

ENVIRONMENTAL AND SOCIAL REVIEW SUMMARY

Disclaimer

This Environmental and Social Review Summary is prepared and distributed in advance of the IFC Board of Directors' consideration of the proposed transaction. Its purpose is to enhance the transparency of IFC's activities, and this document should not be construed as presuming the outcome of the Board of Director's decision. Board dates are estimates only. Any documentation which is attached to this Environmental and Social Review Summary has been prepared by the project sponsor and authorization has been given for public release. IFC has reviewed this documentation and considers that it is of adequate quality to be released to the public but does not endorse the content.

Project Identification:

<i>Country:</i> Peru	<i>Project Name:</i> Peru LNG	<i>Project No.:</i> 25390
<i>Region:</i> LAC		<i>Environment Category:</i> A - Significant
<i>Dept./Div.:</i> COCD1 - Oil, Gas, Mining And Chemicals/IFC Oil and Gas Division	<i>Company Name:</i> Peru LNG (509557)	
<i>Project Business Sector:</i> B-AB - Oil and Gas Production (Includes Development)		<i>Project Status:</i> Active

Parent Project Identification:

Parent ID:	
Parent Short Name:	
Parent Relationship:	No Relationship

Date ESRS sent to InfoShop & posted on IFC Web site:	
Date of revision (if appropriate):	
Date of clearance by client for factual accuracy	
Local Disclosure Date	
Local Disclosure Date of revised ESRS	

Information Disclosed:

El siguiente grupo completo de documentos sobre PERU LNG correspondientes a la Categoría A han sido publicados localmente y en el Infoshop del Banco Mundial.

1. Estudio de Impacto Ambiental y Social, Proyecto de Exportación de Gas Natural Licuado, Pampa Melchorita, Perú, Julio de 2003;
2. Modificación del Estudio de Impacto Ambiental y Social, Proyecto de Exportación de Gas Natural Licuado, Pampa Melchorita – Perú, Noviembre de 2005;

3. Paquete de Información Complementaria para las Instituciones Financieras Internacionales – Evaluación de Impacto Ambiental y Social, Proyecto de Exportación de Gas Natural Licuado, Pampa Melchorita - Perú, Junio de 2007;
4. Estudio de Impacto Ambiental y Social, Proyecto de Transporte de Gas Natural por Ducto de Ayacucho a la Planta de Licuefacción, Noviembre de 2005;
5. Paquete de Información Complementaria para las Instituciones Financieras Internacionales – Evaluación de Impacto Ambiental y Social, Proyecto de Transporte de Gas Natural por Ducto de Ayacucho a la Planta de Licuefacción, Junio de 2007;
6. Estudio de Impacto Ambiental y Social, Proyecto de Desarrollo de la Cantera GNL-2, Cañete-Perú, Abril de 2005;
7. Paquete de Información Complementaria para las Instituciones Financieras Internacionales – Evaluación de Impacto Ambiental y Social, Proyecto de Desarrollo de la Cantera GNL-2, Cañete-Perú, Julio de 2006;
8. Incorporación de los Comentarios de los Grupos de Interés sobre la Evaluación de Efectos Acumulativos del Proyecto de PERU LNG, Octubre de 2007;
9. Evaluación Ecológica de Campo para el Proyecto del Ducto de Gas Natural de PERU LNG, Mayo de 2007;
10. Normas Ambientales y Sociales aplicables al Proyecto de PERU LNG, Octubre de 2007;
11. Registro de Compromisos del Ducto de PERU LNG, Octubre de 2007;
12. Registro de Compromisos de la Planta de PERU LNG, Octubre de 2007;
13. Manual del Sistema de Gestión Ambiental, Social, de Salud y Seguridad de PERU LNG, Octubre de 2007;
14. Cronograma de Implementación del Sistema de Gestión Ambiental, Social, de Salud y Seguridad de PERU LNG, Octubre 2007;
15. Directrices sobre Salud Comunitaria de PERU LNG, Octubre de 2007;
16. Plan de Gestión de la Compensación del Ducto de PERU LNG, Octubre 2007;
17. Marco del Plan de Gestión de Compensación a Pescadores Artesanales usuarios del sector de playa adyacente a Pampa Melchorita, PERU LNG, Octubre de 2007;
18. Gestión Relacionada con los Asentamientos Vecinos de la Planta de PERU LNG, Octubre de 2007;
19. Procedimiento de Gestión de Observaciones y Reclamos de PERU LNG, Octubre de 2007;
20. Plan de Enlace Comunitario y con los Grupos de Interés de PERU LNG, Octubre 2007;

21. Estrategia de Gestión de las Comunidades Rurales Andinas de PERU LNG, Octubre de 2007;
22. Plan de Contratación de Mano de Obra y Compras Locales de PERU LNG, Octubre de 2007;
23. Plan de Gestión del Patrimonio Cultural de PERU LNG, Octubre de 2007;
24. Marco del Plan para la Inversión en Desarrollo Comunitario de PERU LNG, Octubre de 2007;
25. Programa de Monitoreo Marino de PERU LNG, Octubre de 2007;
26. Plan de Acción sobre Biodiversidad de PERU LNG, Octubre de 2007;
27. Estrategia de Gestión de la Seguridad para la Construcción de la Planta y del Ducto, PERU LNG, Octubre de 2007;
28. Plan de Aseguramiento de Cumplimiento Ambiental y Social de PERU LNG, Octubre de 2007;
29. Procedimiento para la Adopción de Acción Correctiva en Caso de Incumplimiento, PERU LNG, Octubre de 2007;
30. Procedimiento para el Gestión de Cambios, PERU LNG, Octubre de 2007;
31. Procedimiento de Identificación de Impactos Ambientales de PERU LNG, Octubre de 2007;
32. Procedimiento sobre Requerimientos Legales y de Otra Índole de PERU LNG, Octubre de 2007;
33. Plan de Salud y Seguridad de PERU LNG, Octubre de 2007;
34. Plan de Capacitación Ambiental, Social, y de Salud y Seguridad de PERU LNG, Octubre de 2007;
35. Plan de Gestión del Transporte de PERU LNG, Octubre de 2007;
36. Gestión de Riesgos - Evaluación de Peligros de PERU LNG, Octubre de 2007;
37. Plan de Contingencia de PERU LNG para el Proyecto de Exportación de Gas Natural Licuado, Pampa Melchorita - Perú, Octubre de 2007; y
38. Plan de Contingencia para la Construcción del Ducto: Fase 1- Transporte de Personal en Vehículos Ligeros por la Ruta Lima-Pisco-Ayacucho, PERU LNG, Octubre de 2007.

Availability of Full Documentation:

El grupo completo de documentos correspondientes al proyecto Perú LNG (Categoría A) está disponible en el Infoshop del Banco Mundial:

World Bank Infoshop
1818 H Street, N.W., Room J1-060

Washington, DC 20433

USA

Teléfono: (202)-458-4500 (USA, 9:30am – 3:30pm EST)

Fax: (202) 522-1500 (USA)

E-mail: pic@worldbank.org

Horario de Atención: de 9:00am a 5:00pm (de lunes a viernes)

El grupo completo de documentos correspondientes a este proyecto también está disponible en la Página web de PERU LNG: <http://www.perulng.com> y en las siguientes direcciones bajo el horario de atención: de 9:00am a 12: m (de lunes a viernes):

Compañía Operadora de LNG del Perú S.A.C., Oficina de Cañete.
Jirón Grau 329, San Vicente de Cañete.
Teléfono: 5811031.

Compañía Operadora de LNG del Perú S.A.C., Oficina de Chincha.
Calle Pedro Moreno 114, Chincha Alta.
Teléfono: 056- 263676.

Compañía Operadora de LNG del Perú S.A.C., Oficina de Ayacucho.
Av. Las Mercedes 198, Urbanización Jardín, Ayacucho.
Teléfono: 066-316722.

Overview of IFC's scope of review:

La revisión y evaluación del Proyecto PERU LNG ("el Proyecto") consistió en una misión de pre-evaluación efectuada en septiembre del 2006 al sitio de la planta de licuefacción de gas natural del Proyecto ("Planta de GNL"), el derecho de vía del gasoducto (DdV), así como también a las Instalaciones de "Upstream" y "Downstream" (Bloque 88, Bloque 56, la Planta de Separación de Gas de Malvinas, el gasoducto de la Transportadora de Gas del Perú (TgP), y la Planta de Fraccionamiento de Pisco). Para completar la misión de evaluación se realizaron cuatro viajes adicionales, el primero de ellos en mayo del 2007 visitando el sitio de la planta y el DdV del gasoducto; un segundo viaje para visitar las instalaciones de "Upstream" y "Downstream" en junio del 2007; un tercer viaje para visitar las instalaciones de "Upstream" en setiembre del 2007; y un cuarto y último viaje para visitar el DdV del gasoducto en octubre del 2007. La evaluación de la documentación incluyó la revisión de los informes y registros técnicos, ambientales y sociales del Proyecto y los planes de Gestión ambiental y social. Se obtuvo información adicional a través de entrevistas llevadas a cabo con personal clave de PERU LNG con diferentes representantes de comunidades afectadas y ONGs locales. Como parte del proceso en progreso de auditoría "due diligence" se está llevando a cabo un programa de monitoreo ambiental y social independiente para verificar el cumplimiento de la Compañía con los compromisos ambientales y sociales del Proyecto. Este programa de

monitoreo ambiental y social independiente fue iniciado en setiembre del 2007.

Project Description:

El Proyecto involucra la construcción y operación de una Planta de GNL e instalaciones de exportación en la costa peruana, las cuales incluyen una terminal marítima, rompeolas, y cantera de roca que será explotada en forma temporal. Asimismo, se construirá un nuevo gasoducto de 34 pulgadas de diámetro para transportar gas natural de 'alimentación' a la Planta de GNL. El gasoducto tendrá una longitud de aproximadamente 408 kilómetros, extendiéndose desde la comunidad de Chiquintirca, Región de Ayacucho, en la sierra Andina, hasta la Planta de GNL en Pampa Melchorita en la costa. A continuación se presenta una descripción más detallada de los componentes del Proyecto.

La Planta de GNL se encuentra ubicada en Pampa Melchorita, en la costa del Pacífico, cerca de San Vicente de Cañete, y a 169 km al sur de Lima. El gas natural líquido (GNL) es producido cuando se enfría el gas natural a menos 163 grados Celsius (°C) a presión atmosférica. GNL ocupa alrededor de 1/600 del volumen equivalente de gas natural, lo cual facilita el almacenamiento y transporte de GNL en masa usando buques tanque especializados.

La vida útil de la planta será de un mínimo de 30 años y ésta puede ser ampliada de manera significativa dependiendo de las condiciones de operación y mantenimiento. El sitio de la planta cuenta con espacio asignado para una potencial ampliación añadiendo un segundo tren.

El tren de licuefacción usa la ampliamente adoptada tecnología de licuefacción mediante el refrigerante multi-componente de propano pre-enfriado.

La planta con una capacidad nominal de 4.4 millones de toneladas métricas por año (MTMA) comprenderá las siguientes áreas de proceso:

Recepción de gas de alimentación, separación de líquido, medición de gas y reducción de presión – La Unidad de Recepción de gas de Alimentación (URA) será diseñada para separar y almacenar cualquier líquido que pudiera permanecer en el ducto de suministro de gas natural luego de las operaciones iniciales de pruebas hidrostáticas. Un Tambor Destapadero en la Entrada (TD) eliminará cualquier líquido libre que se recoja en el gasoducto.

Eliminación de dióxido de carbono y agua del gas de alimentación –La Unidad de Eliminación de Gas Ácido eliminará el dióxido de carbono del gas natural cuando éste llega de la URA. Se elimina el dióxido de carbono porque éste se congelaría en el proceso criogénico de conversión del metano gaseoso en metano líquido, bloqueando el flujo del proceso. La tecnología para eliminar gas ácido del gas natural utiliza Metil Dietanolamina activada (MDEAa), una amina terciaria.

Unidades de deshidratación de gas y adsorción de carbono – la Unidad de Deshidratación elimina el agua del gas natural. Esta unidad usa una configuración de tamiz molecular de tres capas –dos capas que operan en el modo de absorción mientras que la tercera pasa por la regeneración. Cada capa de tamiz molecular se regenera cada 24 horas. La Unidad de Deshidratación seca el gas natural hasta que contenga menos de una parte por millón (por volumen) de agua para evitar que los hidratos de agua se congelen y obstruyan la unidad de licuefacción criogénica. Se proveerá un Absorbedor de Carbono Activado como medida de seguridad para garantizar la eliminación de cualquier metal pesado presente en

el gas de alimentación. El metal pesado podría causar problemas de corrosión en los componentes de aluminio del equipo de proceso de licuefacción.

Instalaciones para refrigeración y licuación – El proceso refrigerante empleado utiliza dos tipos de ciclos de refrigeración para pre-enfriar y licuar el gas de alimentación. El gas de alimentación primero es pre-enfriado usando refrigerante de propano en cuatro niveles diferentes de presión y de temperatura descendente. Luego del pre-enfriado, el gas de alimentación entra en el intercambiador de calor criogénico principal (ICCP). En el ICCP, el refrigerante mixto (RM) enfría aún más y condensa totalmente el gas de alimentación. La presión del GNL que sale del ICCP se reduce por medio de una válvula de control y luego se envía a los tanques de almacenamiento de GNL. El GNL entra en los tanques de almacenamiento a una presión de 1.08 bar y a menos 163.1° C.

Almacenamiento de GNL y refrigerante – Cada uno de los dos tanques de almacenamiento de contención única de GNL tiene una capacidad de 130,000 metros cúbicos (m³). Los tanques tendrán un área de contención secundaria en común, según lo requiere la norma 59A de la Asociación Nacional de Protección Contra Incendios (ANPCI), la cual es acatada por las regulaciones peruanas.

El propano y el etileno para la elaboración de refrigerante se almacenarán cada uno en tanques de almacenamiento horizontales tipo bala. Dos balas de propano presurizado tendrán una capacidad de almacenamiento combinada de 602 m³. Dos balas de etileno presurizadas y aisladas con una camisa en vacío tendrán una capacidad de almacenamiento combinada de 230 m³.

Servicios públicos e infraestructura – La planta será autosuficiente en cuanto a sus requerimientos de agua y electricidad. Generadores térmicos de turbina a gas natural proveerán la energía eléctrica y una planta de desalinización suministrará agua de proceso y agua potable. Durante el primer año de construcción (Fase 1), mientras se está construyendo la planta de desalinización, se usará agua de los tramos más bajos del río Cañete o de otras fuentes para controlar el polvo que se podría generar durante la preparación del suelo. Adicionalmente, los sistemas anti-incendios, de antorchas tipo 'flare' y de ventilación ofrecerán la protección de seguridad necesaria en caso de contratiempos o emergencia en la planta durante la puesta en marcha y la operación.

Muelle – Se construirá un muelle de caballetes, el cual se extenderá perpendicularmente desde la orilla hasta la plataforma de carga de GNL. El muelle tiene una longitud aproximada de 1.35 km y constará de una superestructura de acero apoyada por pilotes de acero y un estribo de concreto. Como ayuda para la construcción del rompeolas, se construirá un espigón de embarque ubicado más o menos a la altura de la mitad del muelle para el uso de lanchones de carga con material de roca. La cara del muelle del espigón de embarque de roca es de 127 metros de largo. El espigón de embarque de roca permanecerá instalado luego de la construcción y se usará como un área de amarradero para los remolcadores.

Rompeolas – Debido a que la costa peruana está expuesta a los oleajes del Pacífico por largos períodos durante el año, un rompeolas brindará un amarradero seguro para las embarcaciones de GNL y permitirá que las instalaciones marítimas permanezcan accesibles todo el año para un suministro continuo de GNL. Según su diseño, el rompeolas se situará a una profundidad de unos 14 metros de agua y estará alineado en forma paralela a la costa y a los contornos del fondo del mar. La longitud del rompeolas que es visible sobre el agua es de 800 m asimismo, la elevación de la cresta de 11 metros por encima de la marea baja media de primavera brindará protección en el amarradero de GNL contra la ola de diseño de 100 años sin daños estructurales al rompeolas al mismo tiempo que se minimiza que las olas lo sobrepasen.

Canal de acceso de navegación para los buques cisterna de GNL – Se dragará un canal de navegación

para ofrecer acceso y salida del área del amarradero para los buques cisterna de GNL. Se dragará a -18 metros el canal de entrada y el canal de salida y donde los buques de GNL den vueltas fuera de la protección del rompeolas. Se dragará a -15 metros el área de amarradero de GNL que es de unos 250 metros de ancho y 500 metros de largo.

Amarradero para el Buque Cisterna de GNL y brazos de carga de GNL – Las estructuras del amarradero de GNL constarán de una plataforma de carga de 30 metros por 20 metros, cuatro dolfinos de labor de frente, y seis dolfinos de amarre. Las estructuras de dolfinos constarán de cubiertas de rejilla abierta sobre vigas apoyadas por pilas llevadas por medio de envolturas. La carga de GNL se llevará a cabo usando cuatro brazos de carga de GNL de 16 pulgadas de la especialidad de tubo y eslabón giratorio. Normalmente se usarán tres brazos para la carga de GNL y uno se usará para regresar el vapor a los Compresores de Gas de Evaporación (GE) de la planta. Se provee de un portalón para acceso y salida de los barcos de GNL.

Muelle de Servicios – Se proveerá un pequeño muelle de utilidad en el lado norte del muelle de caballetes a unos 90 metros de la plataforma de carga. El muelle de utilidad incluirá un cuarto de control local para el muelle de carga, se usará para amarrar temporalmente a los remolcadores, para sostener el equipo de toma de agua de mar, y para proveer de un área de trabajo para que una grúa móvil apoye el mantenimiento rutinario y remolque las operaciones de suministro. Las Instalaciones de Descarga de Roca también contarán con las instalaciones y el equipo requeridos para la contención de derrames.

Cantera – A fin de operar las instalaciones marítimas de manera segura, es necesario construir un rompeolas para la protección de los buques cisterna de GNL. Se identificó el sitio de la cantera para proveer de roca para el rompeolas por medio de un proceso de análisis alternativo y se encuentra cerca de la Planta GNL. El sitio seleccionado se llama GNL-2 y constará de una cantera y su carretera de acceso de 25 km de largo. Se estima que el volumen de roca requerido es de 3,4 millones de toneladas métricas para lo cual un total de 7,6 millones de toneladas métricas (incluyendo material encima de la roca y desperdicio de roca) tendrán que extraerse de la cantera. La carretera de acceso se encuentra ubicada en terrenos de propiedad del Ministerio de Agricultura, que ha emitido el permiso para la carretera de acceso. No existen centros poblados cerca de la cantera, el más cercano se encuentra a 7 km de distancia. El área de influencia es una zona desértica y semi-desértica con escasa vegetación xerofítica. Se estima que la construcción global del Proyecto durará 2 años (4 meses para el desarrollo de la cantera y sus instalaciones, 18 meses para la extracción de material de roca de la cantera, y unos 2 meses para la fase de poner fuera de servicio).

Nuevo gasoducto – El transporte de gas natural para la planta de licuefacción se hará por medio del Sistema de Transporte del Gasoducto Camisea-Lima (STG) ya existente hasta la progresiva kp 211 en Chiquintirca. A partir de este punto, PERU LNG construirá y operará un gasoducto de 408 km. de largo y 34 pulgadas de diámetro para proveer el gas natural requerido a la planta. El gasoducto será diseñado para transportar 677 millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD) de gas natural a una presión de 147 barg (2.160 psig). El ducto de gas natural será enterrado a todo lo largo de sus 408 km de extensión e incluirá instalaciones superficiales tales como válvulas principales, trampas de arrastre y una estación reductora de presión. La profundidad a la que se enterrará el gasoducto varía entre 1 y 2 metros dependiendo de la sensibilidad de la ubicación y el DdV será de 25 metros de ancho durante la construcción y se reducirá a 20 metros para la fase de operaciones. La ruta cruza 13 distritos en 5 provincias que pertenecen a 2 departamentos (Ica y Lima). La población de los asentamientos ubicados cerca al DdV es de unos 22.400 habitantes.

Aproximadamente 300 de los 402 km. del paso horizontal del gasoducto de PERU LNG cruzará la zona de

Sierra montañosa de los Andes a altitudes que oscilan desde 1.500 hasta más de 5.000 metros sobre el nivel del mar. El clima regional a lo largo del paso del nuevo gasoducto es extremadamente variable, incluyendo climas cálidos, templados, fríos y muy fríos; así como también las condiciones que son áridas, semi-áridas, sub-húmedas, húmedas y muy húmedas. La región de la costa es muy homogénea, cubriendo el área entre 1.500 metros sobre la media del nivel del mar y la zona del litoral, toda ella presentando un paisaje desértico.

El gasoducto recibirá gas natural de alta presión de la Planta de Separación de Gas de Malvinas durante la etapa de operación. Las diferenciales de presión entre la Planta de Separación de Gas de Malvinas y la Planta de GNL permitirán que el gas natural alcance el punto de entrega.

Instalaciones del 'Upstream': El Proyecto de PERU LNG recibe su suministro de gas natural del Proyecto de líquidos de gas natural (LGN) y gas natural de Camisea ("el Proyecto Camisea") el cual ha estado en operación desde el 2004. El Proyecto Camisea consta de los Bloques 88 y 56, una instalación de separación en Malvinas (la Planta de Separación de Gas Malvinas) ubicada en la zona de Selva pluvial del Amazonas, así como ductos de LGN y de gas natural provenientes de los bloques, a la planta de fraccionamiento de Camisea en la costa en Pisco y a Lima. Una descripción más detallada de las instalaciones del 'upstream' y su evaluación ambiental y social está disponible al final de este informe.

Estado actual del Proyecto

En el sitio de la Planta de GNL todas las actividades de movimientos de tierra, así como las actividades de limpieza, rastreo y nivelación se han completado. Se ha iniciado y se encuentra en progreso la construcción de fundaciones de concreto para los tanques de GNL. Las instalaciones, oficinas, y almacén principal del campamento están terminados. Las actividades de construcción de las instalaciones marítimas para el estribo están culminadas, incluyendo la colocación del escollero en la pendiente de embalamiento de tsunami del estribo. El despeje para la carretera de acceso a la cantera ha sido completado y la nivelación de la superficie de la carretera está en proceso. En cuanto al gasoducto, la ingeniería está casi culminada y la puesta en marcha de la construcción del gasoducto está planeada para enero del 2008.

Identified Applicable Performance Standards:

La auditoría ambiental y social de 'due diligence' conducida por la CFI indica que la inversión tendrá impactos que deben manejarse de una manera consistente con los siguientes estándares de desempeño:

Norma de Desempeño 1: Evaluación social y ambiental y sistemas de gestión.

Norma de Desempeño 2: Condiciones de laborales y de trabajo

Norma de Desempeño 3: Prevención y disminución de la contaminación

Norma de Desempeño 4: Salud y seguridad comunitaria

Norma de Desempeño 5: Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario

Norma de Desempeño 6: Conservación de la biodiversidad y gestión de recursos naturales sostenibles

Norma de Desempeño 7: Pueblos indígenas

Norma de Desempeño 8: Herencia cultural

E & S Categorization Rationale:

El proyecto de PERU LNG, el cual incluye la construcción y operación de la planta de GNL, de las instalaciones marítimas, de la cantera y del ducto de gas, es un proyecto de categoría A de acuerdo con el Procedimiento de Evaluación Ambiental y Social de Proyectos de la CFI ya que existen posibles impactos sociales y ambientales significativos adversos que podrían ser diversos e irreversibles. La CFI ha efectuado esta categorización en base a:

- Visitas de campo a las áreas propuestas para el proyecto;
- Reuniones con los gerentes y el personal clave del prestatario;
- Reuniones con las comunidades impactadas por el proyecto; y
- Revisión de la documentación ambiental y social.

A través de esta evaluación, la CFI ha podido evaluar la magnitud de los posibles impactos y se considera que los impactos ambientales y sociales del proyecto serán gestionados adecuadamente por la compañía con la implementación de los planes de Gestión y las medidas de mitigación que se describen a continuación.

Description of key Environmental and Social Issues and Mitigation:

A continuación se resumen las consideraciones ambientales y sociales clave relacionadas con el proyecto, conjuntamente con información específica sobre cómo abordará la compañía los posibles impactos. Una vez implementadas las medidas de mitigación que se describen a continuación y en los Planes de Acción adjuntos, el proyecto cumplirá con los requerimientos ambientales y sociales, específicamente con las leyes y reglamentos del Perú, con la Política y las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Social y Ambiental de la CFI y con los lineamientos aplicables sobre medio ambiente, salud y seguridad del Banco Mundial/CFI.

Norma de Desempeño 1 Evaluación Social y Ambiental y Sistemas de Gestión:

Evaluaciones de Impacto Ambiental y Social (EIASs)

Los estudios técnicos para el Proyecto comenzaron con el Análisis de Alternativas (2001) y la Ingeniería Básica (2002). En base a estos documentos la Compañía comenzó los estudios de impacto ambiental y social (EIAS) en el 2002.

EIAS de la Planta de GNL: El EIAS para la Planta y las instalaciones marítimas adyacentes fue culminado en julio del 2003 y las autoridades peruanas lo aprobaron en agosto del 2004, luego de dos rondas de observaciones y retroalimentación. Las consultas públicas se llevaron a cabo en tres fases: a) durante los estudios de línea de base (mayo-noviembre 2002); b) durante las evaluaciones de los impactos ambientales y sociales y para el plan de Gestión (abril 2003); y c) una vez que el informe final estuvo listo (agosto-septiembre, 2003). Luego de modificaciones a la Ingeniería Básica durante el 2004 y 2005, se presentó a las autoridades un estudio EIAS complementario en noviembre del 2005 y se llevó a cabo una nueva ronda de consulta con los interesados. Como resultado de ello, un EIAS modificado fue aprobado en septiembre del 2006.

Se seleccionó el sitio actual para la Planta y las instalaciones marítimas adyacentes luego de un extenso análisis de alternativas que incluía 17 ubicaciones diferentes entre las ciudades de Lima y Pisco. Los principales criterios aplicados para revisar los sitios potenciales de la costa fueron:

- Mínimo de 100 hectáreas (ha) de espacio de terreno disponible.
- Evitar lugares de elevado grado de sensibilidad ambiental.
- Evitar áreas densamente pobladas.
- Elevación mínima del sitio de 20 metros sobre la media del nivel del mar, para mitigar efectos tsunami.
- Exclusión de áreas con potencial para licuefacción de suelos, inestabilidad de suelos o fallas cercanas para minimizar impactos sísmicos.
- Exclusión de áreas marítimas donde se requiera de dragado intenso.
- Preferencia de áreas con condiciones oceánicas adecuadas para operaciones de amarre confiables en el atracadero para buques cisterna.
- Preferencia de ubicaciones relativamente cercanas a centros comerciales que puedan ofrecer materias primas y mano de obra.

Se pre-seleccionaron tres sitios para mayores estudios. El primero, Punta Corriente (122 km. al sur de Lima) se descartó por la limitada disponibilidad de espacio y por ser un área muy urbanizada. El segundo, Pampa Clarita (154 km. al sur de Lima) se consideró inadecuado debido a las malas condiciones de cimiento de suelos y el elevado potencial para algunos sitios arqueológicos significativos. El tercero, Pampa Melchorita (170 km. al sur de Lima) fue el sitio preferido aun cuando el sitio se encuentra a 135 metros sobre la media del nivel del mar y requería de movimiento de tierra adicional para el acceso a la costa por carretera. Esta porción del Proyecto se encuentra a lo largo de la costa central del Perú, la cual se conoce por ser una región sísmicamente activa que también puede ser afectada por tsunamis. Sin embargo, la elevada ubicación topográfica sobre el nivel del mar mantendrá las instalaciones marítimas a salvo de efectos de arrastre. Se informa las condiciones batimétricas para la colocación de instalaciones marítimas son excepcionalmente uniformes con un lecho marino relativamente horizontal y por lo tanto, se considera óptimo para el Proyecto.

EIAS de la cantera: La Compañía culminó una EIAS para la cantera en abril del 2005, la cual incluye la ubicación de la cantera y actividades de desarrollo, construcción de una carretera de acceso y el transporte del material de roca para la construcción de las instalaciones marítimas. Luego de dos conjuntos de observaciones de parte del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el Ministerio aprobó la EIAS en junio del 2006.

El análisis de alternativas identificó cuatro sitios potenciales para la ubicación de la cantera: a) GNL y GNL-2 ubicados relativamente cerca de la futura Planta GNL en el Departamento de Lima; b) Los Molinos, ubicado 150 km. al sureste de la Planta GNL; c) El Sol-Punta Olleros 200 km. al sur de la Planta GNL; y d) Jatun, en el valle desértico de Río Seco (departamento de Ica). Este análisis concluyó que sólo GNL-GNL2 y Jatun eran ubicaciones adecuadas. Un mayor análisis demostró que el sitio GNL-2 era la mejor opción ambiental, social, técnica y rentable porque: a) su relativa proximidad al sitio de la planta reducirá la distancia de transporte, mejorando los costos y la seguridad; b) está a 7 km. de distancia de la comunidad más cercana y por lo tanto, los impactos de ruidos por voladura son limitados; c) los impactos potenciales en las aguas subterráneas son mínimos, si los hay; y d) los impactos en la fauna local serán temporales y reversibles y se minimizarán por medio de la implementación de los planes de Gestión ambiental. Se está construyendo una carretera de acceso de 25 km. de largo para acceder al sitio GNL-2. El desarrollo de la cantera se hará por medio de la minería superficial, incluyendo las actividades de nivelación, perforación, voladura, carga y transporte.

ESIA DEL GASODUCTO DE PERU LNG: En mayo del 2004, la Compañía culminó un estudio preliminar sobre el análisis de las alternativas del corredor del gasoducto que trataba cuatro áreas clave: sensibilidad biológica, geomorfología, arqueología y aspectos sociales. La evaluación comparó dos corredores como

sigue: (i) siguiendo la ruta directa (entre Huayahura o el gasoducto kp0 y Melchorita); y (ii) la ruta paralela que aproximadamente sigue la ruta del DdV del gasoducto TgP existente. El estudio mostr6 que el corredor con la menor cantidad de impactos en el medio ambiente era la ruta paralela, ya que usa el mismo DdV y gran parte de la infraestructura existente (carreteras, patios, campamentos, etc.) como el gasoducto pre-existente. Se volvi6 a ver el an6lisis alternativo para la EIAS (noviembre, 2005) y se evaluaron a6n m6s las rutas alternativas dentro del corredor paralelo. Se seleccion6 una ruta optimizada minimizando el cruce de r6os, el cruce de bofedales, y los impactos en los sitios arqueol6gicos. El MEM aprob6 el EIAS luego que PERU LNG tratara todas las observaciones de la EIAS en setiembre del 2006.

Las EIASs arriba mencionadas cumplieron con los requerimientos legales locales y por lo tanto se aprobaron. Sin embargo, su alcance no trata totalmente los requerimientos de las normas de desempe1o de la CFI; por lo tanto, la Compa1a prepar6 los informes suplementarios y los planes de Gesti6n. Estos documentos suplementarios llamados "SLIP" (paquete suplementario de informaci6n para las entidades financieras) se emiti6 como sigue: El SLIP para la Planta de GNL y de las instalaciones mar6timas fue emitido en junio del 2007, el SLIP del gasoducto se emiti6 en junio del 2007, y el SLIP para la cantera se emiti6 en julio del 2006. Tanto los EIASs como los SLIPs son accesibles al p6blico en la p6gina web de PERU LNG (<http://www.perulng.com>).

Evaluaci6n de Efectos Acumulativos:

La Compa1a prepar6 una Evaluaci6n de Efectos Acumulativos (EEA) en agosto del 2007. La evaluaci6n describe los efectos acumulativos potenciales directamente relacionados con el Proyecto de PERU LNG dentro de su 6rea de influencia y los efectos acumulativos potenciales por acciones inducidas en los Proyectos del 'Upstream' (Bloque 56 y la Planta de Separaci6n de Gas de Malvinas y su ampliaci6n).

EEA en el 6rea de influencia del Proyecto: Se define el 6rea de influencia del Proyecto como el 6rea que se extiende unos 20 km. a ambos lados del gasoducto, incluyendo la Planta de GNL, las instalaciones mar6timas, y la cantera. Incluye tambi6n el existente gasoducto de TgP, en aquellos lugares donde los DdV de ambos gasoductos est6n a menos de 20 km. el uno del otro.

A fin de evaluar las interacciones con otros proyectos en el 6rea de influencia del Proyecto PERU LNG, la Compa1a revis6 m6s de 2,000 planes, programas y proyectos en los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. Se identific6 un total de 35 de esos proyectos como potencialmente relevantes y por lo tanto, fueron evaluados nuevamente. La evaluaci6n realizada concluy6 que es probable que s6lo cuatro de ellos tengan alguna interacci6n con el gasoducto, pero ninguno de ellos dar6a como resultado impactos adversos acumulativos de mediano a largo plazo.

La EEA concluye que ning6n efecto acumulativo adverso sea probable en relaci6n con el Proyecto de PERU LNG debido a la falta de interacciones significativas con proyectos de terceros. Sin embargo, desde una perspectiva regional y nacional, se espera que el Proyecto de PERU LNG tenga un impacto acumulativo positivo neto como resultado de una combinaci6n de factores: ingresos por impuestos, regal6as, creaci6n de empleos, e ingresos por exportaciones. La importancia regional de las oportunidades de creaci6n de empleos y cualquier inversi6n interna resultante de programas adicionales u otras fuentes podr6a servir como un estimulo importante dada la deprimida condici6n socioecon6mica del 6rea.

El gasoducto de TgP es el proyecto de mayor relevancia en t6rminos de interacciones con el gasoducto de PERU LNG. La EEA identific6 cuatro 6reas principales de interacciones, a saber: erosi6n y sedimentaci6n, ecosistemas sensibles, impacto visual, y recursos sociales. De particular preocupaci6n son los impactos

potenciales a lo largo del gasoducto en las áreas de los “bofedales” o turbales, que son hábitats de importancia crítica. Los siguientes Planes de Gestión del Contratista (PMCs) tratan específicamente sobre estos impactos potenciales: PMC Ecológico, PMC de Bio-restauración, y PMC de Control y Rehabilitación de la Erosión.

Ningún efecto acumulativo significativo surgiría de las interacciones con el Puerto de San Martín y la Bahía de Paracas, debido a la considerable distancia existente entre estas ubicaciones y las actividades del Proyecto de PERU LNG. El incremento en el tráfico marítimo en el área se considera como relativamente bajo.

EEA en los Proyectos del ‘Upstream’: El área de estudio para los Proyectos del ‘Upstream’ abarca las cuencas de desagüe de todos los tributarios del Bajo Urubamba, desde el Pongo de Mainique (que es el extremo superior del río Bajo Urubamba) hasta la boca del río Sepahua. En relación a los efectos acumulativos potenciales en las instalaciones del ‘upstream’, la EEA concluye que los proyectos de terceros, incluyendo el desarrollo del Bloque 88, las actividades de exploración en los Bloques 57 y 58, el Gestión de las áreas naturales protegidas que yacen parcialmente dentro o cerca de porciones del Bloque 56 tienen el potencial para interactuar con los Proyectos del ‘upstream’ y resultar en efectos acumulativos en recursos sociales, recursos biológicos, calidad del agua, y calidad del aire. Específicamente, el análisis indica que los efectos acumulativos sobre los recursos biológicos, la calidad del agua y la calidad del aire serían menores. Se espera que los efectos acumulativos impacten los recursos sociales, especialmente a nivel comunitario local; sin embargo, con la mitigación, los efectos acumulativos sobre los recursos sociales se consideran de moderados a menores.

Sistema de Gestión ambiental y social:

Fase de la construcción: La Compañía ha desarrollado un Sistema de Gestión Ambiental, Social, de Salud y Seguridad (ESHS-MS) siguiendo las especificaciones de los estándares ISO 14001 y OHSAS 18001. El sistema consta de tres niveles de documentos diferentes como sigue:

- Nivel 1: incluye las políticas ESHS, el manual de Gestión ESHS, los estándares legales y adoptados ESHS, y el registro de compromisos (los compromisos ESHS se compilan en un solo documento).
- Nivel 2: incluye los Planes de Gestión de PERU LNG, los PMCs, y los Planes de Contingencia.
- Nivel 3: incluye los Planes de Implementación Ambiental y Social (PIAS) preparados por los contratistas y aprobados por PERU LNG, los informes de desempeño ESHS, y los registros ESHS.

El ESHS-MS está en su fase de implementación para las actividades de construcción y la Compañía ha preparado un cronograma de implementación para garantizar que se apliquen todas las herramientas de Gestión de manera oportuna. El cumplimiento con este cronograma de implementación se incluye como parte del Plan de Acción adjunto. Durante la transición de la fase de construcción a la fase de operación y mantenimiento, la Compañía adaptará sus planes de Gestión para tratar los impactos potenciales de la nueva fase. La preparación de este nuevo conjunto de planes de Gestión también se incluye como un requerimiento del Plan de Acción adjunto.

Se está aplicando un procedimiento para garantizar el cumplimiento continuo con las leyes, regulaciones y los estándares industriales existentes y emergentes. Los Procedimientos de la Compañía pasarán por una revisión periódica para tratar cualquier requerimiento nuevo de parte de la legislación aplicable y los estándares industriales adoptados, y se comunicarán los cambios a los procedimientos tanto a los empleados y como a los contratistas para que los cumplan.

La Compañía llevó a cabo una revisión de todos los estándares sociales y de seguridad industrial ocupacional potencialmente aplicables y preparó un resumen global de estos estándares en un documento administrativo llamado Estándares Ambientales y Sociales del Proyecto. Este documento incluye referencias a leyes, pautas, convenciones, políticas, tratados internacionales, códigos voluntarios y políticas corporativas tanto ambientales como sociales. El cumplimiento con algunos estándares es obligatorio (por ejemplo leyes nacionales, las normas de desempeño de la CFI), mientras que otros se adoptan de manera voluntaria. Las mejores prácticas de la industria (*industry best practices*) se han incorporado como estándares del proyecto.

Se requiere que cada contratista desarrolle planes ESHS que estén alineados con los requerimientos ESHS-MS de la Compañía. Antes de asumir el compromiso, cada Contratista presenta a PERU LNG sus PIASs, los cuales incluyen procedimientos y declaraciones de método que especifican cómo se llevarán a cabo las actividades correspondientes a su área de trabajo. Los PIASs están basados en los requerimientos de los PMCs de PERU LNG. La Compañía aprueba los PIASs de los todos los contratistas antes de la implementación. Tanto la Planta de GNL, como las instalaciones marítimas, y los contratistas de construcción de la cantera ya han cumplido con esta condición. Se ha seleccionado al contratista de construcción del gasoducto y éste actualmente está preparando los PIASs que serán entregados a la Compañía para su aprobación. Estos PIASs son requeridos como parte del Plan de Acción.

Cumplimiento y Verificación: A fin de asegurar que se ha cumplido con todos los requerimientos establecidos en los EIASs y los PMCs, la Compañía ha desarrollado un Plan de Verificación de Cumplimiento Ambiental y Social incluyendo herramientas administrativas tales como la supervisión de sitio, monitoreo, inspecciones y auditorías.

Los métodos usados dependen del alcance de la actividad de verificación desde la revisión gerencial hasta el chequeo de las actividades individuales, las cuales pueden tener una vida corta o ser continuas durante la construcción. El Monitoreo es una actividad continua, mientras que las inspecciones son más formales pero menos frecuentes. Las inspecciones se llevarán a cabo caminando por las instalaciones, observando las condiciones, e identificando no-conformidades. Las inspecciones se llevarán a cabo como parte del trabajo rutinario del personal de campo y cubrirán todas las áreas de construcción y operación.

Las auditorías se llevan a cabo con menor frecuencia que las inspecciones pero también apuntan a identificar la idoneidad de los sistemas administrativos de gestión. Se establecieron Indicadores de Desempeño Clave (IRC) ambientales, sociales y de salud y seguridad ocupacional para los aspectos más significativos de la construcción del Proyecto. Cada auditoría que se lleve a cabo se documentará en la forma de un informe escrito. Éste incluirá todas las no conformidades y observaciones identificadas. Todas las no conformidades identificadas durante las auditorías se registrarán en un sistema de seguimiento de las acciones correctivas. El sistema permitirá que los supervisores actúen de manera oportuna ante cualquier acción correctiva pendiente.

La Compañía ha definido un procedimiento de Revisión Gerencial para evaluar las fortalezas y debilidades del ESHS-MS y para determinar si existe alguna necesidad de ajustar las políticas, objetivos, y estándares de operación de PERU LNG. El proceso de revisión toma en cuenta los resultados de las medidas de desempeño, inspecciones y auditorías. La Gerencia Principal de la Compañía revisará el ESHS-MS con regularidad (al menos cada año durante la construcción) para mayores mejoras, si es necesario.

A fin de desarrollar las herramientas gerenciales para implementar los requerimientos de a) los requerimientos legales; b) los planes de Gestión ambiental, social y de salud y seguridad de los EIASs; c) los estándares adoptados por el Proyecto; y d) los requerimientos de las Normas de Desempeño de la

CFI, la Compañía preparó los siguientes planes de Gestión para PERU LNG:

- Plan de Verificación de Cumplimiento Ambiental y Social;
- Plan de Salud y Seguridad;
- Plan de Capacitación Ambiental, Social y de Salud y Seguridad;
- Plan de Gestión de Transporte;
- Marco de Plan para la Inversión en el Desarrollo Comunitario;
- Estrategia de Gestión de la Seguridad Física;
- Planes de Contingencia;
- Plan de Compensación del Gasoducto;
- Plan de Compensación para los Pescadores;
- Estrategia para el Gestión de las Comunidades Rurales Andinas;
- Plan de Enlace con los Grupos de Interés;
- Plan de Gestión de la Herencia Cultural;
- Documento de Guía para la Salud Comunitaria;
- Plan de Contratación de Personal y de Compras Locales;
- Plan de Acción de la Biodiversidad; y
- Programa de Monitoreo Marítimo.

PERU LNG también está desarrollando un Plan de Inversión Ambiental y un Programa de Monitoreo de la Biodiversidad. Asimismo, PERU LNG está desarrollando un Plan de Gestión Corporativo Ecológico y de Bio-restauración para la fase de construcción del gasoducto. En el Plan de Acción de la Biodiversidad se presenta una descripción de estos cuatro documentos. Su culminación es un requerimiento del Plan de Acción adjunto. Se ha completado los PMCs Ecológicos y de Bio-restauración respectivos y se los ha suministrado al contratista constructor del gasoducto.

Fase de operación y mantenimiento: durante el período de transición desde la construcción hasta la operación y mantenimiento, la Compañía requerirá de un programa para desarrollar nuevos planes y procedimientos para tratar los impactos potenciales relacionados con la nueva fase. Este programa se ha incluido en el Plan de Acción. Los contratistas de operación y mantenimiento de las instalaciones de PERU LNG desarrollarán o adaptarán su sistema administrativo para satisfacer los requerimientos ESHS de la Compañía para las actividades de operación y mantenimiento.

Capacidad Organizativa

Los roles y responsabilidades clave están identificadas y descritas en detalle en el Manual ESHS-MS. La Compañía tiene un equipo ESHS dedicado y profesional con sólida experiencia a nivel tanto local como internacional. Para la fase de construcción, todo el equipo de Gestión de ESHS constará de unas 30 personas para Relaciones Comunitarias (actualmente hay 22 personas y el equipo quedará completo antes del inicio de las construcciones del gasoducto), y 20 personas para medio ambiente, salud y seguridad (EHS). Un equipo de 5 arqueólogos será responsable de la supervisión del Plan de Gestión de la Herencia Cultural. Además, varios consultores se han unido a la Compañía para servir como asesores y llevar a cabo estudios cuando sea necesario. El equipo de Gestión de EHS para la fase de operación y mantenimiento sería significativamente más pequeño; sin embargo, esto se definirá durante la transición de una fase a la siguiente.

Capacitación

La Compañía ha desarrollado un programa de capacitación ESHS para su propio personal y controlara

para la capacitación del contratista para asegurar que los trabajadores tengan las habilidades para realizar sus actividades de una manera segura, saludable y ambientalmente responsable. La capacitación incluye orientación al trabajador nuevo o transferido, capacitación regulatoria y capacitación en habilidades para operadores. Se ha desarrollado una matriz de capacitación ESHS basada en la "Evaluación de Necesidades" documentadas en la EIAS y en el análisis de riesgos. La matriz de capacitación se actualiza cada año o cuando la nueva legislación o los estándares industriales así lo requieran. Todos los nuevos contratistas reciben una orientación relacionada a la Gestión de ESHS antes de iniciar el trabajo, y los trabajadores nuevos o transferidos reciben una orientación en el lugar y puesto de trabajo o capacitación formal antes de que se le asigne un empleo. Los contratistas y sub-contratistas deben suministrar a PERU LNG, evidencia de certificación de que sus trabajadores son competentes para realizar sus labores de manera segura.

Monitoreo

Los EIAS del Proyecto han establecido la línea de base ambiental para su área de influencia. Esta línea de base se usa como referencia para evaluar los resultados del programa de monitoreo ambiental. La Compañía tiene procedimientos implementados que describen cómo medir y monitorear la implementación de sus herramientas de control operativas y su efectividad para minimizar los impactos potenciales identificados. Las medidas de desempeño se reportan mensualmente para garantizar que el Gestión de PERU LNG puede comparar los resultados con los objetivos establecidos y actuar con prontitud para resolver cualquier desvío.

Los IRC y los sistemas para medir los parámetros preactivos y reactivos, son utilizados para monitorear el desempeño de ESHS para garantizar que se cumplan los objetivos planificados y que se alcanzan las metas, y que las operaciones cumplan con el ESHS-MS. Entre los sistemas de medición proactivos se incluye la capacitación programada versus la capacitación culminada, el número de auditorías, las observaciones de frentes de trabajo, los análisis de tareas de importancia crítica, el Gestión de riesgos, y las evaluaciones al contratista. Entre los sistemas de medición reactivos se incluye al número de incidentes, tratamiento médico o de primeros auxilios, derrames, notificaciones de suspensión temporal del trabajo, solicitudes de acciones correctivas, notificaciones de mejoras en el trabajo, y observaciones. También las tasas de incidentes que se pueden registrar e informar y que rastrean las horas-hombre desde el último incidente.

Los programas de monitoreo actuales en el sitio de la Planta de GNL incluyen emisiones de aire, la calidad del agua del río Cañete, la calidad del agua potable, aguas residuales, ruido, desechos sólidos, y monitoreo biológico (flora y fauna terrestre).

PERU LNG ha iniciado un Programa de Monitoreo Marítimo en las aguas costeras adyacentes al sitio de Planta de GNL. Los objetivos del Programa son (a) caracterizar el medio ambiente costero y las actividades de pesca artesanales locales; y (b) permitir la detección temprana de cualquier impacto potencialmente significativo relacionado con la construcción del rompeolas y el muelle de carga.

El Programa de Monitoreo Marítimo incluye los siguientes componentes:

- a) Ecosistema marítimo (el cual incluye calidad del agua de mar, sedimentos, microbiología y contaminación orgánica);
- b) Biología (plankton, macrobentos, peces);
- c) Monitoreo hidro-biológico (peces, plankton, y abundancia, diversidad, distribución especial y temporal de comunidades benthicas seleccionadas, contaminantes químicos de tejido de peces, clasificación trimestral de especies de peces comerciales); y

- d) Pesca artesanal, con el objetivo de estimar las cantidades de peces capturados estacionalmente, incluyendo la variedad de especies, e identificar cualquier cambio que se pueda atribuir a las actividades de construcción de las instalaciones marítimas. La información ayudará a estimar la relativa abundancia de peces, la distribución estacional, la composición de la comunidad y las dinámicas de la población.

El Programa de Monitoreo Marítimo se lleva a cabo de manera trimestral en estaciones de muestreo cerca de Pampa Melchorita y en estaciones de control a 2.5 y 5 km. al sur y al norte de la ubicación del muelle de caballetes.

La Compañía está llevando a cabo un programa de monitoreo de aguas subterráneas en el Valle Topará, ya que los impactos de las actividades de extracción de cantera en la calidad del agua local y las cosechas fue un tema de preocupación potencial traído a colación por la población local. El valle Topará está a 7 km. del sitio de la cantera y los estudios realizados durante el EIAS mostraron que es improbable que haya impactos a los suministros de agua relacionados a la cantera. Sin embargo, la Compañía comenzó el monitoreo en enero del 2007, antes de abrir la cantera, a fin de responder a las preocupaciones de la población local. El desarrollo del programa de monitoreo ha comprometido a consultores, representantes de comunidades locales y agencias gubernamentales. El programa consiste en mediciones mensuales de la capa freática y análisis trimestrales de la calidad del agua de 8 pozos de agua subterránea.

Elaboración de Informes

El Manual ESHS-MS divide el sistema de elaboración de informes en informes internos e informes externos. Los informes internos incluyen IRCs, el informe estadístico ESHS mensual, el informe de relaciones comunitarias, y un informe arqueológico. Los informes externos incluyen los informes requeridos por OSINERGMIN (El ente supervisor de las regulaciones ambientales para el sector de Hidrocarburos en el Perú) y los informes de Gestión de desechos requeridos por DIGESA (Regulador Peruano de Salud Ambiental).

Actualmente, la Compañía ha puesto a disposición a través de su página web en Internet (<http://www.perulng.com>) información relevante acerca del proyecto, incluyendo el EIAS, la CEA y los SLIPs para la Planta de GNL y el gasoducto. La Compañía preparará de manera anual un Informe Ambiental, el cual incluya la descripción y resultados de los programas de monitoreo ambiental, la descripción de incidentes ambientales, y las acciones correctivas tomadas y las autorizaciones y permisos ambientales correspondientes obtenidos. Este informe se presenta a OSINERGMIN para su revisión y aprobación.

Relaciones Comunitarias

Consultas: El Proyecto PERU LNG ha suscitado un nivel significativo de interés, en particular entre algunas ONGs, tanto nacionales como internacionales, no sólo por sus impactos sociales y ambientales potenciales, sino también por su relación con el proyecto Camisea y el gasoducto TgP. Por esta razón, el Proyecto ha estado bajo extenso escrutinio público. Tomando esto en cuenta, PERU LNG llevó a cabo un proceso de consulta temprano y global diseñado de acuerdo con las regulaciones peruanas y las mejores prácticas internacionales (incluyendo las normas de desempeño de la CFI). Se desarrolló un Plan de Enlace con los Grupos de Interés ó Plan de Relaciones Comunitarias (PRC), describiendo las consultas que se llevaron a cabo para cada uno de los EIAS (Planta, modificación a la Planta, Cantera, y Gasoducto); las consultas que se han llevado a cabo desde que se iniciaron cada uno de los EIAS, y las consultas que se han planificado para el futuro. La información del proyecto también se encuentra en el sitio web del MEM

(<http://www.minem.gob.pe/>).

En total, el proceso de consulta para los cuatro EIAS incluyó 171 talleres llevados a cabo desde junio del 2002 hasta marzo del 2006, con la participación de más de 15.000 personas de las comunidades ubicadas en el área de influencia del Proyecto y representantes de las autoridades locales y nacionales, ONGs y otras instituciones. Un total de 21 de estos 171 talleres, fueron con diversas ONGs, autoridades e instituciones gubernamentales. En el área costera, un total de 11 distritos dentro de las provincias de Pisco, Chincha, y Cañete participaron en las reuniones de consulta y talleres. Este proceso de consulta también incluyó reuniones específicas con pescadores locales. En el segmento andino, 34 comunidades rurales andinas (CRA) y 36 de sus anexos directamente afectadas, distribuidas en 16 distritos, tomaron parte en el proceso de consulta. Adicionalmente, PERU LNG también consultó a algunas comunidades fuera del área de influencia directa del proyecto. Además de los talleres, se llevaron a cabo consultas informales durante el proceso de selección de ruta del gasoducto y las evaluaciones arqueológicas. Se anunciaron los talleres de antemano por medio de reuniones de coordinación y cartas de invitación a las autoridades locales y propietarios de tierras, afiches en las áreas de las comunidades, folletos, anuncios por la radio y los periódicos. A los miembros de las comunidades ubicadas lejos de los lugares donde se realizaron los talleres se les ofreció transporte, alojamiento y alimentos para facilitar su participación.

Para cada EIAS, el proceso de consulta incluyó diferentes rondas de reuniones para tratar el alcance de los EIASs, la descripción de los hallazgos, el desarrollo de las medidas de mitigación, y la deliberación de los EIASs finales. Se documentaron las preocupaciones, comentarios, y hubo retroalimentación continua de los participantes los cuales fueron considerados en los EIASs. Como ejemplo, se asignaron estudios adicionales sobre los impactos potenciales del gasoducto en los manantiales de la sección andina en respuesta a las preocupaciones de las comunidades sobre este tema; así mismo se siguieron las recomendaciones que resultaron de dichos estudios para el micro ruteo o cambio de ruta a mínima escala del gasoducto. Las consultas se llevaron a cabo principalmente por medio de talleres, pero también incluyeron grupos focales y entrevistas a profundidad con interesados clave. Se adoptaron medidas y metodologías especiales para que las CRAs garantizar que todas las consultas se llevaran a cabo de una manera culturalmente apropiada, y se tomaron en consideración los bajos niveles de alfabetización en el área, así como las dificultades logísticas que representa el paisaje montañoso. En esta región, las consultas se llevaron a cabo a nivel distrital, se usaron técnicas de recolección de datos cualitativos tales como los Talleres de Evaluación Participativa Rural (TEPR) y se brindaron presentaciones y documentación tanto en quechua como en español.

PERU LNG también está llevando a cabo extensas consultas adicionales y continuas para la adquisición de servidumbre a lo largo del DdV del gasoducto en la sección Andina (más de 400 talleres y reuniones). El Plan de Gestión de Compensación del Gasoducto de PERU LNG (PMCG) incluye un componente de información y consulta que apunta a garantizar que las personas afectadas por el Proyecto (PAP), las familias, y las comunidades estén al tanto del proceso y tengan oportunidades para que sus preocupaciones sean escuchadas y tratadas. Este componente incluye provisiones para garantizar que las consultas sean de fácil acceso; que incluyan tanto a hombres como mujeres; que sean culturalmente apropiadas; que respeten los procedimientos de toma de decisiones de las comunidades; que estén libres de coacción externa; y que la información sea precisa, relevante y comprensible (tanto en español como en quechua) y se provea de manera oportuna. PERU LNG preparó una "Guía para la Negociación de Acuerdos para el Uso de Tierras (Compensación y Servidumbres)". Este folleto de fácil lectura diseñado para el uso de las familias locales afectadas se ha divulgado y sigue siendo divulgado en estas consultas continuas con las comunidades locales. Adicionalmente, PERU LNG facilita que las familias y comunidades afectadas por el Proyecto ejerzan de forma libre, su opción de contar con asesoría externa durante las negociaciones y colabora con los costos de transporte de algunos asesores externos. PERU LNG está

documentando todo el proceso de manera detallada. La CFI presencié algunas de las negociaciones que se llevan a cabo en los departamentos de Ayacucho y Huancavelica, donde se aplicaron las medidas arriba descritas.

Como parte de este PEC, PERU LNG está interactuando y brindando capacitación a los representantes de los organismos gubernamentales y las asociaciones de pescadores locales para que participen en su Programa de Monitoreo Marítimo para la Planta. PERU LNG también ha involucrado a las comunidades y las autoridades alrededor de la Cantera para que se conviertan en participantes activos del Programa de Monitoreo de Aguas Subterráneas en el área. También se considera la participación comunitaria en otros documentos y programas clave de su ESHS-MS (es decir, el Plan de Compensación del Gasoducto, Procedimiento de atención de observaciones y reclamos, Plan de Contrataciones de Mano de Obra y Compras Locales, Marco del Plan para la Inversión en el Desarrollo Comunitario, Plan de Bio-restauración, Programa de Monitoreo de la Biodiversidad, Planes de Contingencia, y Plan de Gestión de la Herencia Cultural).

Hasta la fecha, PERU LNG ha llevado a cabo el proceso de consulta para las EIAs y toda la adquisición de tierras de una manera consistente con la Consulta Libre, Previa e Informada (CLPI). En el caso de las CRAs, el proceso de adquisición de servidumbre de tierra también incluyó medidas de consulta consistentes con las "negociaciones de buena fe". El proceso de consulta incluyó contactos continuos reiterativos con comunidades y personas a través de largos períodos; la firma de acuerdos formales con asambleas comunales demostrando que al menos dos tercios de los miembros de la comunidad estaban de acuerdo con iniciar negociaciones por medio de representantes elegidos por la comunidad (según lo requiere la ley peruana para transacciones que involucran a tierras comunales); la provisión de información oportuna y el tiempo para la toma de decisiones según las prácticas culturales locales; así como el registro de acuerdos firmados en los registros públicos, incluyendo el resultado de las negociaciones y los compromisos claros para todas las partes involucradas. PERU LNG también implementará procedimientos en línea con su PEC para garantizar que se ha informado y consultado a las comunidades de manera continua a lo largo de la vida del Proyecto.

Atención de observaciones y reclamos: PERU LNG ha diseñado un procedimiento para recibir, registrar, absolver, y monitorear observaciones y reclamos como parte de su ESHS-MS para el proyecto con consideraciones específicas para las fases de pre-construcción, construcción y operación del Proyecto. Este procedimiento se ha diseñado para que sea de fácil acceso y sin costo alguno para las personas que presenten sus reclamos, y sea eficiente y responda a las quejas de una manera culturalmente adecuada. Los reclamos se reciben a través de las oficinas de PERU LNG ubicadas en el área de influencia del Proyecto, por el personal de Relaciones Comunitarias de PERU LNG, así como también por teléfono, Internet, y por medio de buzones de sugerencias ubicados en el área. Este proceso está siendo divulgado para garantizar que las comunidades estén concientes de su existencia y cómo usarlo. Se ha diseñado un procedimiento de atención de observaciones y reclamos específico para el proceso de adquisición de tierras y se está comunicando al respecto a aquéllos directamente afectados como parte de la fase de información del proceso de negociación.

Equipo de Relaciones Comunitarias: Actualmente, PERU LNG cuenta con un equipo de campo de Relaciones Comunitarias de 22 personas, 9 para la región de la costa y 13 para la región de la sierra Andina. Todos son peruanos y además, el personal que trabaja en la región de la sierra son quechua-hablantes. Algunos de ellos son nacidos en las localidades ubicadas en el área de influencia del Proyecto e interactúan con los miembros de las comunidades permanentemente.

En agosto del 2005, PERU LNG estableció dos oficinas permanentes de información pública para la costa,

una en la ciudad de San Vicente de Cañete y otra en la ciudad de Chincha. A la fecha, estas oficinas han recibido cerca de 20,000 consultas, la mayoría de ellas relacionadas con oportunidades de empleo. Por medio de las oficinas de Chincha y Cañete, PERU LNG brinda información y atención a preguntas y preocupaciones de los interesados locales. En las regiones de la sierra, el paisaje accidentado, las largas distancias, y las duras carreteras dificultan que la población, mayormente rural, visite las oficinas del Proyecto en Ayacucho, así que PERU LNG lleva a cabo visitas a las comunidades, las cuales son planificadas y programadas de antemano por los Relacionadores Comunitarios con los dirigentes locales.

Desarrollo Comunitario: PERU LNG desarrolló un Marco de Plan para la Inversión en el Desarrollo Comunitario (MPIDC) para apoyar proyectos sostenibles basados en las necesidades comunitarias. Éstos se implementarán en el área de influencia del proyecto y se alinearán con las prioridades regionales y nacionales por medio de socios expertos en su implementación (incluyendo ONGs con experiencia local). Como parte del MPIDC, PERU LNG encargó un estudio de necesidades y oportunidades, el cual incluía la identificación de proyectos de desarrollo comunitario potenciales y perfiles detallados para dos proyectos de prioridad, denominado "Vientos del Mar" para las localidades de Cañete y Chincha con la participación de interesados locales claves. Este proceso se llevó a cabo luego de un en bajo un enfoque participativo e incluyó talleres explorar las capacidades, consultas y evaluaciones. Como resultado de este proceso se identificaron prioridades comunitarias y proyectos piloto potenciales. En respuesta al terremoto del 15 de agosto del 2007 que tuvo impactos desastrosos en estas comunidades, PERU LNG y sus contratistas constructores, en coordinación con las autoridades locales, brindaron apoyo de emergencia, principalmente por medio de la provisión de maquinaria para eliminar escombros y reparar carreteras y puentes. PERU LNG también proveyó alimentos de emergencia e instaló ollas comunes en los primeros días críticos luego del terremoto. PERU LNG está en proceso de incorporar consideraciones post-desastre y de reconstrucción y rehabilitación, y está re-evaluando las prioridades comunitarias para el MPIDC en la región de la costa.

Contrataciones locales: PERU LNG ha desarrollado un Plan de Contrataciones de Mano de Obra y Compras Locales (PCCL) a implementarse por PERU LNG y sus contratistas, cuyo objetivo es realzar los beneficios locales maximizando las contrataciones de mano de obra local y las compras de suministros en el área de influencia del Proyecto. Los trabajadores locales recibirán todos los beneficios a los que tienen derecho legalmente y todos los empleados recibirán una paga similar por trabajos similares, sin discriminar a las contrataciones locales. Si bien las comunidades entienden que la mayor parte de las contrataciones locales constarán de trabajadores no calificados, también se dará preferencia a la contratación de personas de la localidad calificadas y con experiencia para empleos semi-calificados y calificados. PERU LNG ha comunicado claramente el número de plazas de empleo potenciales para las comunidades locales, a fin de evitar suscitar expectativas que no se pueden cumplir. Para la Planta y la Cantera, PERU LNG empleará trabajadores no calificados en igual cantidad de Chincha y Cañete, en base a un acuerdo con la población y las autoridades locales. En la sección del gasoducto, se han implementado las provisiones para garantizar que los empleos se distribuyan de manera proporcionada entre las poblaciones y las comunidades locales, particularmente aquellas que hayan recibido impacto directo. El PCCL se implementará en estrecha coordinación con el Equipo de Relaciones Comunitarias, e incluye criterios de reclutamiento claros, particularmente para la sección andina, donde se han considerados los mecanismos tradicionales para la toma de decisiones de las comunidades y las particularidades culturales. Por ejemplo, los contratistas comunicarán sus necesidades de mano de obra al Equipo de Relaciones Comunitarias, el cual se reunirá con las comunidades locales para solicitar trabajadores. Las comunidades propondrán una lista de candidatos para los empleos al Equipo de Relaciones Comunitarias. Esto ayudará a garantizar la participación de la comunidad y ayudará a minimizar el transporte de trabajadores externos a comunidades vulnerables.

Valor Agregado de la CFI: La CFI y PERU LNG están explorando oportunidades para basarse en los programas de inversión social existentes de la Compañía y desarrollar nuevas áreas de colaboración para realzar los beneficios locales. Se ha identificado las siguientes áreas: (i) implementar un programa para desarrollar aún más la capacidad de los gobiernos locales para el Gestión del uso de los ingresos y realzar la responsabilidad social para mejorar el impacto de inversiones públicas locales, basándose en la experiencia anterior de la CFI en el sector minero en el Perú; (ii) mejorar la estrategia de inversión social de PERU LNG y realzar la participación de los interesados en su diseño e implementación, incluyendo la deliberación de desarrollar la capacidad de evaluación y monitoreo por terceros; y (iii) realzar la estrategia de PERU LNG para el abastecimiento local y la promoción de pequeñas y medianas empresas (PyMEs) para incluirlas en la cadena de suministros, ayudando así a garantizar la sostenibilidad y contribución a la economía local en el largo plazo.

Norma de Desempeño 2: Condiciones laborales y de trabajo

PERU LNG ha desarrollado políticas y procedimientos de Recursos Humanos de acuerdo con las regulaciones locales, las Convenciones de la OIT, y el estándar de rendimiento 2 de la CFI, y éstos se han comunicado en forma apropiada a los empleados. La Compañía protege la integridad de su fuerza laboral imponiendo los planes más recientes de Gestión de salud y seguridad ocupacional. Los empleados locales recibirán el mismo equipo de seguridad personal que los demás empleados. Los empleados locales también recibirán capacitación en seguridad para minimizar accidentes relacionados con el trabajo. Se transportará a los empleados locales al lugar de trabajo en vehículos del Proyecto, lo cual también ayudará a minimizar el riesgo de accidentes de tráfico.

Salud y Seguridad Ocupacional:

Uno de los componentes clave del ESHS-MS de la Compañía es el Plan de Salud y Seguridad. Esto es de importancia particularmente crítica durante la fase de construcción debido a la diversidad de contratistas, las actividades y los frentes de trabajo y debido al nivel máximo del rol del personal de contratistas y sub-contratistas. Se espera que la demanda máxima de trabajadores en la Planta de GNL e instalaciones marítimas sea de 3.245 trabajadores durante las actividades de construcción. Durante la fase operativa, se espera que el número promedio de trabajadores y contratistas sea de menos de 130 personas. La fase de construcción del gasoducto tendrá una demanda máxima 3.750 trabajadores. La afluencia de trabajadores nuevos y la difusión de diferentes frentes de trabajo hacen del desempeño de salud y seguridad un desafío clave para el Proyecto.

Este Plan de Salud y Seguridad incluye provisiones para la comunicación efectiva de políticas, planes y procedimientos de seguridad industrial, medición de rendimiento de la seguridad, evaluación de peligros y programas de Gestión de riesgos; elaboración de informes e investigación de incidentes, equipo de protección personal, controles de materiales peligrosos, regulaciones a la seguridad de tráfico, violencia y acoso en el centro de trabajo, ergonomía, excavaciones y aperturas, equipo eléctrico, planes de respuesta de emergencia, servicios médicos y de primeros auxilios, alcohol y drogas, y programas anti-incendios. Es responsabilidad de PERU LNG y de sus contratistas garantizar que todos sus trabajadores estén adecuadamente capacitados para el trabajo a realizarse, de que todos los peligros potenciales se hayan revisado, y que se tomen todas las medidas que sean necesarias para eliminar o minimizar los riesgos antes de iniciar el trabajo. El Plan de Salud y Seguridad aplica tanto al personal de PERU LNG, como a los contratistas, y sub-contratistas.

Existen provisiones para los criterios de selección ESHS del contratista y para la evaluación de rendimiento ESHS, en base al compromiso demostrado, los registros de incidentes, resultados de

inspecciones y auditorías, capacitación y experiencia, planes de respuesta de emergencia, y cuando sea aplicable, el Plan de Salud y Seguridad específico del contratista. Aún cuando se define a los sub-contratistas como parte del contratista principal, PERU LNG aprobará a los sub-contratistas principales antes del inicio del trabajo. Los contratistas están obligados a cumplir con los requerimientos ESHS de PERU LNG y evitar los riesgos operativos, evitar daños a las personas, daño a las propiedades o efectos adversos sobre el medio ambiente.

Los contratistas llevarán a cabo evaluaciones de riesgos en el sitio de trabajo (incluyendo peligros físicos, químicos y biológicos) e implementarán un sistema de Permisos para el Trabajo Seguro. Las reuniones previas al trabajo o de seguridad inmediatas a la realización del mismo serán parte del plan de capacitación del contratista.

Propiedades de seguridad de GNL: Existe muy poca probabilidad de fugas de LNG durante las operaciones industriales normales debido a los sistemas de seguridad que están implementados. El gas metano se inflama sólo si la relación del vapor de gas con el aire se encuentra dentro del rango límite de inflamabilidad. Los límites de inflamabilidad del metano, el principal componente del vapor de GNL, son de 5% y 15% por volumen, respectivamente. Cuando la concentración de combustible excede su límite superior de inflamabilidad, no puede encenderse porque hay demasiado poco oxígeno presente. La situación se da, por ejemplo, en un tanque de almacenamiento seguro y cerrado, donde la concentración de vapor es de alrededor de 100% metano. Cuando la concentración de combustible está por debajo del límite inferior de inflamabilidad, no puede encenderse porque existe demasiado poco metano presente, el GNL es menos denso que el agua, y los vapores de GNL son relativamente difíciles de encenderse. Por encima de -110 °C, el vapor de GNL es más ligero que el aire. Si el GNL se derrama en el suelo o en el agua y la mezcla inflamable resultante de vapor y aire no encuentra una fuente de ignición, se calentará, se elevará y se disipará en la atmósfera.

Uso de equipo protector personal: El procedimiento para el uso de Equipo Protector Personal (PPE) es obligatorio para todos los empleados de PERU LNG, contratistas y visitantes. Todos los empleados firman una notificación de política PPE y una notificación de recepción de PPE. Los registros de esto se conservan para llevar cuenta del cumplimiento.

Gestión del transporte: Ya que el incumplimiento de procedimientos de seguridad vehicular es por lo común una de las causas más frecuentes de accidentes personales, la Compañía ha desarrollado un Plan de Gestión de Transporte. Este plan especifica las responsabilidades para conductores y operadores de equipo pesado, sus supervisores, el departamento de ESHS de los contratistas, así como también los pasajeros. Como herramientas de Gestión, el plan incluye la selección de rutas, Gestión del tráfico, rastreo en tiempo real de GPS, condición de los vehículos y del equipo de seguridad, evaluación de riesgos de transporte y procedimientos de emergencia.

Sustancias peligrosas: El Plan de Salud y Seguridad establece que se debe llevar a cabo una evaluación de riesgos para cada sustancia que se trae al sitio de trabajo. Copias de las hojas de evaluación y de las hojas de datos de seguridad de materiales (HDSM) están disponibles para que PERU LNG las examine y son accesibles en los sitios de obras cuando sea necesario. No se debe traer material químico o ningún otro material peligroso a las instalaciones de PERU LNG a menos que la Gerencia de PERU LNG lo haya aprobado por escrito.

Salud Ocupacional: El Departamento de Salud y Seguridad ha establecido y lleva a cabo un programa preventivo para garantizar la higiene ocupacional (higiene personal y ambiental, visión, ruido, ergonomía, etc.). Todos los empleados se someten a evaluaciones médicas pre-ocupacionales, evaluaciones de

control anuales y evaluaciones de desvinculación. Un plan de inoculación se aplica a todos los empleados y visitantes al Proyecto. PERU LNG exige estrictamente que ningún trabajador consuma alcohol y/o medicamentos no recetados mientras esté de servicio (esto incluye al propio personal de PERU LNG y a los contratistas).

Condiciones de Empleo

PERU LNG es un empleador que brinda oportunidades de empleo equitativas y su política de Recursos Humanos (RH) incluye provisiones específicas en cuanto a acoso sexual, no discriminación, salarios justos, contrataciones locales preferenciales, transparencia en el reclutamiento, y salud y seguridad. Como parte de este Proyecto, PERU LNG tiene un Código de Conducta que describe el derecho del empleado a presentar un reclamo en caso de desacuerdos relacionados con el trabajo y desarrollará un procedimiento de quejas para los empleados basado en las mejores prácticas internacionales. Como parte de su política de no comprometerse con mano de obra forzada o manipulada, PERU LNG no contrata trabajadores por medio de terceros no autorizados, tales como agentes de empleos, y no compromete ningún tipo de trabajo infantil. La ley nacional peruana aboga por la no discriminación y protege la libertad de asociación y la negociación colectiva. Se evalúa la reputación y el trabajo anterior de todos los contratistas antes de conferirles el trabajo, por medio de la culminación de un cuestionario de salud y seguridad, y todos ellos quedan contractualmente obligados a cumplir con las leyes de trabajo local y las políticas de RH y ESHS de PERU LNG (las cuales incluyen la Norma de Desempeño 2 de la CFI). En caso que cualquiera de los contratistas incumpla las políticas del proyecto o cualquier requerimiento legislativo, PERU LNG tiene la capacidad de emplear acciones disciplinarias hasta llegar incluso a su eliminación del Proyecto o a su cese.

Norma de Desempeño 3: Prevención y disminución de la contaminación

Como parte de su ESHS-MS, la Compañía ha desarrollado PMCs de prevención de la contaminación para la Planta de GNL, la construcción de instalaciones marítimas, la cantera, y la construcción del gasoducto. Antes del inicio de sus labores, los contratistas tienen que someter a PERU LNG un PIAS de prevención de la contaminación para su aprobación. El plan de Gestión trata, según sea necesario, las emisiones de aire, el Gestión de los campamentos, el control de polvo, los procedimientos de extracción de agua, el Gestión de aguas residuales, los cruces de ríos, la reducción de ruido, el mantenimiento de vehículos, los procedimientos de almacenamiento y Gestión de combustible y sustancias químicas, y el Gestión de control de derrames de aceite/petróleo.

La decisión de inversión para PERU LNG fue tomada en diciembre del 2006 y la notificación para proceder en el Contrato EPC de la Planta de GNL se dio en enero del 2007. Por lo tanto, se han enviado con antelación las ordenes de compra para aquellos equipos que tomarían tiempo en llegar y actualmente están siendo manufacturando según las especificaciones del Proyecto vigentes en este momento, esto es, el Manual del Banco Mundial para Prevención y Reducción de Contaminación (julio, 1998). Este Manual ha sido reemplazado por las Guías Ambientales y de Salud y Seguridad (EHS) para el Sector Industrial de la CFI en Abril del 2007. PERU LNG ha realizado una revisión de los estándares de proyecto adoptados contrastándolos con los lineamientos de EHS de la CFI más recientes. El Proyecto cumple con la mayoría de los lineamientos de las Guías de EHS de la CFI así como también con las Pautas EHS para Instalaciones de Gas Natural Licuado (GNL). Existen dos excepciones, una se relaciona con la calidad de los efluentes de tratamiento de desagües sanitarios, descrita en el siguiente párrafo, y la segunda está relacionada con el ruido descrito en la sección sobre 'Ruido'.

Con respecto a la planta de tratamiento de desagüe sanitario, el fabricante garantiza un rendimiento que

producirá un efluente con demanda química de oxígeno (DQO) de 250 mg/L y una demanda biológica de oxígeno (DBO) de 50 mg/L (los cuales eran los antiguos estándares del BM/CFI) pero que no cumpliría con los nuevos requerimientos que son DOQ de 125 mg/L y DOB de 30 mg/L. El equipo puede alcanzar estos valores bajo condiciones óptimas sujetas a un cuidadoso Gestión. Sin embargo, el fabricante no siempre garantiza tal rendimiento. La Compañía hará su mejor esfuerzo para operar el equipo de tratamiento de aguas residuales en tales condiciones óptimas, sin embargo, en esta etapa no puede comprometerse a cumplir con este estándar. Este desvío no representa un riesgo ambiental de significación ya que la descarga de la planta de tratamiento se usará para la irrigación de áreas verdes en el sitio de la planta.

Emisiones Atmosféricas

Fase de la construcción: El sitio del Proyecto de la Planta GNL se encuentra ubicado en un área rural donde se considera que la calidad del aire es representativa de áreas áridas con material particulado transportado por el viento. No existen otras fuentes principales de contaminación de aire fuera de las emisiones de los vehículos de motor. El equipo de construcción usado para preparar el sitio producirá emisiones a la atmósfera provenientes de la combustión de combustibles tales como el diesel y la gasolina. Estos gases incluyen el óxido de nitrógeno (NO₂), el monóxido de carbono (CO), material particulado (MP10), y dióxido de azufre (SO₂). Se espera que las emisiones sean temporales e intermitentes durante la fase de construcción, produciendo mínimos impactos sobre la calidad del aire. El polvo se controlará humedeciendo periódicamente las carreteras de acceso y las áreas de DdV e imponiendo restricciones a la velocidad vehicular en las zonas de trabajo y otras áreas cercanas. Se llevará a cabo un mantenimiento apropiado y sistemático en los vehículos, generadores de energía, y maquinaria pesada para mejorar la eficiencia de la combustión y la calidad de las emisiones.

Para el gasoducto, el Contratista llevará a cabo un estudio de riesgo específico para identificar las áreas sensibles a lo largo de las carreteras de acceso (cerca de centros poblados, cultivos, etc.). Para estas áreas, el contratista propondrá medidas de mitigación específicas diseñadas especialmente para aquellas áreas identificadas como sensibles.

Se considera que los impactos sobre la calidad de aire durante la construcción son locales, ya que la dispersión del polvo será de menos de 1 km. desde el sitio. Se considera que los impactos sobre la calidad del aire ambiental relacionados con la fase de construcción son insignificantes.

Fase de operación y mantenimiento: Según se informa en el EIAS, las concentraciones máximas de NO₂, MP10, SO₂, y CO pronosticadas para la Planta de GNL cumplen con los Lineamientos Generales EHS de la CFI (2007), los Estándares de Calidad del Aire del Perú y los Estándares de Calidad del Aire Ambiental de los EE.UU. Las concentraciones pronosticadas a darse dentro de 1 km. del sitio son sólo de 66% de los límites de calidad de aire ambiental. El modelado de calidad del aire durante la fase de operación para la Planta propuesta indica que el total de concentraciones de calidad del aire en el sitio para NO₂, SO₂, y CO se pronostican como menos del 20% de las pautas o estándares para la calidad del aire ambiental. Las fuentes del Proyecto contribuyen en menos del 1% a la concentración total de MP10 ya que la mayor parte del MP10 se debe a concentraciones preexistentes estimadas de los datos de monitoreo. De manera similar, la mayor parte del total de las concentraciones de SO₂, y CO también se deben a concentraciones preexistentes; las fuentes del Proyecto contribuyen en 30% o menos al total máximo de concentraciones.

Se estima que las concentraciones incrementales potenciales de otros contaminantes a los receptores humanos más cercanos (las dos comunidades más cercanas se encuentran al sur del proyecto a unos 4 y 8 km., respectivamente), sean mucho más bajas que la concentraciones máximas de contaminantes que

se informaron para el Proyecto.

Emisiones fugitivas: Las fuentes de las emisiones fugitivas de compuestos orgánicos volátiles (COVs) durante la instalación, puesta en marcha y las operaciones, normalmente son las válvulas, las platinas, la bomba, y los sellos de los compresores. Entre las medidas tomadas para minimizar las emisiones de estas fuentes se incluye:

- Válvulas – Todas las válvulas criogénicas se probarán previamente en el taller para garantizar cero fugas (<0.0005mL/s) a la atmósfera presurizando a 1.1 veces la presión de diseño con helio y midiendo las fugas con un espectrómetro de masa.
- Platinas – Éstas están minimizadas, especialmente en las secciones criogénicas de la planta según NFPA59A.
- Bombas – Todas las bombas en el servicio de hidrocarburos tienen ya sea sellos tándem o son bombas cilíndricas con el motor sumergido en el cilindro.
- Compresores – Todos los compresores en servicio de hidrocarburos tienen sellos de gas seco con el gas del sello contaminado de hidrocarburo conectado por tubería al sistema de antorchas (*flares*).

Además, todos los drenajes y respiraderos de ventilación a la atmósfera están bloqueados y todos los puntos de muestreo de gas están canalizados al sistema de antorchas (*flares*).

Control de Gas de Evaporación (GE): Las instalaciones de carga de GNL incluyen cuatro brazos de carga de GNL de 16 pulgadas de la especialidad de tubo y eslabón giratorio. Normalmente se usará tres brazos para la carga de GNL y el cuarto se usará para regresar el vapor a los compresores de GE de la planta.

El GE se genera por una fuga de calor a los tanques de almacenamiento y las líneas de GNL, destello de la cuneta de escape de GNL, y retorno de vapor del buque transportador de GNL durante el modo de carga del buque. La prioridad para la eliminación de vapor de GNL es el retorno de vapor al tanque de GNL por presión diferencial; o el retorno de vapor a la planta para gas combustible usando compresores de GE. La ventilación del vapor del tanque de almacenamiento de GNL al antorcha (*flare*) del GE puede darse en el raro caso de que todos los compresores de evaporación no estén operando.

Emisiones de gas de invernadero

Durante las operaciones las emisiones de combustión primaria de la Planta de GNL serán a través de la turbina, compresor, y las chimeneas de escape del calentador alimentado por gas.

Las emisiones que desfogan de la Planta de GNL serán los gases ácidos eliminados del gas natural seco. El gas ácido será mayormente CO₂ (no se ha detectado contenido de azufre alguno en el gas crudo), el cual desfogará a la atmósfera.

Se emitirá aproximadamente un total de 1.150.000 toneladas/año de equivalente de CO₂ (incluyendo 56.000 toneladas/año de CO₂ que desfoga de la AGRU; y 7.500 toneladas/año de metano vía las emisiones fugitivas convertidas a equivalente de CO₂).

Las válvulas de alivio de presión están conectadas a la antorcha, excepto la válvula de alivio ubicada a la

entrada del tanque "knock-out".

Todas las necesidades de energía se generarán en el sitio de la Planta de GNL utilizando parte del gas natural recibido de la Planta de Separación de Gas de Malvinas (consultar el siguiente encabezado). Se instalarán turbinas de gas de alta eficiencia para la generación de energía. La Compañía monitoreará sus emisiones de GHG e informará anualmente de estas emisiones a la CFI por medio del Informe de Monitoreo Anual (IMA).

La Compañía también brindará generadores de combustible dual y una línea de gas de combustible temprana para que el campamento de construcción reduzca el nivel de emisiones que habrían generado los generadores diesel. Adicionalmente, durante la construcción y la puesta en servicio, la Compañía utilizará nitrógeno en lugar de refrigerante para el arranque inicial del compresor, limitando el venteo del refrigerante durante la puesta en servicio.

Eficiencia Energética

El volumen de gas de alimentación que se usará para activar la Planta de GNL es de unos 47 MMCFD. Esto equivale a alrededor del 7.6% de los 620 MMCFD de gas de alimentación entregados a la Planta de GNL. Las siguientes medidas han sido tomadas como parte del diseño de la Planta de GNL para maximizar la eficiencia de energía y minimizar el consumo de gas de alimentación:

- Los generadores de turbina a gas tendrán alta eficiencia de combustible, y tendrán una potencia de calor menor al de las turbinas usadas en el diseño original y emisiones más bajas con antorchas secas de baja emisión de NO_x en los generadores y los accionadores de los compresores,
- Se instalarán sistemas de control de Gestión de quemadores de última generación para los calentadores de aceite a gas y el calentador del deshidratador de regeneración,
- Se ha adoptado una política de no tener antorchas (flares) activas durante las operaciones de carga de buques, siendo los gases de eliminación comprimidos y recirculados en el sistema de combustible,
- Se ha seleccionado para el Proyecto un eficiente sistema de amina de marca registrada, diseñada por BASF.

La Compañía también ha reducido en 8 meses el período para el funcionamiento de los generadores de energía permanentes durante la puesta en servicio, reduciendo de esta manera el uso del gas natural. La Compañía no ha identificado ningún otro medio rentable para mejorar la eficiencia durante las operaciones que los previamente identificados. Sin embargo, los ahorros en energía y emisiones se evaluarán continuamente en la fase operativa.

Prevención de la contaminación

Principales peligros naturales: La Planta de GNL y los tanques de almacenamiento de GNL se ubicarán en un lugar lo suficientemente elevado como para resistir un tsunami. Se ha planeado el diseño de los cimientos, particularmente para los tanques de almacenamiento de GNL, y las medidas mejoradas de estabilidad de pendiente para que se evite graves daños incluyendo derrames, luego de impactos previsible por terremotos. Se ha diseñado el muelle para que resista las cargas de terremotos, así como la fuerza de la ola de un tsunami.

Seguridad de los Tanques de GNL: La presión del tanque se controla por la operación de los compresores de GE. Cuando se está fuera del rango de control del compresor de GE se usan otros sistemas de control como las válvulas liberadoras para proteger el tanque. La válvula de control de desfogue del tanque se abre a alta presión enviando vapor del tanque a la antorcha (flare) de GE. Las válvulas liberadoras en el tanque se abren para controlar la presión máxima.

A fin de evitar cualquier situación de "roll-over" en los tanques de GNL, se instalarán dispositivos de medición de densidad y temperatura a lo largo del volumen total de trabajo de los tanques, para garantizar que no se desarrolle ninguna estratificación de componente, o variaciones significativas en la temperatura del GNL dentro de los tanques. La succión de bombas se aloja en el fondo de cada tanque. La línea de alimentación para el llenado del tanque se ubica en la parte superior y existe un retorno de la parte superior de la línea de recirculación de enfriamiento garantizan la mezcla adecuada del contenido del tanque evitando así cualquier estratificación de GNL.

Control ambiental durante la carga de GNL: En el sistema de carga del GNL en el espigón se instalarán dos brazos de carga dedicados al líquido más un brazo dedicado al retorno de vapor. Se proveerá un brazo de uso dual adicional, el cual pueda operar ya sea como un brazo de carga del GNL o un brazo de retorno de vapor. Se proveerá a los cuatro brazos de carga de GNL, con un acoplamiento de liberación de emergencia accionado con energía (PERC), el cual cuenta con dos válvulas interconectadas mecánicamente que se cerrarán a los 5 segundos. Luego del cierre, el PERC puede luego liberar junto con los acoplamientos de línea para la operación de desamarre rápido para permitir que el buque se aleje rápidamente del amarradero, si se requiere, debido a condiciones en la marea u otras circunstancias. Para el PERC en cada brazo de carga, una válvula irá con el buque para mantener la contención de GNL en el buque mientras la otra válvula permanece con el brazo de carga para mantener la contención de GNL en la planta.

Control de contaminación en el gasoducto: El diseño del gasoducto ha tomado provisiones para los efectos de corrosión externa por parte de la protección catódica y un revestimiento de 3 capas de polietileno. El revestimiento interno para la mejora del caudal es parte del diseño. Como parte de la infraestructura de mantenimiento, se instalarán trampas de arrastre y se ubicarán válvulas de bloque cada 30 km. aproximadamente. Un Sistema de control y de Adquisición de Datos (SCADA) independiente del sistema TgP existente brindará capacidades de monitoreo y control para supervisión. El gasoducto tendrá un sistema de detección de fugas de gas natural basado en sensores de presión situados a lo largo del gasoducto. Se planea válvulas de bloqueo a todo lo largo del gasoducto para minimizar la pérdida significativa de inventarios debido a cualquier rotura. El gasoducto será enterrado y la profundidad mínima en condiciones de suelo normales será de 0,9 metros. En áreas de roca, la profundidad mínima de cubierta será de 0,6 metros.

Ruido

Durante la fase de construcción tendrá lugar un incremento temporal en los niveles de ruido en todas las áreas de trabajo. Sin embargo, con un mantenimiento apropiado a los motores y el uso de silenciadores de ruido en los tubos de escape y el aislamiento acústico de los generadores, se mitigará el ruido a niveles de salud ocupacional aceptables. Se requiere la identificación por medio de letreros de aquellas áreas cerca del equipo donde puede que se requiera de protección auditiva cuando éste está en operación. Se capacitará al personal sobre las consecuencias de la exposición a niveles de ruido excesivo y el uso correcto de equipo protector para el personal, tales como tapones para oídos o protectores para oídos adecuados.

Es improbable que el Proyecto incremente en 3dB los niveles de ruido preexistente; sin embargo, esto puede demostrar ser difícil de alcanzar en algunas circunstancias, especialmente durante la construcción. El Proyecto se compromete a construir y operar las instalaciones según OSHA, donde la exposición al ruido impulsivo o de impacto se limita a 140 dB de nivel de presión de sonido máximo. En condiciones de emergencia o trastorno, las válvulas aliviadoras de presión (VAPs) y la antorcha en la Planta GNL tienen el potencial para exceder las Pautas EHS de la CFI (abril 2007), pero cumplirán con los requerimientos OSHA.

Las actuales campañas de monitoreo de ruido demuestran un cumplimiento con los estándares de niveles de ruido para los requerimientos de ruido ambiental y salud ocupacionales.

El EIAS para las instalaciones de planta e instalaciones marítimas considera que el nivel de ruido producido debajo del agua por el apilamiento y otras actividades de construcción será intermitente y de corta duración. La Compañía ha adoptado un procedimiento de inicio suave para la conducción de los pilotes, a fin de reducir el impacto del ruido debajo del agua.

Ambiente marino

Los principales impactos ambientales potenciales identificados para la Planta de GNL se relacionan con los impactos potenciales al medio ambiente marítimo relacionado con el dragado, el potencial de derrames, y el paso de buques.

Las comunidades planktónicas y bénticas entre mareas y de sub-marea soportarán los impactos de las actividades de dragado que se evaluaron como moderadas. Es más probable que la actividad pesquera sufra impactos debido a la eliminación del sustrato y la mayor turbidez; sin embargo, estos impactos serían temporales y localizados. El dragado será otra fuente de impactos para el área de influencia marítima porque incrementará los niveles de turbidez. Los planes de Gestión exigen que el contratista lleve a cabo análisis físicos y químicos de los sedimentos antes de iniciar las operaciones de dragado, y que implemente medidas para minimizar la re-suspensión de sedimentos. Se planificará que el dragado tenga lugar durante el caudal bajo y los niveles de turbidez estarán por debajo de 200 m/L, hasta donde lo permitan las condiciones locales. Se colocará el material dragado en un área designada ubicada a 6,5 km. al suroeste del área de dragado. En este caso, el mismo estándar se aplica a los niveles máximos de turbidez en el sitio de disposición.

Impronta del Proyecto

Sitios de la Planta y Canteras: El área total disponible para el sitio de la Planta de GNL es de 520 ha, y ya que el sitio de la planta se encuentra en un área árida con muy poca o ninguna vegetación, los impactos de las actividades de despeje y nivelación serán relativamente pequeños. No se ha identificado hábitats naturales o de importancia crítica en el área ocupada por el sitio de la Planta de GNL, la cantera o su carretera de acceso. Los impactos a algunas especies de plantas endémicas en el área se han tratado en el Plan de Gestión Ecológico. Los criterios para la selección del sitio para minimizar el impacto se describen en el capítulo sobre la Norma de Desempeño 1 en el presente documento.

DdV del Gasoducto: Los riesgos de la inestabilidad de pendiente durante la construcción del gasoducto se reducirán por medio de corte, relleno, nivelación de tierras, métodos apropiados de excavación de zanjas, construcción de vías provisionales, y establecimiento de áreas para depósito de material excedente. La erosión puede ser significativa debido a las lluvias relativamente fuertes en la sierra y los fuertes vientos a lo largo de la costa que puede que afecten temporalmente los suelos expuestos y desprotegidos. PERU

LNG se ha comprometido a implementar medidas para el control de la erosión para mitigar el impacto, y esto se tratará en los PMCs del gasoducto.

Los procedimientos de mitigación se pondrán en efecto durante la excavación de zanjas, la instalación de tuberías, y la cubierta de tuberías en los cruces de ríos para preservar los hábitats acuáticos, minimizar los desvíos, mantener el caudal de agua ininterrumpido, evitar conflictos en el uso del agua, y preservar el paisaje en las áreas de cruce. Se evitará, siempre que sea posible, las áreas con problemas de erosión, pendientes empinadas, y con elevado riesgo de deslizamientos de tierra. Esto incluye áreas que actualmente están despejadas de maleza con una pendiente que excede el 50%. La nivelación seguirá los contornos naturales del terreno, siempre que sea posible.

Los estudios de campo identificaron unos 40 cruces de ríos y riachuelos estacionales a lo largo del gasoducto, de los cuales 9 son significativos: a saber, los cruces de río perennes de Altomayo, Torobamba, Yucay, Vinchos, Palmitos, Pampas, Pisco, Matagente, y Chico. Se llevaron a cabo estudios detallados, a fin de diseñar cruces adecuados y ambientalmente seguros. Se identificaron los cuerpos de agua dentro de los 100 metros a cada lado de la ruta del gasoducto y se clasificaron como pantanos, acuiferos, ríos, y/o canales de irrigación. Los procedimientos de cruce de ríos y las medidas especiales para proteger las márgenes de los ríos y cuerpos de agua cercanos serán parte de los PMCs del gasoducto. Además, el contratista constructor del gasoducto preparará declaraciones de método específicas y PERU LNG las aprobará para los cruces de humedales y bofedales.

Durante la construcción el flujo del 'downstream' se mantendrá para evitar graves impactos a los ríos. Todas las estructuras de desvío de agua y diques se eliminarán una vez que se haya completado las instalaciones de cruce de ríos, a fin de restablecer el caudal normal. En los cursos de agua más pequeños, se usará temporalmente alcantarillas y otros materiales para evitar la alteración de sedimentos debido al transporte de vehículos y maquinarias. Se eliminarán todos los cruces temporales una vez que se hayan completado las actividades de construcción.

Se guardará la capa de suelo superficial hasta donde sea factible y se la preservará de las áreas alteradas, incluyendo el DdV, las carreteras de acceso, las instalaciones de campamentos, y todos las demás instalaciones del Proyecto. Se identificarán las áreas sujetas a ser despojadas de la capa de suelo superficial antes de comenzar las actividades de nivelación. Se apilará este suelo superficial por separado de la tierra del subsuelo para la zanja del gasoducto y se la protegerá por medio de zanjas de desvío, rompe pendientes, y cercos de sedimentos o depósitos de acarreo fluvial, según sea necesario. Se estabilizará la cubierta restaurada de suelo y se sembrará lo antes posible luego de la construcción. Terrenos existentes dedicados a la agricultura serán impactados durante la construcción del gasoducto, particularmente en los valles de Pisco, Torobamba, Vinchos, Alfarpampa, y Sachapampa. Se tomarán medidas de restauración muy pronto después de enterrar el gasoducto, a fin de lograr retornar al suelo sus anteriores niveles de rendimiento agrícola.

Se usará una cubierta para el control de la erosión según se requiera, para proteger las laderas y garantizar un drenaje adecuado, el refuerzo de suelos, el control de la erosión, y la estabilización del subsuelo. Se construirán canales impermeables contorneados en la parte superior de la margen de corte, a fin de interceptar adecuadamente y evacuar rápidamente las aguas pluviales, para evitar cualquier posible registro de agua e inestabilidad del suelo.

El número de vías provisionales y caminos de acceso será limitado, a fin de minimizar los impactos de huellas de neumáticos. Se estima que el 85% de los caminos que el Proyecto usará serán caminos ya existentes (los cuales se mejorarán o restaurarán según sea necesario) y 15% de los caminos de acceso

al Proyecto serán de construcción nueva. Se evaluará previamente cualquier requerimiento de nuevo camino por parte del contratista constructor del gasoducto para identificar sus impactos ambientales, sociales y arqueológicos potenciales y justificar la necesidad de abrir un nuevo acceso. PERU LNG tiene la decisión final de aprobar o no la solicitud para el nuevo camino.

Se tomarán medidas especiales para limitar los impactos a la circulación y acceso por parte de las comunidades locales, el ganado doméstico (incluyendo ganado vacuno, cabras, y camélidos altoandinos) y la vida silvestre. Estas medidas incluirán garantizar las brechas periódicas durante la construcción, construyendo instalaciones de vía de paso temporales y limitando el tiempo durante el cual estará abierta cada sección de la zanja.

El excedente de material del nivelado del DdV se usará para rellenar o re-contornear en las mismas ubicaciones. Este material puede apilarse temporalmente en áreas estables con control de erosión y sedimentos adecuados. Los sitios para almacenar el exceso de material excavado se situarán lejos de las áreas de asentamientos, canales, cuerpos de agua, reservorios, infraestructura de servicios públicos, áreas ecológicamente sensibles (es decir, pantanos, áreas de anidación y de alta biodiversidad), sitios culturales o arqueológicos y áreas cultivadas. Se harán los mejores esfuerzos razonables para restaurar la pendiente natural de los terrenos, reponer la tierra vegetal, y re-vegetar logrando tanto como sea posible reestablecer las condiciones originales.

Campamentos de construcción: Se implementarán medidas de mitigación para minimizar los impactos ambientales, sociales y arqueológicos de los campamentos. La instalación de campamentos será conforme a la topografía del terreno natural, lo más cercanamente factible que se pueda, y el suelo sólo se quitará o nivelará cuando se construya o se instale la infraestructura aprobada. Se evitará el movimiento de tierra excesivo. Los desechos y las aguas residuales generadas en el campamento se administrarán según el PMC de Gestión de Desechos. El lavado, reaprovisionamiento de combustible y cambio de aceite de la maquinaria se llevará a cabo en los patios para maquinarias construidos sobre superficies impermeables específicas para este propósito. Los combustibles y los lubricantes se almacenarán en tambores adecuadamente etiquetados en áreas diseñadas apropiadamente. Los depósitos para aceite y combustible, así como también las áreas para reaprovisionamiento de combustible se diseñarán para evitar fugas. Los campamentos se dismantelarán una vez que se haya completado la construcción de un tramo o sección en particular del DdV. Todo el equipo se limpiará y cualquier tipo de desechos presente en las áreas de mantenimiento de maquinaria y almacenamiento de combustible se quitará y se eliminará. Después de que se hayan quitado y eliminado apropiadamente todos los desechos, se tratará los suelos para aliviar la compactación en aquellas áreas que han sufrido la mayor compactación de suelo. La superficie alterada será arada y reemplazada con suelo superficial. Luego, la superficie será totalmente re-vegetada según el PMC de Bio-restauración.

Canteras y fosas de material de préstamo: Todas las nuevas canteras abiertas exclusivamente para y por el Proyecto y usadas para la extracción de materiales durante la construcción del gasoducto se cerrarán y la superficie del terreno se contorneará de manera natural, usando los excedentes de desecho de roca. Se llevará a cabo el trabajo de re-contorneado de la cantera (y si es necesario terrazas) y la rehabilitación del suelo superficial para garantizar la estabilidad de la pendiente. Finalmente, se restablecerá la capa de suelo superficial y se re-vegetará según sea apropiado.

Re-vegetación: El PMC de Bio-restauración describe la preparación de la superficie de sitio, la selección de especies de plantas, procedimientos de sembrado y el tipo de monitoreo que debe aplicarse en diferentes ambientes. El programa de re-vegetación usará especies nativas o aclimatadas, en base a una evaluación existente de proyectos de re-vegetación implementados en los valles andinos y en las áreas de bosques

húmedos, particularmente con respecto a prácticas tales como especies usadas, semillas y plantones, plantaciones y siembra directa. El programa de re-vegetación incluirá la participación de las comunidades locales para cimentarse en su experiencia y conocimiento del área. El Ministerio de Agricultura también ha brindado asesoría por medio del PRONAMACHS (Programa Nacional de Gestión de la Cuenca Hidrográfica y la Conservación de Suelos).

Consumo de Agua

El sitio de la Planta de GNL se encuentra ubicado entre el valle Topará (12 km. al sureste) y el río Cañete (15 km. al noroeste). Estos ríos se recargan predominantemente de la precipitación en la cadena montañosa de los Andes, en tanto que la recarga proveniente de la árida cuenca inferior del río es insignificante.

En el mediano a largo plazo, toda el agua requerida para las operaciones de planta y para el personal del Proyecto en el sitio se procesará del agua de mar. Se usará un sistema de ósmosis inversa para producir agua potable, agua desmineralizada, agua de servicio y agua para incendios. En el corto plazo, se usará temporalmente la extracción inicial de agua fresca del río Cañete (durante el 2008) hasta la instalación de la planta de desalinización. Se extraerá agua fresca de las cercanías de la desembocadura del río Cañete, lo cual no impactará a otros usuarios de este recurso ni a la biota. Se usarán polímeros para el control de polvo a lo largo del camino de acceso a la cantera. Es altamente improbable que exista algún impacto en la calidad o nivel de las aguas subterráneas en el valle de Topará (ubicado a 7 km. de la cantera), debido a las vibraciones del suelo generadas por la explotación de la cantera, debido a la distancia y a que los acuíferos en la cantera GNL-2 y Topará no están conectados hidráulicamente.

Gestión de Desechos

El PMC de Gestión de Desechos se centra en la incorporación de prácticas, tanto generales como específicas, entre las que se incluye: la minimización de residuos, la segregación en el punto de la fuente u otro punto apropiado, almacenamiento temporal, recolección, transporte, tratamiento, reutilización y reciclado y eliminación final. Cualquier contratista en el sitio que genere desechos peligrosos entregará al Departamento ESHS de PERU LNG un plan de Gestión de desechos específico, el cual incorporará pautas y procedimientos para manejar y controlar estos desechos (sólidos, semi-sólidos, y líquidos), según se bosqueja en el PMC de Gestión de de Desechos de PERU LNG. El PIAS de Gestión de Desechos del Contratista cumplirá con la legislación ambiental correspondiente que controla la eliminación final de desechos, tales como ordenanzas regionales y municipales, incluyendo ordenanzas establecidas por DIGESA. Se llevó a cabo un estudio y evaluación de todos los contratistas disponibles y de su capacidad para cumplir con los estándares de PERU LNG, antes de la selección final de los contratistas calificados para el Gestión de desechos.

Los desechos de aceites, lubricantes, y combustibles serán almacenados en tambores claramente marcados. Los desechos serán tratados por un proveedor de servicios de desechos aprobado por DIGESA.

Aguas Residuales: Para el tratamiento de desechos domésticos líquidos, se utilizará una planta (o plantas) de tratamiento unitaria, la cual usa un proceso de tratamiento activado de lodo cloacal con aeración prolongada. El lodo se tratará por medio de procesos de deshidratación, estabilización biológica o química antes de su eliminación final. La descarga de la planta de tratamiento se usará para la irrigación de áreas verdes en el sitio de la planta. Se instalarán baños portátiles para el uso del personal del trabajo en el área del muelle.

Tal y como se mencionó anteriormente, se ordenó la planta de tratamiento de aguas cloacales antes de la publicación de las nuevas pautas de la CFI en abril del 2007. El fabricante garantiza un rendimiento que producirá un efluente con DOQ de 250 mg/L y DOB de 50 mg/L (que eran los antiguos estándares del Banco Mundial/CFI), mientras que los nuevos requerimientos de las Pautas son DOQ de 125 mg/L y DOB de 30 mg/L. El equipo podría alcanzar estos valores bajo óptimas condiciones sujetos a un Gestión cuidadoso. La Compañía se esforzará al máximo, pero no puede comprometerse en esta etapa a cumplir con este estándar.

Se transportará y tratará el agua aceitosa de las unidades de proceso, el área del muelle de carga y el drenaje de las áreas pavimentadas en separadores API/CPI. Los efluentes aceitosos de los sistemas API/CPI se almacenarán en un tanque para desechos de aceite para su subsiguiente transporte en camiones a las instalaciones de incineración o para tratamiento/reciclado externo. El agua tratada del proceso de separación en el sistema API se mezclará con salmuera proveniente de la planta de desalinización, y luego se descargará al océano por medio de una salida de efluente. El agua del proceso separado CPI se reprocesará en el sistema separador API. Esta agua residual cumplirá con los estándares ambientales del proyecto luego del tratamiento y antes de ser descargada.

Las corrientes de desechos de la unidad de desalinización serán salmuera concentrada (hasta 60 m³/hr), y resaca de filtro (caudal intermitente) y ya que éste no es un efluente peligroso, se descargará vía una salida de alcantarilla al mar.

Se recogerán los lubricantes usados, los líquidos hidráulicos y los solventes en contenedores adecuados y se colocarán en un área de almacenamiento de desechos peligrosos, con un sistema de contención secundario impermeable, hasta su transporte final a un sitio de reciclado o eliminación.

Plan de Gestión para Pruebas Hidrostáticas: Antes de iniciar cualquier prueba hidrostática, el contratista preparará un PIAS de Prueba Hidrostática para que PERU LNG lo revise y lo apruebe. El PIAS mencionado seguirá las prácticas de pruebas hidrostáticas internacionalmente aceptadas, tales como *Hydrostatic Testing of Petroleum Liquid and Gas Pipelines, Alberta Environmental Protection, 1999;* y *Hydrostatic Test Water Management Guidelines from Canadian Association of Petroleum Producers, 1996* (Ensayos hidrostáticos de tuberías de petróleo y gas, Protección Ambiental de Alberta, 1999; y Pautas para el Gestión de Agua de Prueba Hidrostática de la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo, 1996).

No se colocarán puntos de descargas de prueba hidrostática dentro de humedales y bofedales. Una vez que las secciones de prueba se hayan identificado, se obtendrá y evaluará toda la información sobre los requerimientos de agua, los puntos de toma de agua específicos, y la eliminación final del agua usada. Se realizarán pruebas hidrostáticas a secciones del gasoducto que crucen los ríos principales antes de su instalación para identificar cualquier fuga.

Todos los sitios de extracción y eliminación estarán sujetos a una evaluación de riesgo ambiental. La evaluación de riesgo debe demostrar que la extracción y la descarga tendrán un efecto ambiental mínimo sobre las aguas receptoras antes del inicio de las actividades. El agua para la prueba hidrostática no provendrá de suministros de agua potables sino de cursos de agua. En donde sea posible, el agua de prueba se re-utilizará en segmentos de prueba adyacentes. Las tasas de extracción de los cuerpos de aguas superficiales tales como arroyos y ríos no excederán el 10% del caudal del arroyo o río al momento de la extracción, ni causará un efecto en el nivel del agua en un cuerpo de agua natural. Sin embargo, en algunas áreas a lo largo del DdV, los niveles de extracción pueden ser de hasta 30% del caudal del arroyo o río, aunque el Proyecto se compromete a no impactar sobre la disponibilidad del agua para los usuarios aguas abajo o impactar significativamente sobre la vida silvestre.

El agua a usarse para propósitos de pruebas hidrostáticas sólo se tratará con inhibidores de oxígeno. No se requerirá de biocidas o sustancias químicas para tratamiento a menos que el contratista del gasoducto de PERU LNG lleve a cabo estudios detallados de su justificación y que PERU LNG los apruebe. Antes de la descarga del agua de prueba tratada, se llevará a cabo el muestreo de campo para garantizar que la calidad de esa agua cumple con los estándares establecidos.

Gestión de materiales peligrosos

Se requiere transportar combustible desde los centros de suministro locales ubicados en Lima, Pisco y Ayacucho a las áreas de almacenamiento en cada campamento, y desde las áreas de almacenamiento al sitio de trabajo. Sólo compañías autorizadas registradas ante la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM pueden usarse como proveedores y transportadores de combustible. Los camiones de combustible deben identificarse debidamente con señales de seguridad o señales de advertencia de la Asociación de Protección Nacional contra Incendios (es decir, "peligro, combustible", o "peligro, material inflamable"), y deben estar equipados con el equipo de seguridad apropiado. Los camiones deben llevar MSDS y los permisos correspondientes. Los conductores de camiones de combustible están certificados y capacitados por el Proyecto para dicha actividad específica y en cumplimiento con el Plan de Salud y Seguridad del Proyecto. Los conductores están capacitados en respuesta de emergencia inicial en caso de derrames, y todos los camiones están equipados con un sistema de comunicaciones conectado a los campamentos de base y a las áreas de reabastecimiento de combustible.

Las instalaciones de almacenamiento de combustible están equipadas con un depósito o cuneta de contención con revestimiento impermeable y base compactada. El volumen mínimo del área de contención será de 110% del volumen del tanque o contenedor más grande. En áreas propensas a tormentas eléctricas (especialmente entre Huaytará y Chiquintirca) las instalaciones serán equipadas con pararrayos y todo equipo eléctrico y los motores siempre tendrán conexión a tierra.

Todas las sustancias químicas deben estar almacenadas en locales cubiertos y con llave y equipados con estantes o paletas con forros de plástico y una característica de contención para evitar que cualquier derrame llegue a algún drenaje en el suelo. Las condiciones de temperatura, ventilación y humedad se monitorean cuando tales condiciones son importantes para la seguridad química. El personal está entrenado en el Gestión apropiado de estos productos. Durante la construcción del gasoducto, se instalará un patio de maquinarias en los campos para realizar el trabajo de mantenimiento en la maquinaria de construcción y los vehículos, según sea necesario. Ya que en estas áreas se manejan lubricantes, combustible y otras sustancias potencialmente peligrosas, el patio de maquinarias será protegido con canalones o bermas y otras medidas de contención en el caso de algún incidente de derrame.

Plan de Abandono de Instalaciones

La EIAS y los planes de Gestión ESHS hacen provisiones para el cierre y puesta fuera de servicio del Proyecto. Se espera que el abandono final de las instalaciones del Proyecto dependa de la duración de las reservas existentes de gas natural, así como también de la posibilidad de que se encuentren reservas adicionales de gas natural. Otros factores, tales como las condiciones económicas o de mercado, también pueden jugar un papel en la determinación del tiempo de abandono. El abandono final consistirá en el desmantelamiento permanente de las instalaciones que se usaron durante las operaciones del Proyecto, el cierre permanente del DdV y el abandono final del gasoducto.

Todas las infraestructuras que pueden desmantelarse se desensamblarán y transportarán a los almacenes de PERU LNG. Las losas de cemento pueden dejarse en un área designada con el consentimiento del terrateniente o se demolerán y los fragmentos se sepultarán en pozos de desechos o pozos separados preparados para este propósito y que cumplan con los requerimientos de seguridad, ubicación, y diseño de PERU LNG. La tubería que conecta las instalaciones en la superficie con el gasoducto se cortará debajo de la superficie, se sellará con tapones de cemento en sus aberturas y se cubrirá con suelo para propósitos de re-vegetación.

La evacuación del gas natural en el gasoducto comenzará por medio de la despresurización abriendo las válvulas de bloqueo o las válvulas específicas instaladas para este propósito. Esta operación se implementará con estrictos controles de seguridad y se usará equipo para medir la mezcla explosiva para identificar los riesgos. Una vez que se haya evacuado el gas natural, el gasoducto no presentará riesgo alguno a la población o al medio ambiente debido a su naturaleza inerte. Dejar tuberías sepultadas tendrá el menor de los impactos sociales y ambientales en cualquier alternativa y sólo requerirá de un poco de trabajo en lugares específicos para reducir la interferencia de la tubería en el uso futuro del suelo. Por lo tanto, es probable que los impactos de la puesta fuera de servicio sean limitados.

PERU LNG inspeccionará el área durante y luego del abandono final para confirmar la efectividad de la restauración y cierre del gasoducto. La actividad de monitoreo se llevará a cabo en lugares donde se implementan las actividades de liquidación para verificar el cumplimiento de los objetivos del plan. El monitoreo del DdV incluirá una evaluación del correcto funcionamiento de las medidas necesarias de control geotécnico, erosión y re-vegetación. PERU LNG hará un inventario de las áreas afectadas y de las áreas recientemente identificadas. Una vez que se haya logrado la estabilidad, se cesarán las actividades de evaluación y monitoreo.

Se entregará un Plan de Cierre y Abandono detallado a las autoridades nacionales. El Artículo 89° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por D.S. 015-2006 EM estipula que el Titular que haya tomado la decisión de dar por terminada sus Actividades de Hidrocarburos, deberá comunicarlo por escrito a la DGAAE. Dentro de los cuarenta y cinco (45) días calendario siguientes deberá presentar ante la DGAAE un Plan de Abandono. El plan incluirá la descripción de las condiciones ambientales existentes, las acciones para remediar cualquier contaminación y los detalles del proceso de abandono. Antes del abandono, la Compañía establecerá un fondo para proveer para el cierre de las operaciones.

Respuesta a Emergencias

PERU LNG ha desarrollado un Plan de Contingencias para la fase de construcción de la Planta de GNL en base a un análisis de riesgo de peligros potenciales identificados, que se clasificaron y catalogaron como sigue: (i) peligros para las personas; (ii) peligros para el medio ambiente; (iii) peligros para la propiedad; (iv) peligros para la producción; y (v) peligros para la reputación. El Plan de Contingencias presenta detalles para la respuesta inicial a cualquier incidente en un sitio de construcción, y los papeles y responsabilidades en el caso de una emergencia. Adicionalmente, el Plan de Contingencias describe diferentes escenarios de emergencia, incluyendo: incidentes vehiculares, incendios, explosiones, desastres naturales, deslizamientos de tierra, disturbios sociales, sabotaje, condiciones de tormentas y ventiscas en el mar y derrames. El Plan de Contingencias para la construcción del gasoducto se culminará antes del inicio de la construcción en el 2008 y se encuentra comprometido en el Plan de Acción. El Plan de Contingencias para la fase de operaciones para todo el Proyecto se preparará antes del inicio de las operaciones y estará sujeto a una revisión por parte de expertos según se toma nota en el Plan de Acción.

Norma de Desempeño 4: Salud y seguridad comunitaria

La comunidad más cercana a la Planta de GNL se encuentra ubicada a 4 km al sur y la cantera se encuentra a unos 7 km al sur de las poblaciones más cercanas. Existen grupos de chozas temporales alrededor del sitio de la Planta de GNL que no se ocupan permanentemente y se encuentran más allá de la zona de amortiguamiento definida, la cual se diseñó para minimizar los riesgos de seguridad. El gasoducto no cruza ningún centro poblado; sin embargo, existen unas cuantas casas en los alrededores del DdV del gasoducto (pero a más de 25 metros de distancia de allí).

Seguridad comunitaria: Se ha identificado el tráfico vehicular del proyecto como el área principal de riesgo para la seguridad comunitaria. El Plan de Gestión de Transporte (PMT) de PERU GNL incluye las siguientes previsiones: (i) proveer a las comunidades afectadas por el tráfico suficiente información sobre patrones de tráfico específicos del Proyecto y una oportunidad para participar en la búsqueda de soluciones para cualquier problema relacionado con el tráfico; (ii) garantizar las limitaciones en cuanto al tamaño, número, frecuencia, y tiempo de los vehículos relacionados con el Proyecto sobre carreteras específicas, para minimizar cualquier impacto negativo; (iii) controlar los peligros por medio del establecimiento de límites de velocidad, capacitación a conductores de vehículos, protocolos de Gestión de viajes, y señalización apropiada; y (iv) reducir los impactos por medio de control efectivo de emisiones, adecuado mantenimiento vehicular, adherencia a los estándares que sean relevantes, incluyendo las emisiones, ruido, y horas de trabajo definidas. El contratista garantizará que las comunidades reciban información con anticipación de las próximas actividades donde los asuntos relacionados con el transporte tienen el potencial de causar un impacto sobre las comunidades locales

PERU LNG ha construido dos accesos de paso a desnivel a la Planta de GNL por debajo de la Carretera Panamericana para garantizar la seguridad del tráfico y evitar interrupciones generadas por el tráfico relacionado con el Proyecto, especialmente tráfico en dirección a la cantera. Durante la preparación y operación de la cantera, el ruido será perceptible localmente, en la zona de extracción de la cantera, debido a las voladuras a poca profundidad. Los niveles de ruido serán significativos, aunque de corta duración, y mayormente restringidos al área de extracción de la cantera. Dado que el área de la cantera está a más de 7 km. de las áreas pobladas y debido a una barrera acústica natural formada por la intervención de terreno elevado, los impactos a las comunidades circundantes serán mínimos. Por las mismas razones, los impactos de ruidos relacionados con el tráfico en la carretera de acceso también será mínimo.

Los riesgos asociados con las roturas y explosiones en el ducto de gas natural son de muy poca probabilidad, sin embargo, medidas de monitoreo y seguridad se incorporaron en el diseño y el plan de contingencias; éstas tomarán las previsiones para los simulacros en los que la población potencialmente afectada tendrá parte. El gasoducto se segmentará con válvulas ubicadas a todo lo largo de éste, a fin de minimizar la cantidad de gas natural que podría fugarse. Se usa un sistema que utiliza la detección de fugas en tiempo real implementado por el SCADA para detectar fugas en el gasoducto. El sistema detecta variaciones en volumen, presión y temperatura a lo largo de todo el gasoducto. Este sistema de detección recibe información de instrumentos instalados en el campo, luego procesa, analiza y detecta una fuga, si es que existiera alguna:

- Todas las válvulas del gasoducto tienen un sistema de detección de roturas que automáticamente cierra las válvulas si se detecta una fuga.
- Luego que el sistema ha cerrado una válvula, el sistema de inhibición de válvula puede reiniciarse en forma manual.
- Los detectores de ruptura le informan al sistema SCADA de notificar de inmediato al centro de control

de operaciones.

- El Procedimiento de Detección de Fugas bosqueja el procedimiento para ubicar una fuga de gas natural.

Se toman los siguientes pasos cuando se detecta una fuga de tamaño considerable:

- Todas las válvulas (vía SCADA) se cerrarán automáticamente o a control remoto.
- Toda válvula de entrada y salida de la estación se cerrará, para bloquear completamente cada estación del gasoducto.

Esto detendrá completamente el transporte de gas natural. A medida que el gas natural avanza de mayor a menor presión, todo el contenido de la sección se fugará a través de la perforación que causó la descarga inicial. Se calcula el volumen perdido usando el diámetro del gasoducto en el sector con el menor espesor. Ya que el GN es más ligero que el aire, en el caso de una fuga, éste se disipará en la atmósfera, y por lo tanto, el riesgo disminuye dramáticamente en un corto tiempo una vez que se detiene el caudal de gas natural. El riesgo de una explosión es relativamente bajo ya que se necesita de una fuente de ignición cerca de la atmósfera explosiva. Esto sólo ha sucedido en algunas ocasiones excepcionales.

Salud Comunitaria: PERU LNG ha implementado una estrategia de vacunación para proteger a las comunidades locales de la posibilidad de brotes de enfermedades infecciosas. Los programas de Gestión y monitoreo de control de la contaminación minimizarán cualquier incidencia potencial de enfermedades transmitidas por el agua o que se relacionen con el agua sobre las comunidades a lo largo del DdV del gasoducto. PERU LNG ha establecido un Código de Conducta para los trabajadores del Proyecto que, entre otras cosas, limita la interacción entre los empleados del Proyecto que no sean de la localidad y las comunidades locales. Por ejemplo, los empleados que no sean oriundos del lugar permanecerán confinados en los campamentos cuando no estén en el sitio de obras. No se les permitirá interactuar con los lugareños ni visitar las comunidades locales para fines recreativos, en un esfuerzo por evitar la transmisión de enfermedades, incluyendo las enfermedades de transmisión sexual.

Seguridad: PERU LNG se comunicará frecuentemente con las comunidades locales con respecto a los asuntos de seguridad usando un enfoque participativo. Los arreglos de seguridad de PERU LNG seguirán los principios de proporcionalidad, las mejores reglas internacionales de contratación de mano de obra, código de conducta, capacitación, equipamiento y monitoreo del personal de seguridad. Ninguno de los grupos de seguridad privados que trabajan para PERU LNG o el personal de seguridad del contratista estarán armados. Los grupos de seguridad privados observarán las políticas de PERU LNG con respecto a la conducta ética y los derechos humanos, la ley peruana y la ley humanitaria internacional. Todas las acusaciones de abusos a los derechos humanos por parte del personal de seguridad privado se registrarán y se investigarán apropiadamente. Si las acusaciones contra los proveedores de seguridad privados se informan a los organismos nacionales del cumplimiento de la ley, PERU LNG monitoreará el estado de la investigación para arribar a una solución total y apropiada.

Norma de Desempeño 5: Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario

Adquisición de tierra y servidumbre para el gasoducto

El proceso de adquisición de tierra y servidumbre para el DdV se inició en abril del 2006. La fecha para el inicio de la construcción debe ser en enero del 2008, y se espera que la restauración haya culminado en abril del 2010. Hasta octubre del 2007, el Proyecto había adquirido 53% de la servidumbre por derecho

de paso requerida por el Proyecto y estaba dentro del período programado para adquirir el total para construcción. Se ha preparado un PMCG que incluye los procedimientos para llevar a cabo las consultas, la tasación, la negociación y la compensación para la adquisición de tierras en el DdV del gasoducto, y también para uso de carreteras locales, infraestructura, y recursos naturales tales como agua, roca, madera y otros recursos renovables. El PMCG incluye un Marco de Monitoreo y Evaluación con indicadores específicos que apuntan a medir la restauración de las condiciones de vida. PERU LNG está llevando a cabo un estudio de línea de base adicional de las familias directamente afectadas de manera que sirve de base para el monitoreo continuo y la evaluación al final del Plan de Gestión de Compensación del Gasoducto, a llevarse a cabo unos 36 meses luego de la culminación de la construcción.

Se diseñó el trazado del gasoducto para minimizar impactos y no se espera reasentamientos físicos. A la fecha, 61 micro ruteos o variantes se han implementado para evitar impactos tales como reasentamiento, alteración del suministro de agua y canales de irrigación, e impactos a sitios arqueológicos. La mayoría de los micro ruteos se han implementado en los territorios de comunidades identificadas como altamente o moderadamente vulnerables. En general, los impactos esperados de la adquisición del derecho de paso para la construcción del gasoducto sobre las familias y las comunidades directamente afectadas son relativamente limitados (mayormente la interrupción temporal en el corto plazo de actividades de agricultura de pastoreo). Aunque es improbable que existan reasentamientos físicos, en caso que se haga necesario, PERU LNG desarrollará un Marco de Plan de Acción de Reasentamiento según la Norma de Desempeño 5 de la CFI, favoreciendo los enfoques de tierra-por-tierra, según se detalla en el Plan de Acción adjunto.

La actividad de adquisición de tierras más común será la adquisición de servidumbre para el DdV. La franja del DdV para el período de construcción (3 años) es 25 metros de ancho a lo largo del trayecto de 408 km. (1,020 ha de extensión total). Durante el período de operación (37 años luego de la construcción, la franja del DdV será de 20 metros de ancho (816 ha de extensión total). Sin embargo, durante el período de operación, los usuarios de las tierras pueden hacer uso de la superficie del suelo en el DdV, entre otras, considerando las siguientes restricciones: a) sólo se levantarán construcciones o vallas con la autorización de PERU LNG; b) sólo se cultivarán cosechas agrícolas de raíces poco profundas; y c) no se plantará árboles en una franja de 15 metros de ancho dentro del centro del DdV. Un número limitado de sitios experimentará una pérdida permanente del uso de tierra que se requiere para las instalaciones en la superficie, haciendo un área total combinada de 2.6 ha.

Alrededor del 66% (673 ha) de la tierra dentro del DdV del gasoducto es de propiedad comunal, 25% (255 ha) es de propiedad del Estado, y 9% (92 ha) es de propiedad individual. El DdV atraviesa los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica, y Lima, e involucra aproximadamente 1.580 parcelas de tierra pertenecientes a 34 Comunidades Rurales andinas y 36 anexos (que pertenecen a dichas comunidades), incluyendo aproximadamente 1.296 posesionarios (miembros de la comunidad con derechos de uso de tierra pero sin derechos de propiedad sobre la misma), 187 propietarios individuales y el Estado.

Los procedimientos de compensación y las metodologías de valuación se describen en el PMCG, el cual se ha desarrollado y divulgado de acuerdo con las regulaciones locales y las pautas de rendimiento estándar 5 de CFI. Adicionalmente, PERU LNG ha desarrollado una "Guía para la Negociación de Acuerdos para el Uso de Tierras (Compensación y Servidumbres)", un folleto que se ha distribuido entre las comunidades afectadas, y que describe el proceso tanto en castellano como en quechua. PERU LNG está haciendo esfuerzos por adquirir todas las servidumbres por medio de acuerdos negociados, evitando con ello la necesidad de establecer los derechos de servidumbre por medios administrativos. Se les paga a los

propietarios la compensación por la servidumbre de tierra. La indemnización por cultivos y mejoras se paga a aquellas partes que usan o poseen la tierra, incluyendo a los propietarios, posesionarios y las personas afectadas identificadas en el DdV antes de la fecha límite. La valorización de las propiedades, mejoras y cultivos se basa en el costo de reposición total evaluado tanto por el Ministerio de Vivienda como por un contratista privado (Meridian Proyectos S.A.C.) usando a expertos en tierras e ingenieros agrónomos. PERU LNG llegará a acuerdo cuyos pagos serán no menores a la valorización mayor.

A aquellas familias directamente afectadas por la adquisición de tierras para la construcción del gasoducto han sido contactadas de manera individual y de una manera culturalmente apropiada, tanto antes como durante el proceso de negociaciones. Estas familias tienen la oportunidad de obtener asesoría de terceros externos independientes de su propia elección (por ejemplo dirigentes locales, ONGs, familiares). El proceso de negociación está debidamente documentado. PERU LNG también ha definido un mecanismo de quejas específico para los problemas de adquisición de tierra y servidumbre. PERU LNG identificará y coordinará los medios adecuados para tratar los casos en donde las familias estén afectadas por el gasoducto de TgP y el gasoducto de PERU LNG. PERU LNG ha tomado en cuenta, las lecciones aprendidas en anteriores procesos similares que han involucrado problemas con los propietarios y los retos en el proceso de restauración.

PERU LNG toma provisiones para programas de apoyo en asesoramiento para las PAPs que de manera voluntaria lo acepten, con el objeto de maximizar las oportunidades que surgen del proceso de compensación; por medio de la capacitación en la toma de decisiones para maximizar el uso de la compensación para el re-establecimiento de las condiciones de vida, para mejorar la productividad de la tierra agrícola y la crianza de animales, o para desarrollar actividades generadoras de ingresos alternativos. Como requerimiento del Plan de Acción se prepararán planes más detallados para proveer asesoría independiente a las familias locales y para la asistencia del restablecimiento de las condiciones de vida. Todas las comunidades en el DdV también estarán consideradas para el Marco del Plan para la Inversión en el Desarrollo Comunitario (MPIDC) de PERU LNG.

Programa de compensación para los pescadores

Por razones de seguridad, PERU LNG y los contratistas deben restringir el acceso al área de la playa adyacente al sitio de la Planta de Pampa Melchorita, y la zona marítima alrededor de las instalaciones marítimas. Esto dividirá una sección de 28 km. de la playa en dos, alterando el tránsito de los pescadores que ocasionalmente caminan por la playa buscando sitios de pesca. Las restricciones darán como resultado algunos impactos negativos en las condiciones de vida de los pescadores locales en pequeña escala artesanales que pescan en la orilla de las ciudades de Chíncha y Cañete. Sin embargo, dándose cuenta de la importancia de la playa para estos pescadores artesanales, PERU LNG ha asignado Relacionadores Comunitarios (RCs) a cada extremo de la zona restringida. Los RCs coordinan el acceso de los pescadores a la playa con los supervisores de construcción.

Estos impactos se identificaron durante el proceso del EIAS y PERU LNG ha involucrado a una empresa consultora para que lleve a cabo un estudio complementario de línea de base social con enfoque participativo que sirva para desarrollar un Plan de Gestión de Compensación para los Pescadores (PMCP), de acuerdo con los requerimientos locales y de la Norma de Desempeño 5 de CFI. El PMCP incluye, entre otros aspectos, la descripción de las medidas adoptadas para evitar y minimizar el desplazamiento económico, la identificación de impactos y el Marco de Evaluación con indicadores específicos que tienen como objetivo medir la restauración de las condiciones de la actividad de pesca artesanal.

Se llevará a cabo una auditoría de culminación del PMCP y PERU LNG considerará que la restauración de

las condiciones de dicha actividad se ha completado cuando se haya restaurado la relación pesca-esfuerzo y/o se hayan asegurado las fuentes alternativas de ingresos. La auditoría de culminación es un requerimiento del Plan de Acción adjunto.

A la fecha, alrededor de 700 personas y 14 organizaciones de pescadores, incluyendo pescadores no afiliados, han sido involucradas desde las primeras etapas del proceso y han estado participando en la identificación de grupos afectados, impactos potenciales y alternativas de mitigación, tales como: i) asistencia técnica para fortalecer las capacidades productivas, mejorar la pesca, mejorar el almacenamiento, etc.; ii) apoyo para la sostenibilidad y efectividad de las asociaciones de pescadores; y iii) apoyo para los grupos de pescadores afectados, tales como la provisión de instalaciones de almacenamiento de pescado; y becas para los hijos e hijas de los pescadores. PERU LNG seleccionará junto con los pescadores, qué actividades implementar a través de sinergias con instituciones locales (tales como ONGs con experiencia local).

Las reuniones regulares se llevan a cabo bajo el escrutinio de las autoridades locales y nacionales. Adicionalmente, los representantes de las asociaciones de los pescadores han estado participando en el proceso de monitoreo marino que PERU LNG ha estado llevando a cabo para la construcción de las instalaciones marítimas.

Norma de Desempeño 6: Conservación de la biodiversidad y Gestión de recursos naturales sostenibles

Se describió y evaluó las líneas de base de la biodiversidad de las diferentes ubicaciones de las instalaciones como parte de los tres informes EIAS. En el caso del gasoducto, un segundo estudio llamado "Estudio Ecológico de Campo" (EEC) provee un relevamiento y evaluación más detallada y acciones complementarias preventivas y correctivas a aquéllas propuestas por los planes de Gestión ESHS.

Planta de GNL y Canteras: No se ha identificado hábitats críticos en el área ocupada por la Planta de GNL, la cantera y la carretera de acceso a la cantera. Sin embargo, estos sitios califican como hábitats naturales. El único impacto identificado es la pérdida de la *Tillandsia latifolia*, una pequeña bromeliácea (miembros de la familia de la piña) la cual forma parcelas de alfombras o tapetes en las áreas del desierto costero del Perú y el norte de Chile. El despeje de la vegetación será un impacto significativo a la escasa cubierta de planta. La *Tillandsia latifolia* no se clasifica como una especie en peligro de extinción y su presencia en los sitios de la planta y la cantera no se considera un indicio de la presencia de un hábitat crítico. La Compañía tiene planes de establecer un área de vivero para proveer individuos de esta especie con propósitos de re-siembra. De manera específica, en el área de la cantera, consideraciones similares se aplican a algunas especies cactáceas (gen. *Haageocereus* y *Nolana*). Se considera que los impactos sobre la fauna dentro de la Planta de GNL y el área de influencia de la cantera son moderados, pero de corto plazo. Animales de baja movilidad, tales como algunos reptiles y anfibios serían más vulnerables pero el impacto no amenazará sus poblaciones.

Instalaciones marítimas: El EIAS para la Planta de GNL declara que no hay hábitats marítimos, comunidades de pastos marinos ni ninguna otra comunidad biológica sensible que se hayan designado formalmente en estado crítico dentro del área de Proyecto. Las comunidades planctónicas y bénticas se verán afectadas por las actividades de dragado; sin embargo, se evaluaron los impactos de dragado como moderados. La Compañía ha desarrollado un PAC de Dragado para minimizar los impactos potenciales y un plan de monitoreo para controlar la turbidez y las propiedades físicas y químicas de los

sedimentos suspendidos.

Gasoducto: El estudio biológico de línea de base ha identificado un número de sectores del gasoducto como ecológicamente sensibles. En términos generales, los ecosistemas más sensibles son los valles de río de los bosques secos de las cuencas del Apurímac y el Mantaro, los montes andinos occidentales y las formaciones de cactus, las islas de hábitats hidromórficos de las llanuras de arena de Pisco, y los ecosistemas ribereños de la llanura costeña.

El EEC, completado en mayo del 2007, identificó 14 unidades de paisaje ecológico (UPEs) dentro del ancho de 50 metros del DdV del gasoducto de 408 km., en base a información bio-geográfica y criterios ecológicos. Se identificaron los hábitats dentro de cada UPE por asociación con unidades de vegetación específicas, y se determinó la sensibilidad relativa de cada hábitat al considerar la sensibilidad de las especies. Se determinó la sensibilidad de las especies para cada especie documentada por el EEC sobre la base de cuatro características: (i) estado protegido; (ii) distribución geográfica; (iii) uso por parte de comunidades locales; y (iv) movilidad (capacidad para huir de alguna alteración).

Los resultados generales en términos de sensibilidad de hábitat a lo largo del DdV son como sigue:

Sensibilidad	Longitud (km)	Porcentaje (%)
Baja	80.4	20
Media	241.6	60.1
Alta	79.9	19.9
Total	402	100

La designación del tipo de hábitat de alta sensibilidad que el informe del EEC usa está alineado de manera relativamente estrecha con la designación de "hábitats en estado crítico" de la Norma de Desempeño 6. El EEC identificó 7 hábitats altamente sensibles que se describen a continuación:

1. Áreas cultivadas del valle del río Torobamba. Se observa parcelas y corredores de vegetación nativa entre los campos de cultivo. Estas parcelas contienen especies protegidas y endémicas típicas de los bosques secos y los montes del sistema de bosques secos de Apurímac. Entre estas especies están el cactus en peligro de extinción *Corryocactus quadrangularis* y el arbusto rosáceo en estado crítico de peligro de extinción, *Kageneckia lanceolata*.

2. Matorral espinoso del valle del río Torobamba. Subiendo por las pendientes del valle, parcelas de matorrales espinosos albergan al arbusto rosáceo en estado crítico de peligro de extinción, *Kageneckia lanceolata* y otras plantas sensibles del bosque seco y arbustos, así como el alcaudón tirano de cola blanca, un ave de la familia de las papamoscas.

3. Matorral Resinoso del valle del río Yucay. El valle seco del río Yucay contiene parcelas de vegetación nativa que pertenecen al sistema de bosques secos del Mantaro, incluyendo poblaciones del cactus *Corryocactus quadrangularis*, en peligro de extinción, y el cactus *Echinopsis peruviana puquiensis* considerado especie vulnerable.

4. Matorral mezclado y espinoso de la divisoria de las aguas de la cuenca colectora Pisco-Ica. Las laderas superiores de los Andes occidentales que desaguan en el Océano Pacífico albergan especies de plantas altamente adaptadas, tales como el matorral compuesto *Chersodoma arequipensis*, en estado crítico de peligro de extinción, y la especie endémica regional *Aequatorium tovarii*. Asimismo, estos hábitats pueden

albergar poblaciones del pinzón gorjeador de pecho rojo, según lo documenta la EIAS.

5. Matorral del desierto de las colinas costeñas de murciélagos y cactus en columna. Las laderas bajas desérticas a los pies de los Andes sostienen una vegetación escasa aunque diversa, con varias especies amenazadas y endémicas de cactus y matorrales, incluyendo el *Cleistocactus acanthurus*, en peligro de extinción. Este hábitat alberga poblaciones del murciélago de hocico largo (*Platalina genovensium*), el cual está en estado crítico de peligro de extinción, y es una especie que se alimenta exclusivamente del polen y el néctar de los cactus de floración nocturna.

6. Islas y lagunas hidromórficas de las llanuras de arena de Pisco. Entre las dunas de arena al sur del bajo río Pisco, existen pequeños oasis de vegetación pantanosa, a menudo rodeando pequeños cuerpos de agua permanentes tales como las lagunas Bernal y Morón. Estas islas de hábitat inusual sostienen una fauna que de otro modo no podría sobrevivir en el ambiente desértico circundante. Por ejemplo, el pinzón de pico delgado, un ave endémica del desierto de la costa que sólo anida en matorrales hidromórficos y en áreas ribereñas. Si bien no contiene especies altamente sensibles, estos hábitats se consideran altamente sensibles debido a su carácter único, su limitada distribución geográfica, la presencia de diversas especies de mediana sensibilidad, y la pérdida de hábitats similares en la región debido a la conversión de tierras a la agricultura.

7. Corredores ribereños de la llanura costeña Ica-Lima. Diversos ríos y arroyos altamente estacionales cruzan la llanura costeña del centro-sur del Perú. Anteriormente, la vegetación natural a lo largo de estos arroyos era densos bosques y matorrales ribereños, pero éstos se han perdido grandemente con el desarrollo de la agricultura irrigada en los angostos valles de los ríos. Sólo quedan pequeños fragmentos de estos hábitats. Los ríos mismos han sido afectados por la agricultura y la urbanización. Sin embargo, el río Pisco alberga a una especie de importancia crítica desde una perspectiva socioeconómica, el camarón de río de agua dulce *Cryphiops caementarius*, una importante especie de pesca con una importante contribución a la economía local.

De particular preocupación son los pantanos andinos o “bofedales” los cuales el EEC considera como un componente de las unidades identificadas de paisaje ecológico. Los “bofedales” se encuentran a todo lo largo de los Andes Centrales del Perú y tienen una alta sensibilidad biológica

El EIAS informa que los “bofedales” cubren aproximadamente 6.330 ha del corredor (4,15% de su total) y 30,79 ha en el DdV (2,55%). Se describe a los “bofedales” como turbales ubicados en depresiones y ondulaciones en la meseta Andina, y en valles que contienen suelos hidromórficos que están perennemente saturados de agua, pequeños lagos y canales de escorrentía. Se reconoce a estos turbales como características sensibles de la región y son de valor social, hidrológico y ecológico. Comúnmente, éstos son la única fuente de agua durante la estación seca para la población local, el ganado doméstico, y la vida silvestre. Los turbales se dan en 7 de las 14 UPEs, al este de kp 250, los cuales forman el límite de las altas llanuras y sierras andinas. Los turbales son de importancia crítica desde el punto de vista hidrológico, debido a su alta capacidad de retención y almacenamiento de agua, sirviendo como fuentes y reguladores de agua para los tramos inferiores de las cuencas. Su importancia en cuanto a biodiversidad también puede demostrarse con la presencia de especies localmente adaptadas. Por ejemplo pequeñas orquídeas del género *Myrosmodus* ocupan algunos pantanos de los turbales (catalogadas por INRENA como que se encuentran cerca del estado de amenazadas). Los turbales ricos en minerales son el único hábitat del Cinclodes de panza blanca (*Cinclodes palliatus*), un ave catalogada en peligro de extinción por la IUCN y en estado crítico de peligro de extinción por la INRENA, endémica en los Andes centrales peruanos. Por lo tanto, los “bofedales” se consideran hábitat críticos.

Ninguna de las especies de plantas o animales en estado crítico de peligro de extinción tienen una distribución que se restrinja al área de influencia del DdV del gasoducto de PERU LNG y la construcción y operación del gasoducto de PERU LNG no afectará las rutas de ninguna especie migratoria.

Los “bofedales” requerirán de consideración y medidas especiales para evitar y minimizar los impactos por las obras de construcción, incluyendo los programas de trabajo de construcción acelerados para limitar el período de alteración y para proteger el suelo superficial y la vegetación natural durante la fase de construcción, a fin de restaurar el hábitat lo más cercanamente posible a su condición de pre-construcción. El Plan de Acción incluye el compromiso de parte de la Compañía a evitar la construcción de instalaciones temporales en los “bofedales” a menos que no existan otras opciones factibles.

El EEC propone un conjunto de acciones y procedimientos a implementarse durante la construcción del gasoducto que garantizarán que no haya impactos adversos a los hábitats para que sostengan la abundancia y composición de sus especies actuales (aun cuando se tuviera que sacrificar a algunos animales individuales), así que no se notará impactos mensurables sobre la biodiversidad. En el PAC Ecológico y en el PAC de Bio-restauración se incluyeron las recomendaciones provenientes del EEC junto con algunas buenas prácticas para la conservación de la biodiversidad.

En general, PERU LNG busca restaurar todos los hábitats a su condición de pre-construcción, en la medida de lo posible en la práctica, y tomará las acciones apropiadas para proteger las especies amenazadas durante todas las fases del Proyecto. PERU LNG llevará a cabo el monitoreo de la biodiversidad durante la construcción y la operación del Proyecto para garantizar que éste no da como resultado ningún impacto adverso significativo sobre los ecosistemas hábitats y las especies.

El PMC Ecológico de PERU LNG es un plan preventivo que cubre la protección de flora y fauna, pantanos, cruces de agua, Gestión de la tierra vegetal, y protección de la contaminación y se diseñó para interactuar con el PMC de Bio-restauración. Este Plan también trata las etapas de planificación/diseño/pre-construcción de la fase de construcción. El alcance del plan a nivel de campo incluye el DdV, las fosas de préstamo, las carreteras, las vías provisionales, los patios de tuberías, los campamentos, las áreas de almacenamiento, y cualquier otro sitio fuera del DdV. Entre las principales medidas de mitigación se incluye: tener conocimiento de los factores biológicos estacionales (por ejemplo apareamiento, anidación y migración) en la planificación de las actividades de construcción, los estudios de pre-construcción, los estudios de pre-despeje, los cruces de pantanos, los cruces de ríos, las vías de paso sobre las zanjas del gasoducto, la reducción de ruido, la protección a la flora, la protección a los animales, la señalización (prohibición de hacer fogatas, cazar, pescar y recoger plantas o animales). El Plan contiene medidas para proteger arroyos, lagunas y ciénagas a lo largo del DdV, así como también procedimientos para la protección y mantenimiento de la tierra vegetal y la vegetación natural durante la fase de construcción, a fin de restaurar el hábitat a su condición natural más cercana posible antes de la construcción.

El PMC de Bio-restauración se complementa al PMC Ecológico y está diseñado específicamente para mitigar los impactos sobre la flora y la fauna. El plan describe las acciones a tomarse para la rehabilitación física y la restauración biológica del DdV, fosas de préstamo, carreteras de acceso, vías provisionales, patios de tuberías, y campamentos.

Los objetivos principales son:

- Restaurar la tierra afectada por las actividades del Proyecto a lo largo del DdV, los campamentos, los depósitos de excedente de material, los caminos de acceso, y otras áreas de trabajo;

- Proteger la tierra vegetal y restaurar la cubierta de vegetación lo más rápidamente posible luego de la construcción, a fin de estabilizar la superficie del suelo, evitar la erosión del suelo y el desperdicio de masa, y proteger la integridad del gasoducto.
- Devolver el suelo a su condición original de pre-construcción para restablecer la biodiversidad original, los hábitats naturales o las actividades humanas de uso de tierra.
- Promover la revegetación lo más rápidamente posible para proteger el suelo contra la erosión y salvaguardar los hábitats ecológicamente sensibles, tales como los cuerpos de agua y los humedales y bofedales, contra el depósito de sedimentos.

La Compañía todavía no ha culminado los Planes de Gestión Corporativos Ecológicos y de Bio-restauración, los cuales son los documentos de base para los del Contratista. Si bien los PMCs existentes satisfacen las necesidades para la fase de construcción del gasoducto, los planes corporativos serán útiles para guiar en el desarrollo de los nuevos PIASs Ecológicos o de Bio-restauración del Contratista, para la fase de operación y mantenimiento o la construcción de nuevas instalaciones. El Plan de Acción ha hecho provisiones para la culminación de los Planes de Gestión Ecológico y de Bio-restauración de PERU LNG arriba mencionados.

Actualmente se está preparando un Plan de Monitoreo de la Biodiversidad (PMB) detallado. Actualmente, PERU LNG está trabajando con algunas comunidades científicas e institucionales, tanto nacionales como internacionales, para diseñar un PMB que sea consistente con las prácticas internacionales estándar de monitoreo y evaluación aceptadas, y también para garantizar que los resultados del monitoreo se ponen a disposición de una manera abierta y oportuna a los investigadores y los encargados de la elaboración de políticas, además del público en general y las comunidades locales

Consultores e investigadores peruanos realizarán el monitoreo de campo bajo la supervisión y el experimentado control de calidad y verificación a nivel internacional de PERU LNG. La preparación de una versión final detallada del PMB es un requerimiento del Plan de Acción.

Especies extrañas invasoras: El PMC de Bio-restauración para el gasoducto propone el uso de especies nativas o aclimatadas que se hayan adaptado favorablemente al medio ambiente local sin ser invasoras o intrusitas. Se llevarán a cabo evaluaciones detalladas adicionales como parte del Plan de Gestión Corporativo de Bio-restauración para asegurar que se selecciona a las especies más apropiadas a lo largo del DdV en cuanto a aspectos tales como las condiciones topográficas, la precipitación, y las áreas con riesgo de erosión.

La revegetación del DdV comprenderá la re-vegetación natural en base al banco de semillas que se ha preservando dentro de la pila de suelo superficial que se preparó durante las actividades de despeje y nivelación previas a la construcción y también la revegetación asistida usando una combinación de especies aclimatadas provenientes de fuentes comerciales y especies nativas recogidas de la ruta del gasoducto y el área circundante. La revegetación asistida tendrá como objetivo representar la biodiversidad natural y original del área antes de la construcción. El contratista no usará en ninguna área rehabilitada, las especies no nativas e invasoras.

Norma de Desempeño 7: Pueblos Indígenas

Comunidades Rurales Andinas (CRA)

Según se declara en la Norma de Desempeño 1, la sección andina del gasoducto propuesto cruza los departamentos de Ayacucho y Huancavelica e involucra 34 CRAs y 36 anexos pertenecientes a dichas comunidades. La propiedad comunal de tierras y el uso comunitario de los recursos naturales (por ejemplo tierras de pastos), y los acuerdos tradicionales de toma de decisiones son lo común en las CRAs. Los idiomas que hablan son tanto el quechua como el castellano (ambos reconocidos como idiomas oficiales por la Constitución Peruana). La mayoría de las CRAs son pobres, vulnerables, y dependen de la agricultura, cría de animales, y pastoreo a pequeña escala y de la mano de obra agrícola asalariada para su sustento. Las CRAs tienen diferentes niveles de acceso a los servicios sociales, carreteras y mercados. El marco legal peruano reconoce y protege los derechos sobre las tierras y las particularidades culturales de las CRAs.

La identificación de los miembros de las CRAs como pueblos indígenas es un asunto complejo que está sujeto a debate continuo, dado los diferentes niveles de integración de estas comunidades a la sociedad más amplia y el hecho de que por lo general, los miembros de estas comunidades no se identifican a sí mismos como indígenas. Sin embargo, dadas las características culturales y socioeconómicas arriba descritas de las CRAs, el proyecto brindará atención según los requerimientos de la Norma de Desempeño 7 de CFI.

De acuerdo a ello, PERU LNG ha preparado una Estrategia para el Gestión de las Comunidades Rurales Andinas (EMCRA) la cual tiene como objetivo minimizar y mitigar los impactos potenciales y maximizar los beneficios de acuerdo con los objetivos de la Norma de Desempeño 7. La EMCRA incluye previsiones culturales apropiadas para: minimizar los impactos y mitigar los impactos inevitables; divulgar información y consultas continuas y constantes; atención de observaciones y reclamos de fácil acceso; contratación preferencial de lugareños; y compensación a costo total de reposición por el uso de la tierra y otros recursos (consultar la sección acerca de Adquisición de Tierras y Reasentamiento Involuntario), según se requiere en las normas de desempeño 1, 5 y 7. PERU LNG también ha incluido consideraciones específicas con respecto a las CRAs en otros documentos clave de su ESHS-MS (es decir, Plan de Compensación de Gasoducto, Procedimiento de Atención de observaciones y Reclamos, Plan de Contrataciones y Compras Locales, Marco de Plan para la Inversión en el Desarrollo Comunitario, Plan de Enlace con los Grupos de Interés y Plan de Gestión de la Herencia Cultural).

El proceso de relaciones comunitarias descrito en la Norma de Desempeño 1 se ha diseñado para que sea culturalmente apropiado y haga posible un proceso continuo de consulta libre, anticipada e informada con la participación de líderes y representantes de las comunidades locales, y que incluya tanto a hombres como mujeres y diversos grupos de edades. Los acuerdos concernientes a la naturaleza de la consulta continua y el proceso de adquisición de tierras se firmaron con las directivas y representantes de cada comunidad antes de las deliberaciones detalladas con los poseionarios. Se han tomado medidas específicas para minimizar los impactos, incluyendo el re- ruteo a nivel micro luego de las consultas con las comunidades para evitar afectar estructuras construidas (viviendas), propiedad cultural y otras áreas sensibles.

Además del EIAS, PERU LNG ha llevado a cabo un Análisis de Vulnerabilidad Social para las CRAs con aportes de expertos locales. El análisis se basó en impactos potenciales, capacidad de recuperación, uso de recursos, y estándares socioeconómicos, para diseñar procedimientos específicos para aquellas CRAs que resultaban ser las más vulnerables. Se encontró que 6 CRAs eran altamente vulnerables, 23 mostraban una vulnerabilidad moderada, y 4, una baja vulnerabilidad. Todavía hay una CRA en situación de análisis. Se consultó a estas comunidades durante el proceso del EIAS y se trató sus preocupaciones, incluyendo los re-ruteos o variantes del gasoducto a pequeña escala para evitar impactos sobre sitios

sagrados, pozos, y casas (consultar la sección sobre el Enlace de la Comunidad. Como un requerimiento de la Norma de Desempeño 7, y como parte de la Estrategia para el Gestión de las Comunidades Rurales Andinas (EMCRA), también se llevará a cabo una evaluación sociocultural para identificar si en estas comunidades existe alguna particularidad cultural, incluyendo los sitios sagrados y los usos de tierra, que podría hacerlas más vulnerables y según ello definir las medidas de mitigación (consultar el Plan de Acción adjunto).

Según se describe en la Norma de Desempeño 1, PERU LNG ha desarrollado un Marco de Plan para la Inversión en el Desarrollo Comunitario (MPIDC) y esto involucra un enfoque de planificación participativa para garantizar la consulta libre, anticipada e informada con las comunidades afectadas, y su participación informada para la identificación de oportunidades para los beneficios de desarrollo culturalmente apropiados. Este proceso de consulta será seguido por la planificación e implementación continua y detallada de proyectos de desarrollo.

Como parte de los requerimientos del Plan de Acción, se preparará un programa de Monitoreo Ambiental Comunitario para garantizar la participación de la comunidad en la verificación del cumplimiento con los estándares y compromisos ambientales y sociales. Las comunidades elegirán a sus propios representantes, quienes serán capacitados para monitorear los impactos ambientales y sociales del Proyecto en su área, y proveerán de retroalimentación a sus comunidades.

Norma de Desempeño 8: Herencia Cultural

Planta de GNL: Los estudios arqueológicos del sitio de la Planta de GNL en Pampa Melchorita llevados a cabo antes de la construcción no encontraron restos ni artefactos. El INC (Instituto Nacional de Cultura del Perú) emitió un certificado de inexistencia de restos arqueológicos (CIRA) el 8 de enero del 2003. Durante la construcción de la Planta de GNL, se hizo el hallazgo casual de un sitio de entierro aislado con restos de esqueletos humanos. Se informó de este descubrimiento de manera apropiada al INC quién hizo el rescate del hallazgo. El trabajo de construcción continúa siguiendo los protocolos para hallazgos casuales.

Cantera: Las actividades de Gestión de recursos culturales están también casi culminadas en el área de la cantera, excepto por posibles hallazgos casuales, y un pequeño proyecto de rescate actualmente en marcha a lo largo del camino de transporte que demostró ser inevitable. En el área de la cantera y a lo largo del camino de acceso a la cantera, se identificaron muchos sitios arqueológicos durante los estudios de campo del EIAS. Se identificó y marcó un antiguo camino para protegerlo durante la fase de construcción. Se hizo un re-trazado del camino de acceso para evitar estos sitios en la medida de lo posible. El INC ha aprobado la evaluación arqueológica y le ha extendido a PERU LNG el certificado CIRA requerido. Subsecuentemente, PERU LNG ha suministrado informes de monitoreo al INC.

Gasoducto: El área estudiada para propósitos del EIAS es el DdV del gasoducto y una franja adyacente de 50 metros de ancho. Los sitios adicionales identificados (por medio de la revisión bibliográfica o por proyectos anteriores) también se han incluido dentro del corredor del EIAS. La información arqueológica del Proyecto TgP se usó como punto de referencia debido a su cercanía con el futuro gasoducto de PERU LNG.

Se identificaron un total de 465 sitios arqueológicos en el corredor durante el EIAS. De éstos, 132 eran sitios previamente registrados durante la construcción del gasoducto TgP y se han incluido en este estudio debido a su cercanía al área de impacto directo. Los 333 sitios arqueológicos restantes se registraron durante el trabajo de campo para la selección de ruta, pero 177 de ellos se encuentran directamente dentro de la ruta actual. Se están rescatando estos 117 sitios (de manera total o parcial),

según los requerimientos del INC. También existen 170 sitios adyacentes al DdV actual. Se registró un total de 156 sitios adyacentes a los caminos de acceso. A lo largo de la ruta del gasoducto, existen estudios arqueológicos detallados y bien organizados que se encuentran actualmente en marcha con la intención de mitigar los sitios que no se pueden evitar. Se espera que el INC emita el CIRA antes de fines del 2007.

El trabajo arqueológico de PERU LNG y el contratista se realiza en consulta con las comunidades del área, por medio de reuniones públicas a las que asisten de manera conjunta el personal de Relaciones Comunitarias de PERU LNG y los arqueólogos.

Plan de Gestión de la Herencia Cultural: PERU LNG ha preparado un Plan de Gestión de la Herencia Cultural para describir las herramientas y procedimientos administrativos que se aplicarán durante la fase de construcción. PERU LNG emplea actualmente a un arqueólogo para la Planta y las áreas de la cantera, quien trabaja con los contratistas durante las actividades de construcción que alteran el terreno. Este arreglo va acorde con las pautas establecidas por el INC.

Tres arqueólogos residentes de campo a tiempo completo a lo largo del gasoducto del DdV supervisan el Gestión de cualquier hallazgo inesperado para prevenir daños. En el caso que se encuentre algún artefacto, se detendrá el trabajo de construcción para permitir la inspección y las notificaciones apropiadas según los requerimientos del INC. Se pondrá en estricta vigencia la política de PERU LNG de que ningún trabajador puede poseer o sacar artefacto arqueológico alguno del área de Proyecto. El personal técnico de PERU LNG y sus contratistas asistirán periódicamente a seminarios para aprender a reconocer material arqueológico, cómo cuidar de él, y los pasos a seguir en el caso de un hallazgo casual.

El PIAS de la Herencia Cultural del contratista del gasoducto identificará, como mínimo, lo siguiente:

- Una estrecha coordinación con el personal arqueológico del gasoducto de PERU LNG.
- El proceso de monitoreo que informará y registrará tales hallazgos casuales.
- Los procedimientos a seguirse de registro y notificación de hallazgos internos y externos.
- Las acciones del Contratista que pueden requerirse para minimizar los impactos a los hallazgos casuales, y las responsabilidades relevantes del personal del Proyecto.
- El Procedimiento de Hallazgo Casual del Contratista.

Las contrapartes del personal del contratista del gasoducto incluirán a un Gerente de Proyecto para la Herencia Cultural y un Gerente/Supervisor de Campo para la Herencia Cultural. El contratista también garantizará que existan funcionarios de la herencia cultural en campo con la competencia necesaria para llevar a cabo el monitoreo, especialmente durante actividades intrusivas o de Gestión de tierra para la construcción, tales como despeje y nivelación, remoción de la capa de suelo superficial y zanjado.

Cualquier propuesta hecha por el contratista para llevar a cabo las obras fuera del área de impacto del DdV definida por el Proyecto (por ejemplo para fosas de préstamo, carreteras de acceso y vías provisionales, sitios para la eliminación de roca, áreas de almacenamiento temporal para suelo superficial, tierra del subsuelo y roca, especialmente en laderas inclinadas, pendientes laterales y cruces de ríos) requieren que el contratista consulte con el INC y obtenga un CIRA para cada área.

Procedimiento para hallazgos casuales en Herencia Cultural: PERU LNG ha preparado un procedimiento para administrar hallazgos casuales tardíos y esto forma parte del Plan de Gestión de la Herencia Cultural. En el caso de un hallazgo casual, cesará toda actividad y se marcará el área para evitarla; se notificará a los supervisores, el personal de campo y los representantes de la herencia cultural, tanto del proyecto como del gobierno; y se desarrollarán estrategias de tratamiento apropiadas. Entre los escenarios de tratamiento de sitio a considerarse se incluirá la preservación implementada por medio del re-ruteo o técnicas de construcción especializadas, y excavaciones de rescate con anticipación a los trabajos de construcción adicional, si no es posible evitar el uso del área. Sólo después que se haya acordado el trabajo de tratamiento en su totalidad y que se haya llevado a cabo cualquier excavación requerida, se le permitirá al Proyecto reanudar sus labores en el área.

Evaluación de las instalaciones del 'upstream'

Las instalaciones del 'upstream' no están financiadas como parte del financiamiento de la CFI, y constan del Bloque 88, Bloque 56, la Planta de Separación de Gas de Malvinas, y las instalaciones del gasoducto TgP. Según la Norma de Desempeño 1: Evaluación Social y Ambiental y Sistemas de Gestión, la CFI ha determinado que estas instalaciones no son "instalaciones asociadas" porque no cumplen con la definición que requiere que *"las instalaciones asociadas que no son financiadas como parte del proyecto (puede que el cliente o terceros, incluyendo el gobierno, provean el financiamiento por separado) y cuya viabilidad y existencia dependen exclusivamente del proyecto y cuyos bienes o servicios son esenciales para la operación exitosa del proyecto"*. En otras palabras, estas instalaciones existirían incluso si el Proyecto de PERU LNG jamás se construyera ni se implementara. Sin embargo, ya que podrían existir riesgos comerciales significativos para el Proyecto de PERU LNG que surgirían de las acciones o las fallas de estas instalaciones del 'upstream', y como parte del proceso de auditoría de due diligence que viene llevando a cabo la CFI, estas instalaciones se han examinado sobre una base de riesgo ambiental y social que entrañan.

En el caso que se considere un riesgo como alto para el Proyecto, y cuando la Compañía tiene control o influencia sobre las acciones y el comportamiento de terceros, la CFI requiere que la Compañía colabore con los terceros para lograr los resultados consistentes con las normas de desempeño (la política de la CFI sobre sostenibilidad social y ambiental).

Se evaluaron las operaciones de Pluspetrol y TgP (Bloque 88, Bloque 56, Planta de Separación de Gas de Malvinas y gasoducto TgP) por medio de una revisión de los problemas ambientales y sociales y las acciones relevantes de Gestión relacionadas con ellos. El enfoque de la revisión se limitó a aquellas actividades que pueden causar (o contribuir a causar) impactos significativos y constituir un alto riesgo, y no cubrieron en detalle todos los demás impactos potenciales ambientales y sociales y sus planes de mitigación para todo el alcance de los proyectos del 'upstream'.

La revisión involucro entrevistas con el personal clave de Pluspetrol y TgP; visitas de campo (una en el 2006 y dos en el 2007); y la revisión de evaluaciones de impacto ambientales y sociales para instalaciones del 'upstream', así como otros documentos provistos por el Proyecto, que incluían recientes evaluaciones independientes y auditorías del Proyecto Camisea.

Pluspetrol, el operador de Bloque 88, Bloque 56, y la Planta de Separación de Gas de Malvinas (al que aquí se le hace referencia como el Operador) ha implementado Planes de Gestión Ambiental, de Salud y Seguridad, y Social, de acuerdo con los estándares ISO 14001 y OSHAS 18001 y las mejores prácticas internacionales. La revisión del sistema de Gestión del Operador se limitó a una evaluación para identificar riesgos significativos y por lo tanto, no cubrió cada aspecto en detalle. El sistema de Gestión

del Operador ha estado en operación por varios años y en consecuencia, ha evolucionado y mejorado su control sobre los impactos sociales y ambientales. Los aspectos operacionales del Gestión ambiental, social, de salud y seguridad tienen un sólido nivel de supervisión y control. El Operador tiene Planes de Contingencia que se consideran adecuados para controlar los diferentes escenarios de emergencia posibles. Este sistema de Gestión incluye un plan para tratar problemas de biodiversidad basados en información biológica obtenida del Programa de Monitoreo de la Biodiversidad (PMB). Los problemas e impactos sociales en los pueblos indígenas locales son complejos. El Operador ha desarrollado un Plan de Relaciones Sociales detallado y ha reunido a un experimentado equipo de especialistas de desarrollo social para trabajar con las comunidades locales usando metodologías participativas para tratar estos problemas e impactos.

Se identificaron dos aspectos de alto riesgo en la revisión, a saber, los impactos existentes y potenciales a la biodiversidad y los pueblos indígenas del área. Estos asuntos se tratan en las siguientes secciones. PERU LNG, junto con el Operador, trabajará llevando a cabo los mejores esfuerzos para tratar estos riesgos cimentándose sobre las actividades existentes, así como también en las medidas de mitigación, según se detalla en el Plan de Acción de las Instalaciones del 'Upstream' adjunto, el cual PERU LNG ha desarrollado a través de una amplia consulta y aportes del Operador.

Bloques 56 y 88

El área de licencia de campo del Bloque 56 se encuentra ubicada en la región del Bajo Urubamba del departamento del Cusco en el sureste del Perú, y tiene un área de superficie total de 58.500 ha y consta de dos campos de gas natural, Pagoreni y Mipaya. El Bloque 56 se encuentra adyacente al Bloque 88 ya existente, y por lo tanto tiene muchas características biofísicas similares.

La mayoría de los pueblos indígenas de la población Machiguenga dentro del Bloque 56 se encuentra ubicada en asentamientos a lo largo de las márgenes del río Urubamba. Estas comunidades tienen títulos de tierra legales para aproximadamente 82,5% del Bloque. De la tierra restante, 12,5% está compuesta de tierras reservadas para el gobierno y a esta área se la conoce como Shintorini, de la cual una pequeña porción está ocupada por agricultores colonos. El 5% final del área está compuesta de diversos cuerpos de agua, principalmente el río Urubamba.

Las reservas de gas natural del área, (incluyendo las reservas en los Bloques 56 y 88) se encuentran ubicadas en la selva pluvial de la Cuenca del Amazonas, un centro de biodiversidad globalmente reconocido debido a su riqueza biológica, alto número de especies endémicas, y la presencia de especies amenazadas.

El PMB para el 2006 indica que el área de impacto estimada del Proyecto para el Bloque 56 es como sigue: 63 ha usadas para líneas sísmicas; 8,8 ha para helipuertos y campamentos para desarrollo sísmico; 14,3 ha para Pagoreni A (7,1 ha para el cojín de pozo y 7,8 ha para el área alterada circundante); 14,4 ha para Pagoreni B (6,6 ha para el cojín de pozo y 7,8 ha para el área alterada circundante); 0,85 ha para el helipuerto y el campamento de base Pagoreni; 59,7 ha de línea de flujo del gasoducto; 54,7 ha para instalaciones adicionales y movimientos de tierra relacionados con la tubería de descarga (por ejemplo patios para tuberías, vías provisionales, cruces direccionales). Excluyendo a las líneas sísmicas (las cuales se han completado), el área de impacto total del Proyecto es 153,1 ha. Esto representa 0,26% del total de concesión de 58,500 ha. La Región del bajo Urubamba es parte de los 74,9 millones de ha de la eco-región Suroeste de la Selva Húmeda Amazónica, la cual se extiende sobre gran parte de las tierras bajas del este del Perú, el norte de Bolivia, y el oeste del Brasil.

En el Bloque 56, se está desarrollando el campo Pagoreni por medio de la perforación direccional de pozos desde dos plataformas (Pagoreni A y B) y el desarrollo de un sistema de tuberías de descarga desde las plataformas de gas natural hasta la instalación de separación criogénica ubicada en la Planta de Separación de Gas Malvinas. El sub-proyecto de tuberías de descarga, con una longitud total de 25,6 km. de tuberías de 24 pulgadas, se construirá desde la Planta Malvinas hasta las dos plataformas de perforación. Los líquidos de gas natural (LGN) generados de la separación del gas natural proveniente del Bloque 56 iniciarán su producción en abril del 2008, más de dos años antes que se produzca y transporte el gas natural para el Proyecto de PERU LNG. Una vez que las instalaciones de PERU LNG sean operacionales, el gas natural proveniente del Bloque 56 servirá como materia prima para la Planta de PERU LNG, pero mientras tanto, se re-inyectará el gas natural.

El Bloque 88 comprende 120.000 ha y dos campos, San Martín y Cashiriari, y se encuentra adyacente al Bloque 56. Ambos bloques se encuentran ubicados entre dos áreas reconocidas por su elevada biodiversidad: la Reserva Comunal Machiguenga al oeste y el Parque Nacional Manu al este.

Actualmente, la producción del Bloque 88 se genera desde el campo San Martín, el cual comenzó produciendo hidrocarburos (NGL y gas natural) en el 2004. Este campo tiene 8 pozos, 5 para NGL y producción de gas natural y 3 para la inyección de gas natural. Se han desarrollado las operaciones de perforación usando el "concepto *offshore-inland*", por lo que se perforaron todos los pozos como grupos usando sólo dos baterías de pozo y tanto el equipo como el personal accedieron al sitio vía helicóptero para evitar la necesidad de caminos de acceso.

Como parte de la revisión basada en riesgos de la CFI, se han examinado todos los aspectos de las actividades de las Instalaciones del 'Upstream' y se ha determinado que los problemas de alto riesgo relacionados con los impactos a la biodiversidad y los pueblos indígenas en los Bloques 88 y 56 tiene una elevada importancia para el Proyecto de PERU LNG. El Operador de los Bloques 88, 56, y la Planta de Separación de Gas de Malvinas tiene programas implementados para tratar estas dos áreas de preocupación, incluyendo un PMB y diversos programas para los pueblos indígenas. Entre los impactos directos identificados que tienen un alto riesgo se incluye: (i) especies invasoras usadas para control de cubierta en la Planta de Separación de Gas de Malvinas con el potencial de difundirse a otras áreas; (ii) pérdida potencial de fauna y flora en los Bloques 88 y 56; (iii) erosión y sedimentación potenciales durante la construcción de las tuberías de descarga; (iv) transformaciones socioeconómicas y culturales; y (v) impactos potenciales sobre las actividades de caza y pesca que son medios de sustento. El Operador de los Bloques 88 y 56, y la Planta de Separación de Gas de Malvinas ha desarrollado planes para mitigar y monitorear estos aspectos. Los impactos directos, indirectos y acumulativos requerirán de estudios y evaluación adicionales para mostrar que ningún impacto significativo ha resultado de las actividades del Proyecto.

El Operador de los Bloques 88 y 56 han desarrollado y está en el proceso de implementación de un PMB, el cual está siendo llevado a cabo por un grupo de expertos en los diversos campos de la biodiversidad, provenientes, entre otros, de universidades del Perú, Argentina y España. Cada año se realiza la recopilación de datos y análisis y luego se prepara un informe, el cual se pone a disposición pública por medio del sitio en la Internet del PMB. Los primeros resultados indican que las actividades del Bloque 88 y el Bloque 56 no han tenido un impacto significativo en la biodiversidad en el área de influencia directa; sin embargo, el informe también presenta recomendaciones de acciones para minimizar mayores impactos.

En cuanto a los pueblos indígenas en los Bloques 88 y 56, durante varios años se han estado realizando una serie de esfuerzos en cuanto a la consulta y provisión de oportunidades de desarrollo para los

pueblos indígenas en la selva pluvial. A pesar de estos esfuerzos, actualmente existen algunas percepciones negativas entre algunos interesados locales y personas de fuera en lo concerniente al proceso de consulta, los beneficios y el desarrollo comunitario en el área. A fin de tratar estos problemas y reducir el riesgo para el Proyecto, el Operador integrará todos los esfuerzos continuos en los Bloques 88 y 56 en un robusto Plan de Desarrollo para los Pueblos Indígenas (PDPI), según la Norma de Desempeño 7 de la CFI sobre los pueblos indígenas.

Este Plan buscará mejorar los mecanismos y procedimientos existentes para garantizar que la consulta continua concerniente a actividades futuras permitirá la consulta libre, anticipada e informada (CLAE), y que los pueblos indígenas estén activamente comprometidos en los proyectos de desarrollo por medio de metodologías participativas para maximizar oportunidades y beneficios. El PDPI también incluirá objetivos de largo plazo para: i) garantizar la adecuada coordinación y sinergia continuas entre los proyectos de desarrollo existentes; ii) brindar un marco de desarrollo integrado para realzar los impactos positivos y atraer y facilitar los aportes desde una amplia gama de interesados que son de relevancia (lugareños, organizaciones de base comunitaria, etc.), iii) identificar los aportes y proyectos potenciales y proveer un plan de acción con objetivos, cronograma, presupuesto y responsabilidades; y iv) establecer un marco de monitoreo y evaluación para evaluar los resultados y proveer retroalimentación.

PERU LNG, con la asistencia del Operador del Bloque 88, Bloque 56, y la Planta de Separación de Gas de Malvinas, ha desarrollado un Plan de Acción de Instalaciones del 'Upstream' que trata estos asuntos y realzará los programas actuales para la protección a la biodiversidad y los pueblos indígenas.

La Planta de Separación de Gas de Malvinas

La producción de gas natural crudo del Bloque 88 y el Bloque 56 se transportará a la Planta de Separación de Gas de Malvinas, ubicada a 50 km. de los pozos de gas natural. La planta se encuentra ubicada en el sitio Malvinas, en la margen este del río Urubamba, pero fuera de los límites de los Bloques 88 y 56.

La Planta de Separación de Gas Malvinas requerirá de capacidad adicional para procesar el gas natural producido por el Bloque 56. Las actividades de expansión de la Planta de Separación de Gas de Malvinas se han planeado para llevarse a cabo dentro de la propiedad y área de impacto actualmente ocupadas. No habrá impacto alguno a la flora y la fauna local como resultado de dicha expansión. El Operador del Bloque 88, Bloque 56 y la Planta de Separación de Gas de Malvinas tiene planes de Gestión implementados para tratar cualquier impacto potencial que pudiera resultar de estas actividades.

El mayor tráfico fluvial es una de las actividades que representan un riesgo potencial significativo en cuanto a la alteración a la fauna acuática. El tráfico fluvial se concentrará principalmente en los ríos Ucayali y Urubamba debido a su ubicación en relación con la planta. El Operador tiene un Plan de Gestión de Transporte Fluvial implementado. Esto incluye un Programa de Vigilancia de Transporte Fluvial, el cual monitorea los convoyes (barcazas más un remolcador) usados por el Operador en la región del bajo Urubamba, tanto para viajes aguas arriba como aguas abajo. Adicionalmente, las comunidades locales tienen su propio programa de vigilancia que incluye a monitores comunitarios quienes informan sobre el cumplimiento de los procedimientos de transporte fluvial.

Con la excepción de dichos impactos relacionados con el incremento del tráfico fluvial, todos los demás impactos ESHS relacionados con la expansión de la Planta de Separación de Gas de Malvinas son de naturaleza local, temporal y manejable. Los impactos relacionados con un incremento en el transporte fluvial son significativos, pero temporales, porque mayormente se limitan a la fase de construcción. El

Operador de la Planta de Separación de Gas de Malvinas ha desarrollado planes de Gestión y programas de monitoreo para minimizar los impactos potenciales en la fauna acuática.

Gasoducto TgP

TgP transporta el gas natural desde la Planta de Separación de Gas de Malvinas. El ducto de exportación de gas natural TgP tiene 700 km. de largo, iniciándose en Malvinas, en el departamento del Cusco, y atraviesa los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. Se sobredimensionó la porción de este gasoducto en la selva pluvial (desde Cusco hasta cerca de Ayacucho) para evitar la necesidad de nuevos gasoductos si se incrementaba la demanda de gas natural. Ésta es la sección del gasoducto (de unos 200 km. de largo) que le hará el servicio a PERU LNG hasta Ayacucho. A partir de este punto, PERU LNG construirá y operará un nuevo gasoducto de 408 km. de largo y 34 pulgadas de diámetro para proveer el gas natural requerido a la Planta de GNL. El gasoducto de gas natural TgP no requiere de instalaciones nuevas adicionales para transportar el gas natural desde el Bloque 56, y por lo tanto, no se desencadena la necesidad de un área de impacto adicional a partir de las necesidades del Proyecto de PERU LNG.

Aunque no está directamente relacionado con el Proyecto de PERU LNG, se hace notar que el NGL de TgP se transporta a lo largo del mismo DdV que el ducto de gas natural de TgP. El ducto NGL de TgP ha sufrido seis (6) casos de fugas de diferentes magnitudes durante el período operativo desde el 2004. Las fugas a la fecha han ocurrido en la porción de la selva pluvial y, aparte de una fuga causada por una falla de soldadura, todas las demás se relacionaron con deslizamientos de tierra y/o inundaciones rápidas e inesperadas. El ducto de gas natural de TgP no ha sufrido fuga ni falla alguna. TgP ha adoptado una metodología de evaluación de riesgo geotécnico y ha clasificado los riesgos identificados a lo largo del ducto NGL según un sistema de categorización. Consecuentemente, la implementación de las actividades de mitigación, basadas en la evaluación de riesgo, ha eliminado sustancialmente a la mayoría de los sitios actualmente considerados como de alto riesgo. Los programas de mitigación para el ducto NGL de TgP también están siendo implementados para el ducto de gas natural, y esto contribuirá a reducir aún más la probabilidad de fallas. Los consultores técnicos para los operadores y entidades crediticias consideran que las medidas de estabilización geotécnica construidas durante el 2006 son confiables y sólidas.

Client's Community Engagement:

De conformidad con las disposiciones de la Norma de Desempeño No. 1, PERU LNG, tomó conciencia del gran interés que ha despertado el Proyecto de PERU LNG, y condujo un proceso temprano y amplio de consulta, el mismo que fue diseñado de conformidad con los reglamentos peruanos y las mejores prácticas internacionales (incluyendo las Normas de Desempeño de la CFI). Asimismo, se desarrolló un Plan de Enlace y Participación de los Grupos de Interés (SEP por sus siglas en inglés) en el que se describieron los procesos de consulta que se llevaron a cabo para cada uno de los Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIAS) para la Planta, para la Modificación de la Planta, para la Cantera y para el Ducto) y se describieron cada una de las consultas que se realizaron desde la publicación de cada uno de los EIAS y las consultas planificadas para el futuro.

En total, el proceso de consulta para los cuatro EIAS incluyó 171 talleres, los mismos que se llevaron a cabo desde junio de 2002 hasta marzo de 2006, con la participación de más de 15.000 personas de las comunidades ubicadas dentro del área de influencia del Proyecto y representantes de las autoridades locales y nacionales, ONGs y otras instituciones. Veintiuno de estos 171 talleres se efectuaron con

distintas ONGs, autoridades e instituciones gubernamentales. En el área de la costa, un total de 11 distritos de las Provincias de Pisco, Chincha y Cañete participaron en las consultas y talleres. Este proceso de consulta también incluyó reuniones específicas con los pescadores locales. En la sierra, 34 Comunidades Andinas Rurales (RACs por sus siglas en inglés) directamente afectadas, y 36 anexos pertenecientes a las mismas; distribuidas en 16 distritos, participaron en el proceso de consulta. Además de los talleres, se llevaron a cabo consultas informales durante el proceso de selección de la ruta del ducto y durante las evaluaciones arqueológicas. Los talleres fueron anunciados con anticipación a través de reuniones de coordinación y cartas de invitación enviadas a las autoridades locales y a los propietarios de las tierras; asimismo, se colocaron afiches en las comunidades, se distribuyeron panfletos y se efectuaron convocatorias por radio y periódico. Se ofreció transporte, alojamiento y alimentación a los comuneros que vivían lejos de los lugares donde se llevaron a cabo los talleres, a fin de facilitar su participación.

Para cada EIAS, el proceso de consulta incluyó distintas rondas de reuniones para discutir el alcance del EIAS, describir los hallazgos, desarrollar medidas de mitigación y discutir los EIAS finales. Las inquietudes, comentarios y aportes de los participantes fueron documentados y considerados por los EIAS. Por ejemplo, se desarrollaron estudios adicionales sobre los posibles impactos del ducto en los riachuelos del sector de los Andes en respuesta a las inquietudes de las comunidades, así como, la realización de variantes a mínima escala de la ruta del ducto. Las consultas se efectuaron básicamente a través de talleres, pero también a través de grupos de análisis ("focus groups") y entrevistas con los grupos de interés clave. Se tomaron medidas especiales y se adoptaron metodologías específicas para que las Comunidades Andinas Rurales estuvieran seguras que todas las consultas se efectuaban de una manera culturalmente apropiada y tomaban en cuenta el bajo nivel de alfabetización del área y las dificultades logísticas inherentes en las zonas montañosas. En esta región, las consultas se efectuaron a nivel distrital, utilizándose técnicas cualitativas de recolección de información como por ejemplo Talleres de Evaluación Rural Participativos (PRAWs por sus siglas en inglés). Además, las presentaciones se efectuaron en Quechua y en Español y los documentos se prepararon en ambos idiomas.

PERU LNG también está llevando a cabo procesos intensivos de consulta adicionales para adquirir una servidumbre a lo largo del derecho de vía (DDV) del ducto en la zona de los Andes (más de 400 talleres y reuniones). El Plan de Gestión de PERU LNG correspondiente a la Compensación a ser otorgada por el Ducto incluye un componente de información y consulta que tiene como propósito asegurar que las personas afectadas por el Proyecto (PAP), las familias y las comunidades estén familiarizadas con el proceso y tengan la oportunidad de que sus inquietudes sean escuchadas y atendidas. Este componente incluye disposiciones que garantizan que las consultas sean fácilmente accesibles; incluyendo tanto a hombres como a mujeres; son culturalmente apropiadas; respetan los mecanismos tradicionales de toma de decisiones de las comunidades; están libres de coerción externa; y la información es exacta, relevante, comprensible (en Español y Quechua) y se brinda oportunamente.

Hasta el momento, PERU LNG ha llevado a cabo el proceso de consulta correspondiente a las EIAS y todos los procesos de adquisición de tierras de una manera compatible con el proceso de Consulta Previa, Libre e Informada (FPIC por sus siglas en inglés). En el caso de las Comunidades Andinas Rurales, el proceso de adquisición de la servidumbre también incluyó procesos de consulta compatibles con "negociaciones de buena fe". El proceso de consulta incluye contactos reiterativos con las comunidades y los miembros de las comunidades durante períodos de tiempo prolongados; la celebración de acuerdos formales con Asambleas Comunales que demuestren que por lo menos dos tercios de los miembros de la comunidad están de acuerdo con el inicio de las negociaciones a través de representantes elegidos por la comunidad (de conformidad con los requerimientos de la legislación peruana para operaciones que involucran el uso de las tierras de las comunidades); la divulgación de información oportuna y el uso del

tiempo suficiente para que las comunidades tomen sus decisiones de acuerdo con las prácticas culturales locales; así como la inscripción de los contratos firmados en los registros públicos, incluyendo el resultado de las negociaciones y los compromisos claros asumidos por todas las partes involucradas. PERU LNG también implementará procedimientos consistentes con su Plan de Enlace con los Grupos de Interés (SEP) para garantizar que las comunidades estén informadas y que sean consultadas permanentemente durante el ciclo de vida del Proyecto.

Approval Status: