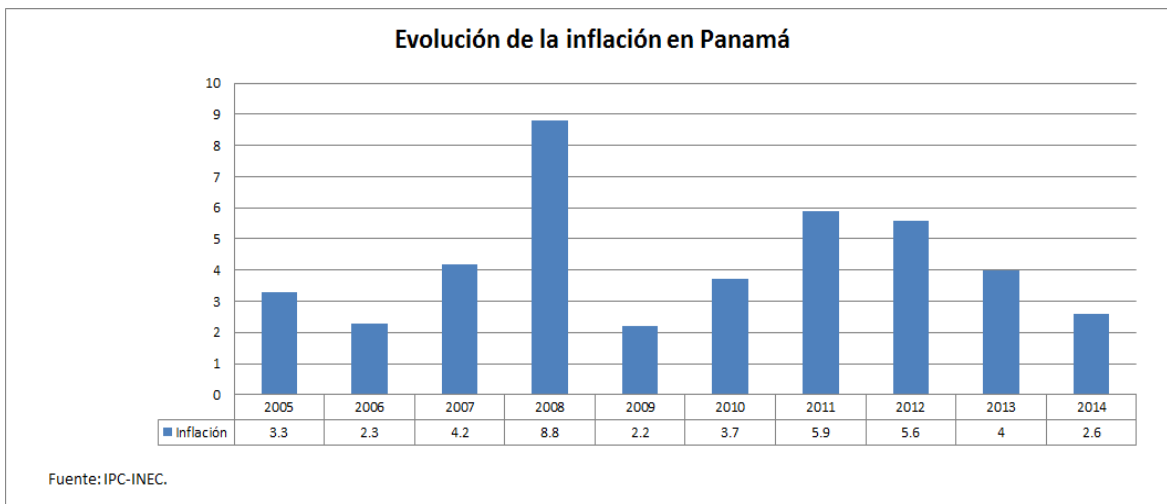
Utilizaremos la experiencia de Chile (Galilea y Ortúzar, 2005), donde estimaron el DAP para Santiago de Chile. La disposición al pago de los hogares por reducción de la exposición al ruido fue de US\$ 1,66 por dB(A) por mes.¹

¹Rizzi, Luis I. *Externalidades del Transporte*. Universidad de Chile. 2008. Pág. 52

Para calcular el costo pérdida de bienestar ocasionada por el exceso de ruido se han ejecutado los siguientes pasos:

- Se ajustó la DAP de Chile, mediante un factor de corrección basado en la comparación entre el PIB per-cápita de cada país. Esta operación arrojó como resultado que el DAP para Panamá es de B/. 1.31 por dB(A) por mes, lo que equivale a B/ 15.71 anual.
- Se procedió a ajustar este factor con la tasa de inflación acumulada, la cual es de 4% promedio anual, lo que arrojó como valor ajustado B/. 1.57, es decir, B/. 20.75 anual. En la gráfica se presenta la inflación desde el 2005 al 2014 y la inflación para el 2015 es de 2.1, para una tasa acumulada del 2005 al 2015 de 44.7%.

Figura 12.1.
Evolución de la inflación en Panamá



- Se estableció como número de hogares afectados por el exceso de ruido el 5% del total de hogares que se ubican dentro de las comunidades más cercanas al proyecto Costa Norte. Nos referimos a las barriadas Ciudad Arco Iris (1,013 hogares, Censo 2010) y Margarita (1,375 hogares, Censo 2010), para un total de 2,388 viviendas, es decir, 119 hogares afectados.
- Para el cálculo monetario de la pérdida de bienestar ocasionada por exceso de ruido, se utilizó la

siguiente fórmula matemática:

$$C_{PB\ tm} = (H_a * C_a) * (C_{dba})$$

En donde,

C_{ERtm} Costo de la pérdida de bienestar ocasionada por exceso de ruido.

H_a Número de hogares afectados.

C_a Porcentaje de hogares afectados por el exceso de ruido.

C_{dba} Disposición anual a pagar por reducción de 1 dB(A) de ruido.

- Se estimó el costo económico total por pérdida de bienestar utilizando la siguiente ecuación:

$$C_{PBt} = \sum^n C_{PBz1} + C_{PBz2} + C_{PBz3} + \dots + C_{PBzn}$$

Donde,

C_{PBt} Costo total de la pérdida de bienestar.

C_{PBzn} Costo de la pérdida de bienestar relacionado a cada condición, lugar, etc.

Tabla 12.2.

Costo de la Pérdida de Bienestar debida al incremento de ruido derivado del Proyecto

Fuente emisora (*)	Cantidad de equipo	Nivel medido en decibeles (dBA)	Cantidad de Decibeles > 60	Cantidad de Hogares afectados	Costo anual por decibel (B/.)	Costo del ruido (B/.)
Retroexcavadora	3	80	20	119	20.75	49,551.00
Camiones	10	88	28	119	20.75	69,371.40
Compresor	2	80	20	119	20.75	49,385.00
Totales						168,307.40

Fuente: Elaborado por URS Holdings Inc.

El costo económico de la Pérdida de Bienestar debida al incremento de ruido derivado de la construcción del Proyecto Costa Norte, asciende a ciento sesenta y ocho mil trescientos siete Balboas con cuarenta centavos (**B/.168,307.40**).

Contribución al sistema energético nacional

El proyecto aportará al sistema energético nacional 381 MW, que lo que significa un incremento en el volumen comercial de la energía eléctrica en el mercado mayorista. Para calcular el aporte adicional, utilizamos la siguiente fórmula:

$$C_{SE} = I_{ventas} - C_{ventas}$$

En donde,

C_{SE} = Contribución al sistema energético nacional

I_{ventas} = Ingreso por ventas de energía eléctrica

C_{ventas} = Costo de ventas de energía eléctrica

En la siguiente Tabla se muestra la estimación del monto al cual asciende la contribución al sistema energético nacional para un período de análisis de 20 años.

Tabla 12.3
Estimación de la contribución al sistema energético nacional.
Período de análisis de 20 años

Año	CSE (B/)	Iventas (B/)	Cventas (B/)
1	48,133,602	160,445,339	112,311,737
2	48,133,602	160,445,339	112,311,737
3	48,133,602	160,445,339	112,311,737

Año	CSE (B/)	lventas (B/)	Cventas (B/)
4	48,133,602	160,445,339	112,311,737
5	48,133,602	160,445,339	112,311,737
6	112,311,737	374,372,458	262,060,720
7	112,311,737	374,372,458	262,060,720
8	112,311,737	374,372,458	262,060,720
9	112,311,737	374,372,458	262,060,720
10	112,311,737	374,372,458	262,060,720
11	120,334,004	401,113,347	280,779,343
12	120,334,004	401,113,347	280,779,343
13	120,334,004	401,113,347	280,779,343
14	120,334,004	401,113,347	280,779,343
15	120,334,004	401,113,347	280,779,343
16	120,334,004	401,113,347	280,779,343
17	120,334,004	401,113,347	280,779,343
18	120,334,004	401,113,347	280,779,343
19	120,334,004	401,113,347	280,779,343
20	120,334,004	401,113,347	280,779,343

Fuente: Elaborado por URS Holdings Inc.

El valor acumulado a 20 años de la contribución del proyecto al sistema energético nacional es de B/.2,005,566,737.

VAN y Razón Costo-Beneficio Ambiental del Proyecto

Para verificar la viabilidad ambiental y social del proyecto, se calculó el Valor Actual Neto (VAN), considerando los resultados de la valoración presentada en el Estudio de Impacto Ambiental agregándole los cálculos adicionales antes presentados, el cual indica que, si los valores que se obtienen son positivos, el proyecto es ambiental y socialmente viable y por tal su ejecución es viable y si los valores son negativos, el proyecto debería modificarse o desistir de su ejecución. Como se puede apreciar el valor obtenido es positivo y asciende a B/.1,056,687,251 (en base la Tabla 11-18).

La otra medida utilizada es la relación Beneficio-Costo. Cuando el valor de esta razón es mayor de 1, el proyecto es viable, mientras que cuando es menor que 1, el proyecto debe modificarse o desistir de su ejecución (Universidad de Los Andes, 2011. Pág. 34). La Razón B/C resultante de este análisis es de 1.35, lo que significa que el proyecto le producirá al país un Balboa con treinta y cinco centavos por cada Balboa invertido en beneficios ambientales y sociales.

Los valores del VAN y la Razón Costo-Beneficio se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 12.4

VAN y Razón Costo-Beneficio Ambiental del Proyecto

Valor Acumulado	3,616,329,350
VAN Flujo Neto	1,056,687,251
VAN Beneficios Ambientales	4,040,778,284
VAN Costos Ambientales	2,984,091,033
Relación Beneficio – Costo	1.35

Fuente: Elaborado por URS Holdings 2015.

Nota: se utilizó una tasa de descuento del 10%

El flujo de costos y beneficios ambientales y sociales del proyecto, se expresa en valores monetarios, como se observa en el Anexo 12.

13. El Anexo 6-2 Calidad del Sedimento, páginas de la 1097 a la 1147, presenta informe del análisis del sedimento de las zonas marinas intervenidas; sin embargo la información suministrada por el promotor se encuentra en idioma extranjero, por lo que se deberá presentar nuevamente, traducido al idioma oficial del país por un traductor público debidamente autorizado, según lo establecido en el Código Judicial, Sección 4 Documentos Procedentes del Extranjero, Artículos 877 y 878.

Se incorpora traducción en los términos solicitados en el Anexo 13.1.

14. Presentar Plan de contingencia en donde se detalle, qué mecanismos serán utilizados en casos de fugas de gas natural líquido (zonas terrestres y marinas) ya que debido a sus características fisicoquímicas éste puede reaccionar cuando es influenciado por cambios de temperatura y presión.

Debe destacarse que la probabilidad de un derrame de GNL es muy remota dado los exigentes requerimientos de diseño en los equipos y tuberías de la instalación.

Si ello se produjese, la instalación contiene una red de canalizaciones que conducirían el GNL vertido (recordemos que es líquido) a sistemas de contención secundarias para derrames de suficiente capacidad sin fuente de ignición cercana, donde se controlaría su evaporación y se disiparía en la atmósfera. Asimismo, tanto la red de canalizaciones como las contenciones secundarias de recogida de derrames disponen de equipos que permiten detectar los posibles vertidos de Gas Natural Licuado. Además, por sus condiciones el gas licuado que escapa y se derrama normalmente está a una temperatura superior a su temperatura de ebullición a presión atmosférica, de ahí su nombre de líquido sobrecalentado.

Al producirse la pérdida de contención, el gas licuado sufre un descenso súbito de su presión de almacenamiento (la presión de vapor correspondiente a la temperatura de almacenamiento) hasta la presión atmosférica. Esto da lugar a una evaporación súbita, también llamada evaporación flash, por lo que tendría que generarse un volumen muy significativo de derrame o fuga que pudiera ameritar la activación de una contingencia por este particular. En otras palabras, normalmente cualquier volumen de derrame tenderá a evaporarse de inmediato.

Los mecanismos de contingencia para atender posibles derrames de gas natural en estado líquido siguen las mismas líneas generales de los planes establecidos en el punto 10.9.5.2 referido al plan de contingencia de derrames de combustible. No obstante, a continuación se describe en detalle el plan de contingencia incorporando además el apartado de prevención de derrames. Además se incorporan los estándares en caso de un derrame en la descarga de Gas Natural Licuado desde la embarcación.

Plan de Planificación y Prevención de Derrames

El objetivo principal es minimizar la posibilidad de descargas no controladas al suelo y a las aguas. La principal defensa contra derrames ha sido el diseño de sistemas y equipos de tal forma que los goteos y derrames potenciales sean minimizados y en combinación con sistemas secundarios para contener los goteos y derrames si estos llegaren a ocurrir. Este plan describe estos elementos de diseño y sistemas secundarios y guías específicas y requerimientos para su uso y mantenimiento efectivo.

1. Diseño y Operaciones para Prevenir y Controlar Derrames

Dispositivos de Diseño de las Instalaciones. A continuación se trata en detalle los siguientes dispositivos de diseño principales para la prevención de derrames:

1.1. Drenaje Pluvial de las instalaciones

Las instalaciones tienen declives para que el agua de lluvia drene al mar directamente. Existen conductos de desagüe o zanjas dedicados a la contención del derramamiento, que rodean las instalaciones.

1.2. Tanques de almacenamiento a granel

Los tanques de almacenamiento que contienen combustible o potenciales contaminantes están provistos con una barrera de contención secundaria en forma de diques de tierra o de concreto.

- a. Los diques tienen suficiente capacidad (110% del volumen) para retener el contenido del tanque más grande y tener contención secundaria impermeable.
- b. El sistema de drenaje de cada dique permite que el agua recogida dentro de él sea evacuada.
- c. La contención secundaria es inspeccionada diariamente para verificar que el agua de lluvia ha sido evacuada hacia el Sistema de Aguas Aceitosas. La contención secundaria que no evacue el agua de lluvia hacia el Sistema de Aguas Aceitosas debe ser drenada manualmente, verificando antes que no haya residuos aceitosos.
- d. Una válvula instalada en el drenaje permite aislar el área de contención. Estas válvulas normalmente están **cerradas** durante la operación y solo se abren para drenar el exceso de agua. Esta operación la realiza el operador; luego de verificar que no existe el riesgo de contaminación.
- e. Los goteos o fugas de los transformadores, si existieran, se contendrán dentro de las áreas del dique, y el agua recogida dentro de él, es tratada en el Sistema de Aguas Aceitosas.
- f. En el muelle las tuberías que se acoplan a los buques tienen válvulas de seguridad (ESD), las cuales en el caso de que sucediera alguna emergencia, se bloquean automáticamente impidiendo el flujo

- g. Dentro de la planta y zonas adyacentes hay colocados varios kits para manejar y contener potenciales derrames de productos químicos, combustibles y/o aceites.

4. 1.3 Pruebas de los tanques

- a. Tanques, válvulas y accesorios asociados son inspeccionados visualmente cada día.
- b. Bajo el programa de mantenimiento planificado de la planta, los tanques y colectores son inspeccionados para asegurar su integridad y/o detectar necesidad de reparación.
- c. Los registros de inspección son mantenidos en archivo y en el SAP
- d. El estado de los contenedores secundarios es inspeccionado cada día.

1.4. Instalaciones para la operación de transferencia, bombeo y procesos en sitio

- a. Para facilitar las inspecciones y reparaciones, todas las tuberías se encuentran instaladas en canaletas o sobre soportes (las tuberías que no están bajo tierra).
- b. Las tuberías se inspeccionan visualmente cada día y antes y durante cada transferencia

Plan de Acción ante la Emergencia

Este plan establece las acciones a ejecutarse por el personal de planta y la administración, en respuesta a un derrame. Incluye los requerimientos de reportes, así como las acciones para el control y limpieza del derrame.

1. Requerimientos Generales

- a. En el caso de que un empleado o contratista descubra o cause accidentalmente un derramamiento no controlado, se deberá reportar al Supervisor de Turno.
- b. El supervisor de turno debe determinar la extensión y naturaleza de la liberación o derrame, particularmente con respecto a los riesgos de salud inmediatos (vapores tóxicos, etc.) y riesgos potenciales de incendio. Si es necesario, pida ayuda o declare una alarma general.
- c. Inicie los procedimientos de Emergencia
- d. Aísle el área donde ocurrió el derrame para mantener el personal no autorizado fuera de esta.

2. Procedimientos para el control de derrames y limpieza

- a. Utilice los procedimientos descritos en el presente procedimiento, según sea el caso.
- b. Utilice las especificaciones de manejo seguro del producto derramado para instrucciones sobre EPP y precauciones a tomar.

- c. Asegúrese que el personal tiene el entrenamiento adecuado para trabajar con los derrames y que tiene el equipo de protección personal adecuado.
- d. Utilice el equipo de protección personal necesario para manejar el derrame. Contacte el Supervisor de Seguridad si no está seguro del equipo de protección personal a utilizar
- e. Reúna el equipo de respuesta requerido incluyendo el contenido de los kits de respuesta a derrame.
- f. Contenga el derrame utilizando diques, dispersante, barreras (booms), etc.
- g. Debe desparramarse materiales absorbentes sueltos para derrames sobre todo en el área del derrame, trabajando en círculos desde afuera hacia dentro. Esto disminuye las posibilidades de salpicar o de esparcir la sustancia química.
- h. Una vez que hayan sido absorbidos los materiales derramados, remueva todo el material absorbido o líquido contenido en el dique y colóquelo en los contenedores. Utilice bombas si es necesario.
- i. Utilice agentes limpiadores como sea necesario para limpiar los equipos
- j. Descontamine todo el equipo reutilizable y coloque los desperdicios en contenedores.
- k. Etiquete los contenedores con el tipo de desperdicio y la fecha en las que fueron colocados en los contenedores.
- l. Transfiera los contenedores a un área designada para ello.
- m. Haga los arreglos necesarios con el Supervisor Medio Ambiente para disponer de los desechos.
- n. Reponga en el equipo de respuesta a derrames todos los materiales que se consumieron.
- o. Debe quitarse inmediatamente la ropa contaminada y debe lavarse la piel con agua corriente durante 15 minutos por lo menos. Debe lavarse la ropa contaminada antes de volverla a usar.
- p. Si ocurre un derrame sobre el suelo, es posible que sea necesario cavar para retirar la tierra contaminada y aplicar remediación al mismo. Dicha tierra deberá disponerse de ella correctamente desde el punto de vista ambiental.

3. Procedimientos de Notificación

- a. Todas las situaciones de emergencia de derrames deben ser notificadas al Supervisor de Turno de forma inmediata, ya sea por radio, teléfono o personalmente.
- b. El Supervisor de Turno debe notificar a los supervisores ambientales y de Seguridad, inmediatamente ocurra la emergencia.
- c. El Supervisor de Turno debe completar el reporte de incidencia y suministrar copia al Supervisor de Medio Ambiente
- d. Se llenaran Notificaciones de Derrames para derrames con un volumen mayor a los 5 galones, de manera interna.
- e. En adición a este documento, también habrá que completar un Reporte de Análisis de Causa Raíz (RCA) donde se detallarán las causas del derrame y las acciones tomadas para prevenir la recurrencia de este tipo de accidente.
- f. Si el derrame de material tiene el potencial de salirse de control y amenazar vidas y salud humana y el medio ambiente fuera de la planta, se debe llamar a las instituciones locales pertinentes
- g. Notificación a la policía, hospitales y departamento de bomberos. Las agencias deben de estar alertas, para que en caso de que la situación empeore, puedan movilizarse rápidamente para prestar ayuda.

En caso de fugas de LNG en el área de muelle deberán tomarse las siguientes consideraciones adicionales:

- a. Confirmar que todas las puertas y compuertas del barco en descarga sean cerradas, en caso de ser necesario en función a la magnitud del derrame detener los sistemas de ventilación.
- b. En caso de ser necesario detener la descarga o activar las válvulas de seguridad
- c. En caso de ser necesario activar los sistemas rociadores de agua y los monitores de fuego en el área de muelle.

15. Indicar cuál es el Plan de Acción (avalado por los bomberos) y el perímetro de seguridad establecido (zona de exclusión para dispersión del GNL y zona de exclusión para radiación térmica) en casos de que fortuitamente ocurra una explosión tomando en cuenta que se manejan fluidos utilizados como combustibles y que en cercanías al proyecto se encuentran otros sitios de almacenamiento de combustibles de empresas ajenas al promotor; además presentar plano en donde se establezca las zonas de seguridad antes descritas y las distancias existentes entre los patios de almacenamiento de combustible que se encuentran circundantes al proyecto.

Los espacios de ubicación segura para las distintas estructuras del proyecto han sido calculados y analizados en concordancia a los estándares internacionales establecidos en la norma NFPA59A, sirviendo como base para el cálculo de las distancias mínimas respecto a otras estructuras de almacenamiento de combustible circundantes al proyecto (Telfer Tanks y Petro Ports); así como, las distancias mínimas de seguridad requeridas para la ubicación de otras estructuras dentro del predio del proyecto tales como la subestación, flare, sala de máquinas, entre otras.

Para determinación de las distancias en función a los niveles de radiación se utilizó como base la tabla 5.3.2. de la Norma NFPA 59 A del 2013, mientras que para las zonas de exclusión para dispersión de GNL se utilizaron los parámetros indicados en la tabla 5.3.4.1. que establecen las distancias seguras en las que la densidad de la nube de GNL es más densa que la del aire, haciéndose luego cada vez más ligera al re-calentarse a temperatura ambiente.

Tomando en cuenta lo anterior, se definen dos radios de contención del tanque de almacenamiento de GNL, uno de ellos de 71 metros en los que no se puede construir ningún tipo de estructura adicional de almacenamiento y otro de 101 m en los que no se puede mantener actividad de más de 50 personas en la misma área. Todos los diámetros de seguridad permanecen dentro de la línea de propiedad de forma que no existan inconvenientes de compatibilidad con otras estructuras de almacenamiento en la zona.

El detalle de la ubicación se encuentra en el plano de la figura 15.1

Es importante destacar que, el flare maneja una zona de exclusión térmica de 40 metros, la cual se localiza fuera del área más corta de exclusión del tanque de GNL (71 metros). En este caso, se

aprovecha el área de costa como parte del área de exclusión para mejor aprovechamiento del espacio.

En cuanto al Plan de acción, podemos indicar que el mismo cumplirá con los estándares establecidos en la norma NFPA 59 A. El proyecto entregará para su revisión y aprobación ante el Departamento de Bomberos el Anteproyecto y los planos del proyecto requeridos para tramitar los permisos de construcción ante el municipio, incorporando las recomendaciones y solicitudes que vengan dadas una vez sea evaluado el Estudio de Impacto Ambiental. Vale la pena mencionar, que de acuerdo a la Resolución No 008-11 de 29 de agosto de 2011, el Patronato del Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá, resuelve aplicar las normas, códigos y guías de la National Fire Protection Association (NFPA).

Con base a lo antes indicado, el Plan de Acción contará con los siguientes elementos:

- Protección contra incendios en las estructuras: Las estructuras de acero principales deberán contar con concreto protegido y un sistema de pintura de aislamiento cuando se encuentren en zonas de riesgo de incendio. Esta solución deberá ser diseñada de forma de contener el incidente por al menos 90 minutos.
- Protección contra “abrillantamiento” de las principales estructuras sujetas a posibles derrames de GNL.
- Control sobre todas las actividades que impliquen riesgos de ignición: prohibición de fumar, control de soldaduras y manejo de vehículos en el área de proyecto.
- El sistema contra incendios de la Terminal de Gas y el de la Planta Eléctrica funcionarán de forma independiente, aun cuando sean alimentados por el mismo tanque de agua. Según los requerimientos de la norma NFPA 59A los flujos de agua deben garantizar la posibilidad de atacar un incendio por al menos 2 horas a una tasa de 63 l/s.
- Se instalarán hidrantes en todo el perímetro del proyecto según los requerimientos de la norma NFP 24 espaciados aproximadamente a 60 metros entre sí. Igualmente se instalarán mangueras flexibles en cabinas cerradas a ser compartidas 1 por cada dos hidrantes.
- Dentro de los edificios existirán hidrantes de muro según requerimientos locales y las normas NFPA aplicables.
- Se dispondrán de los mecanismos de drenaje requeridos para garantizar el retorno del agua al océano en caso de ser necesario.
- En la cabecera del jetty existirá un sistema de ataque de incendios con dos monitores de agua operados remotamente.
- Se dotará de aspersores de agua independientes a los siguientes estructuras: Sistema de absorción de GNL, Sistema de tuberías en el techo de los tanques de GNL, brazos de descarga y ganchos de maniobra, edificio de monitoreo en el muelle y sistema de tuberías en el jetty,

causeway, Bombas de alta presión y shelter de BOG, Subestación y transformadores. Todos los sistemas serán diseñados dando cumplimiento a las normas NFPA 15.

- Sistemas de control de espuma para la dispersión del gas en caso de fugas que no entren en contacto con fuentes de ignición.

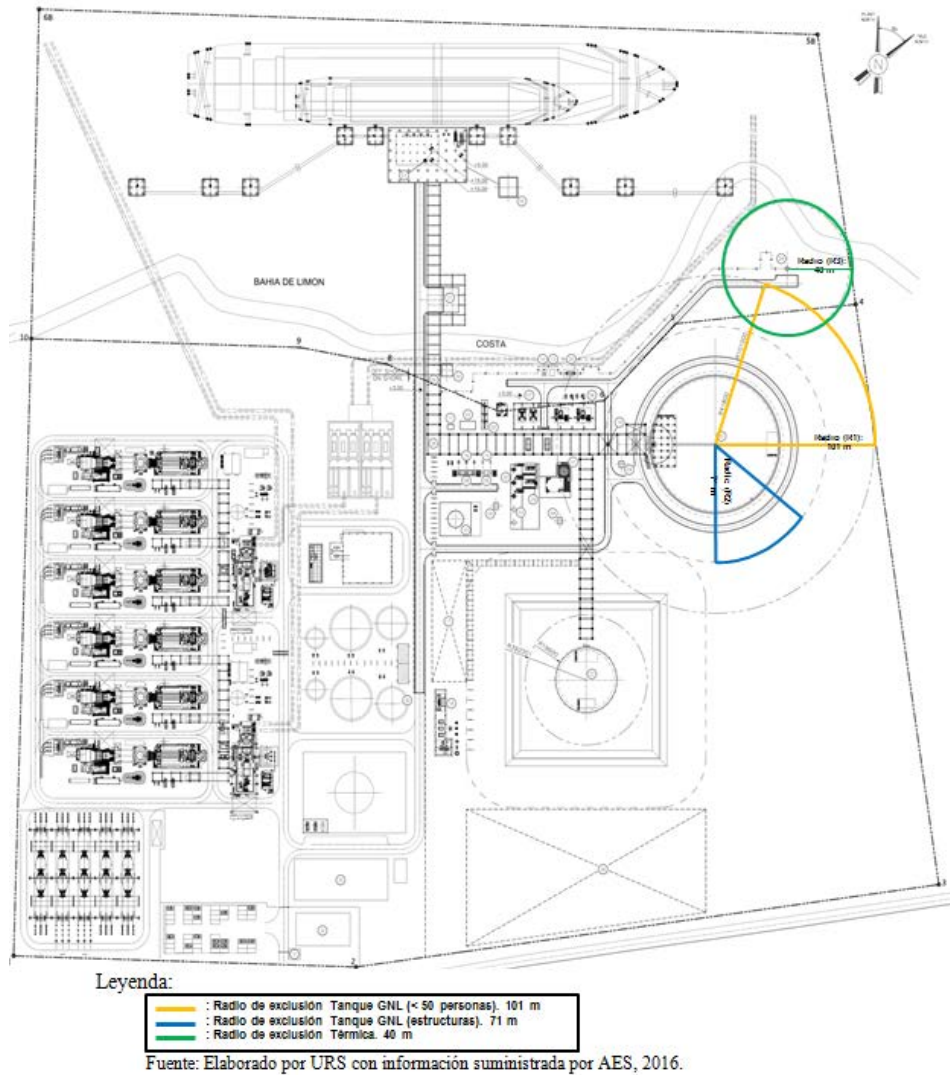


Figura 15. Perímetros de Seguridad (radios de exclusión)

- Se dotarán las áreas del proyecto según corresponda con los sistemas extintores de incendio que apliquen: extintores de espuma en aquellas zonas donde pudiera haber posibilidad de aceites o

combustible, extintores de dióxido de carbono para las áreas con instrumentos eléctricos y aplicativos y extintores de químicos secos en áreas de proceso.

En cuanto a localización del proyecto, con respecto a las estructuras de almacenamiento de los proyectos circundantes (Telfers Tank y Petroports), se puede indicar que estos superan en ambos los 400 metros de distancia, tal como se muestra en la Figura 15.2.



Figura 15.2. Distancia del Proyecto con Respecto a Proyectos Cercanos

16. A petición de la Dirección Regional de Colón, indicar por qué en la simulación de dispersión de la pluma de contaminación atmosférica no fue considerada la proyección en dirección norte a sur, que es donde encuentran las áreas que puedan incidir en afectación ambiental con relación a la concentración y dilución de la mezcla de gases, de óxido de nitrógeno, óxido de azufre y PM10, al pasar por baja altura sobre las barriadas de Davis, Margarita, Ciudad del Sol, Alambra, Albader y Espinar.

La simulación de la dispersión de contaminación atmosférica fue realizada mediante el modelo ISCST3 (Industrial Source Complex Short & Long Term Model, por sus siglas en inglés, en su tercera versión), programa de modelación que puede ser utilizado para estudiar la concentración de contaminantes de una amplia variedad de fuentes asociadas a la industria. El programa cumple con las especificaciones para modelos de calidad de aire establecidas por la USEPA, considerándolas por defecto en el procesamiento de la información.

Los resultados permitieron determinar que la mayor dispersión de gases se presenta en dirección Suroeste (considerando además la persistencia de las condiciones meteorológicas en todo el período de data de referencia utilizado) y que las concentraciones en toda el área de influencia

estimada (50 km) se mantienen dentro de los límites del Banco Mundial y el Anteproyecto de Norma de Panamá, para todos los gases analizados. Tomando en cuenta lo anterior, las concentraciones en las localidades indicadas en la Tabla 16.1 también se mantendrán dentro los límites de la normativa de referencia. Estos resultados pueden verse de forma gráfica en las Figuras 3-4 a 3-10 del Anexo 9.1 del Estudio de Impacto Ambiental (Capítulo 15 Anexos)

El modelaje fue realizado delimitando un área de influencia alrededor de la Central Termoeléctrica, hasta una distancia de 50 km, lo cual permitió incorporar en el análisis las comunidades consideradas en el área de influencia del proyecto, así como las barriadas de Davis, Margarita, Ciudad del Sol, Alambra, Albader y Espinar mencionadas en el enunciado de la solicitud de aclaración No. 16, cuya distancia aproximada se localiza dentro del área evaluada, tal como se muestra en la Tabla 16.1 a continuación

Tabla 16.1

Distancia Promedio de Algunas Localidades con Respecto al Proyecto

Localidad	Distancia Aproximada (Km)
Davis	5.11
Margarita	2.30
Ciudad del Sol	2.21
Alambra	<3.0
Albader	<3.0
Espinar	5.20

Considerando información meteorológica, relieve, calidad del aire y características de las emisiones esperadas en las chimeneas de la planta termoeléctrica, el modelo ISCST3 suministró la simulación de las concentraciones esperadas de los gases SO₂, NO₂ y CO, así como material particulado (PM₁₀), para toda la superficie de afectación potencial antes mencionada, permitiendo observar los niveles de los gases evaluados, para la totalidad del entorno de la planta (es decir, hacia todos los puntos cardinales), hasta una distancia de 50 km.

Es importante resaltar, que el modelo ISC3 fue diseñado para poder establecer la potencial afectación de receptores sensibles presentes en el entorno de una actividad industrial, por tal motivo permite encontrar las concentraciones de contaminantes atmosféricos para concentraciones máximas horarias, máximas diarias y promedio anuales a nivel del suelo, considerando las condiciones simples y complejas del terreno y la variación de las condiciones meteorológicas.