

**PERU LNG S.R.L.**

**Informe con EEFF<sup>1</sup> al 31 de diciembre 2016**  
Periodicidad de actualización: Semestral

**Fecha de comité: 30 de mayo de 2017**  
Sector Hidrocarburos, Perú

**Equipo de Análisis**

Rocío Zeballos A.  
[rzeballos@ratingspcr.com](mailto:rzeballos@ratingspcr.com)

Emma Álvarez G.  
[ealvarez@ratingspcr.com](mailto:ealvarez@ratingspcr.com)

(511) 208.2530

**HISTORIAL DE CALIFICACIONES**

Fecha de información	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16
Fecha de comité	28/05/2010	30/05/2011	30/05/2012	29/05/2013	28/05/2014	28/05/2015	25/05/2016	30/05/2016
Bonos Corporativos	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAA+	PEAA	PEAA
Perspectivas	Estable							

**Significado de la clasificación**

**PEAA:** Emisiones con alta calidad crediticia. Los factores de protección son fuertes. El riesgo es modesto, pudiendo variar en forma ocasional por las condiciones económicas.

Estas categorizaciones podrán ser complementadas si correspondiese, mediante los signos +/- mejorando o desmejorando respectivamente la clasificación alcanzada entre las categorías PEAA y PE B.

“La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida por PCR no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de PCR (<http://www.ratingspcr.com/informes-peruacute.html>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.”

**Racionalidad**

En comité de clasificación de riesgo, PCR decidió ratificar la clasificación del Primer Programa de Bonos Corporativos de Perú LNG S.R.L. de “PEAA”. La decisión se sustenta en que pese al entorno desfavorable de precios en el sector hidrocarburos y a la concentración de ventas que mantiene, la compañía ha revertido el resultado operativo adverso del periodo anterior; asimismo, el compromiso de los sponsors se sigue demostrando, a través de nuevos aportes de capital a fin de anticiparse a posibles déficits de liquidez. Finalmente, la decisión también considera la limitada cobertura del servicio de deuda, sin embargo, se proyecta que esta situación se revertiría en el presente año.

**Perspectiva u observación**

Se mantiene la perspectiva estable dados los mejores resultados obtenidos durante el 2016 y las mejoras moderadas que se esperan para el precio internacional de los hidrocarburos. Sin embargo, de no evidenciarse una recuperación del indicador de cobertura de servicio de deuda de manera que cubra la totalidad del servicio de deuda; así como de los índices de rentabilidad a positivos, ésta se vería afectada.

**Resumen Ejecutivo**

- **Concentración de las ventas en un destino, el cual se rige por el marcador de menor nivel:** Desde el 2014 PLNG, viene viendo mermados sus ingresos, debido al contrato de comercialización entre SITME y CFE de México; el cual estipula que a partir del año 2014, SITME debe exportar aproximadamente el 70% (MMBTU) de la producción a este destino. Dicho mercado se guía por el marcador Henry Hub (HH), que a comparación de los demás marcadores<sup>2</sup>, ha presentado históricamente un menor valor expresado en dólares por MMBTU.
- **Deterioro de los ingresos por menores precios vs. mayor volumen comercializado:** Aunado al efecto ya mencionado de la concentración de las ventas, la evolución negativa de los precios internacionales, ocasionó que los ingresos de la empresa en el periodo 2016 se contrajeran en 2.9%. Sin embargo, en términos de cantidad, se alcanzó el mayor volumen de producción

<sup>1</sup> EEFF Auditados

<sup>2</sup> Como el JKM (Japan-Korean Market), NBP (UK National Balancing Point) o PEG SUD (Gas Exchange Point – South),

desde el inicio de operaciones, gracias al incremento en la eficiencia de desempeño de la planta y a la expansión de la capacidad del sistema de transporte de gas que opera Transportadora de Gas del Perú (TGP) situándose en 225,350 MMBTU. Asimismo, el número de embarques exportados creció, pasando de 56 a 70, explicado adicionalmente por el retroceso de la producción que se dio en el 2015 por el mantenimiento mayor que se realizó en la planta.

- **Mejora en los niveles de rentabilidad, aunque se mantienen ROE y ROA negativos:** Durante el 2016 se apreció un mejor performance de los indicadores de rentabilidad, debido a que el efecto de menores precios, no solo afectó a los ingresos, sino también al costo del GN comprado para el proceso productivo. Este efecto, aunado a menores gastos operativos y financieros ocasionó que la utilidad operativa fuera positiva (US\$ 14.82MM vs. los US\$ - 7.2MM del 2015). Consecuentemente el EBITDA se incrementó en 18.6%. Sin embargo, el resultado neto sigue siendo negativo y llegó a US\$ -41.52MM (2015: US\$ -62,40MM), lo que impactó los indicadores de ROE y ROA que también se mantienen en negativo y se situaron en -3.0% y -1.4% respectivamente (2015: -4.7% y -2.1%).
- **Cobertura de servicio de deuda por debajo de la unidad y dependencia de soporte de los Sponsors:** En la misma línea, la cobertura de la deuda se viene reduciendo desde el 2014, cerrando el 2016 en 0.64v y a pesar de ser mayor al 0.53v registrado en el periodo anterior, sigue estando por debajo de la unidad. Al respecto, la empresa mantiene reservas en el activo corriente, destinadas al pago del servicio de la deuda, asimismo, se debe considerar el incremento del *Quarterly Payment* a US\$ 110.00MM de SITME, y los nuevos aportes de capital social por US\$ 60.00MM. Cabe señalar, que a fin de mitigar el riesgo precio a largo plazo, la compañía se encuentra en negociaciones con SITME para revisar los términos del contrato compra-venta, lo que se espera se concrete en el mediano plazo. Mientras esto se cristalice y en caso no se alcancen las cifras proyectadas, la compañía podría seguir requiriendo el apoyo de los *Sponsors* para potenciales déficits de efectivo.
- **Los bonos emitidos y la deuda senior cuentan con un historial de pagos puntual, así como una posición de resguardos razonable:** el pasivo total desde que la empresa inició operaciones en el 2010, se ha reducido en 55%, tanto por capitalización de la deuda subordinada con sus accionistas realizada en diciembre 2012 por US\$ 1,251.34MM, como por las amortizaciones de la deuda financiera (38.7% ya se ha amortizado a la deuda senior y -36.0% en el caso de los bonos). Asimismo, se cuenta con diversas garantías, como contrato de prenda sobre el patrimonio de la compañía, hipoteca y garantía mobiliaria sobre la unidad de producción y sus activos, así como garantía mobiliaria sobre las acciones de los socios; los que en un eventual caso de default, permitirían a los acreedores, traspasar de manera rápida el proyecto a cualquier tercero interesado en continuarlo, ya sea mediante la transferencia de participaciones sociales o de las acciones representativas del capital social de sus accionistas.
- **Entorno adverso del sector hidrocarburos impactó en uno de los Sponsors, sin embargo se mantiene el soporte al proyecto:** La coyuntura del sector hidrocarburos en los últimos años con escenarios de bajos precios internacionales, ha afectado el desempeño de las empresas del rubro. En el caso puntual de Hunt Oil Company, su clasificación pasó a BB+/Negativo y B1/Estable, explicado además por la incertidumbre sobre el reinicio de sus operaciones en Yemen, las cuales se interrumpieron en el 2015. Cabe señalar, que los Sponsors<sup>3</sup> son compañías con amplia experiencia en el rubro de hidrocarburos y gas natural a nivel mundial, lo que permite mitigar la presencia de problemas operativos en la producción. Asimismo, siguen demostrando su apoyo al proyecto, a través de dos nuevos aportes de capital social en el 2016 por un total de US\$ 60.00MM, a fin de anticiparse a cubrir potenciales déficits de efectivo.

## Metodología utilizada

*La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación de la "Metodología para Clasificación de Riesgo de Acciones (Perú)" vigente del Manual de Clasificación de Riesgo aprobado en Sesión 04 de Comité de Metodologías con fecha 09 de julio 2016.*

## Información utilizada para la clasificación

- **Información financiera:** Estados Financieros auditados correspondientes al 31 de diciembre 2016.
- **Riesgo Crediticio:** detalle de las cuentas relacionadas en los estados financieros al 31 de diciembre 2016.
- **Riesgo de Mercado:** Estados financieros auditados al 31 de diciembre 2016.
- **Riesgo de Liquidez:** Estructura de financiamiento, y seguimiento a indicadores.
- **Riesgo de Solvencia:** Estructura de financiamiento, y seguimiento a indicadores.

## Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

- **Limitaciones encontradas:** No se encontraron limitaciones en la información remitida.
- **Limitaciones potenciales:** i) Evolución de los precios internacionales por debajo de lo proyectado por la empresa, ii) Demoras en las negociaciones para la mejora de condiciones del contrato de compra-venta con SITME que mitigarían en mayor medida el riesgo precio al que están expuestos.

## Hechos de Importancia

- El 30 de marzo del 2017, se informó que los Socios acordaron por unanimidad que no correspondía la aplicación de utilidades ni la distribución de dividendos sobre el ejercicio 2016.

<sup>3</sup> Hunt Oil Company (50%), SK Innovation (20%), Royal Dutch Shell (20%) y Marubeni Corp (10%)

- El 28 de diciembre del 2016, se informó el cambio de Gerente General, con la salida del Sr. Juan Igor Salazar Zanelli, quien estuvo en el cargo del 01.11.11 al 31.12.16 y el ingreso de la Sra. María Julia Aybar Solis desde el 01.01.17
- El 12 de agosto del 2016, se informó que la Asamblea General de Obligacionistas del Primer programa de Bonos Corporativos de la compañía, aprobó la modificación del Prospecto Marco en lo referido a las restricciones y responsabilidades del emisor y al acuerdo de términos comunes. Dicho acto constituiría la tercera modificación al Prospecto Marco.
- El 05 de agosto del 2016, se informó que la Junta General de Socios acordó el incremento del capital social en US\$ 30,000,000 por aporte de los accionistas, manteniendo su porcentaje de participación en la sociedad, siendo el nuevo capital US\$ : 1,461,435,077.
- El 23 de mayo del 2016, se informó que la Junta General de Socios acordó el incremento del capital social en US\$ 30,000,000 por aporte de los accionistas, manteniendo su porcentaje de participación en la sociedad, siendo el nuevo capital US\$ : 1,431,435,077.
- El 29 de abril del 2016, se informó que la Asamblea General de Obligacionistas del Primer Programa de Bonos Corporativos de la compañía, no aprobó la modificación propuesta por el emisor sobre modificar el acuerdo de garantía y depositario.
- El 04 de abril del 2016, se informó que la Junta Universal acordó por unanimidad que no correspondía la aplicación de utilidades ni la distribución de dividendos por el periodo 2015, debido a que la Sociedad obtuvo pérdidas.
- El 04 de enero del 2016, se informó la segunda actualización del Prospecto Marco del Primer programa de Bonos Corporativos, por incorporación de información relacionada al riesgo por uso de instrumentos financieros derivados.

## Contexto Económico

Al cierre de 2016, la economía global continúa su recuperación pero de forma paulatina, el Fondo Monetario Internacional proyectó un crecimiento mundial de 3.1% en 2016 mientras que prevé una mejora en 2017 con un 3.4%. Por un lado, la proyección de crecimiento para las economías avanzadas en el 2017 es de 1.9%, a causa de la incertidumbre generada debido a los cambios que el gobierno entrante podría incorporar a la orientación de la políticas estadounidenses.

Por otro lado, durante el 2016 el PBI de Perú creció 3.9%, tasa superior al 3.3% obtenido en 2015 e impulsado por el crecimiento de los sectores primarios (9,8 por ciento), especialmente por la minería metálica. Durante el 2016, el sector comercio creció 1.8%, menor al 3.9% del 2015; manufactura se contrajo en -1.6%, construcción en -3.1% y pesca -10.1%. Minería e hidrocarburos creció en 16.3%, mayor al 9.5% registrado al 2015.

Según el último reporte de inflación del Banco Central del Perú se han realizado revisiones a la baja a las tasas de crecimiento de los sectores productivos para 2017 de 4.3% a 3.5%, en relación al retraso de algunos importantes proyectos de infraestructura y los efectos negativos que viene ocasionando el fenómeno El Niño en los sectores agropecuario, pesca, manufactura primaria y servicios, principalmente. Así mismo, las proyecciones para la demanda interna se han ajustado de 4.0% a 3.3%, en relación principalmente a las proyecciones para la inversión privada fija, que pasó de 5.0% a 2.5%. La proyección para la inversión pública se ajustó de 7.4% a 11.0%.

### PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS

INDICADORES	ANUAL					PROYECCION ANUAL**	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PBI (var. %real)	6.00%	5.80%	2.40%	3.30%	3.90%	3.50%	4.10%
PB Electr & Agua	5.80%	5.50%	4.90%	5.90%	7.30%	4.60%	4.50%
PBI Minería e Hidrocarb. (var.%real)	2.80%	4.90%	-0.90%	9.50%	16.30%	6.90%	5.90%
PBI Construcción (var.%real)	15.10%	8.90%	1.90%	-5.80%	-3.10%	1.80%	6.00%
Remuneración Mínima Vital(S/)	719	750	750	750	850	850	850
Inflación (var.% IPC)	0.20%	2.90%	3.20%	4.40%	3.20%	2.9%-3.0%	2.5%-3.0%
Tipo de cambio promedio (US\$)	2.64	2.7	2.84	3.19	3.38	3.48	3.5

\*\*BCRP Reporte de Inflación marzo 2017 y Expectativas Macroeconómicas

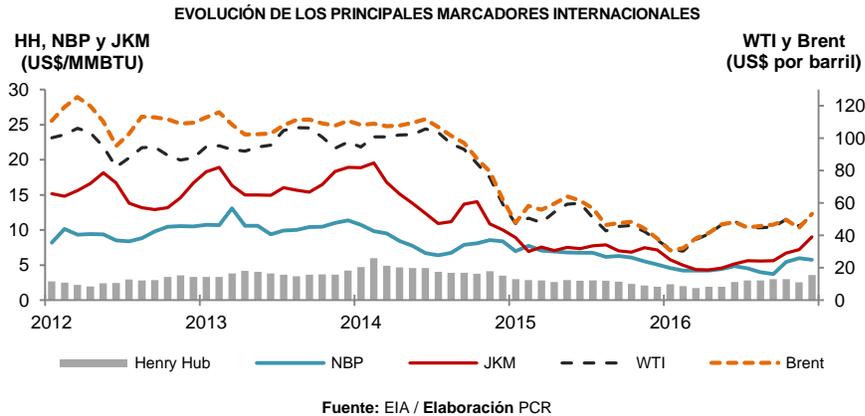
Fuente: BCRP, MEF / Elaboración: PCR

## Contexto Sistema

Contexto económico mundial desfavorable para el sector hidrocarburos: El contexto actual de sobreproducción mundial de petróleo y la producción de hidrocarburos mediante mecanismos no convencionales (shale oil y shale gas), aunado a un deterioro en las expectativas del crecimiento económico mundial, ha derivado en una continua caída en los precios del petróleo y del gas natural, desde el segundo semestre 2014. Dicha situación ha repercutido negativamente en importantes compañías a nivel local e internacional, asimismo, los flujos de inversiones en el corto/mediano plazo son más prudentes para este sector. Se espera una ligera recuperación de los precios hacia el 2017, sin embargo aún sigue ubicándose por debajo de niveles históricos. Se destaca el acuerdo realizado por los principales productores de petróleo referente a la disminución de la producción, lo cual reforzaría las expectativas de recuperación de los precios y una mejora para el sector, no obstante, parcialmente mitigado por la mayor producción no convencional de Estados Unidos.

## Precios y márgenes internacionales

Durante los primeros meses del año se produjo una caída inesperada en la producción mundial de petróleo a causa del ataque a un oleoducto de ExxonMobil en Nigeria y a la cancelación de las exportaciones de petróleo de la compañía Suncor Energy en Canadá, debido a un incendio en una región de arenas petrolíferas. En consecuencia, el precio del petróleo ha experimentado una tendencia alcista a partir de marzo 2016, la cual continuó al cierre de diciembre 2016, cerrando en 51.97 USD/bbl, lo cual significó un incremento de 39.74% (+14.78 USD/bbl) respecto al cierre del año anterior, no obstante, aún muy por debajo del promedio histórico de los últimos años. La cotización aumentó apoyada principalmente por las expectativas de que la OPEP limite su producción de crudo, la cual se confirmó en noviembre 2016, cuando se anunció el recorte de su producción en 1,2 millones barriles por día (sobre una oferta global de 96 millones de barriles).



En línea con el acuerdo alcanzado, se tienen perspectivas positivas para la evolución de los precios, no obstante, mitigado parcialmente por el incremento de existencias en Estados Unidos, y la activación de 200 pozos de fracking en dicho país. Acorde con las proyecciones de EIA (U.S. Energy Information Administration), el precio del petróleo crudo Brent sería al alza situándose al cierre de 2017 en USD 54.62/B, mientras que el precio del crudo WTI al cierre de 2017 se situaría en USD 53.49/b. No obstante, se destaca que dicha proyección presenta un alto nivel de incertidumbre dado que por el lado de la oferta, los precios podrían disminuir si no se renueva el acuerdo del recorte de producción por parte de la OPEP que vence en junio 2017 y de otros países como Rusia. Asimismo, se presenta una alta incertidumbre sobre la evolución de la producción del petróleo de esquisto (shale oil) en Estados Unidos.

El precio promedio durante el 2016 del marcador Henry Hub (HH) ascendió a 2.28 USD/MMBTU, lo que representó una disminución respecto al periodo similar del año anterior (2.63 USD/MMBTU). Si bien en promedio se observó una desmejora, la cotización mensual desde agosto supera a la presentada en los periodos homólogos del 2015. Es importante mencionar que el precio del gas natural cerró el 2016 con un fuerte repunte gracias a la menor producción y la mayor demanda de consumo eléctrico.

## Análisis de la institución

### Reseña

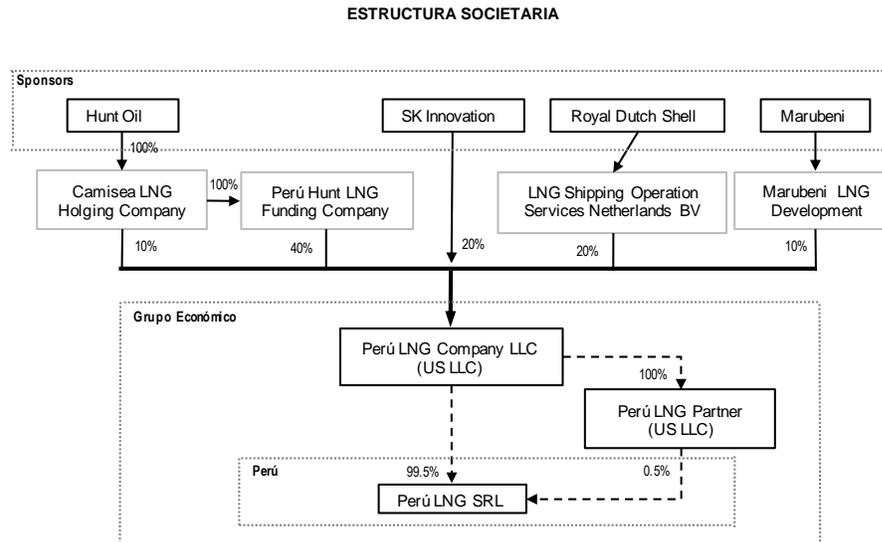
Perú LNG (PLNG) se constituyó en marzo del 2003, con la finalidad de desarrollar el proyecto de una planta de procesamiento de GN para la obtención de LNG y un terminal marítimo en Cañete-Pampa Melchorita, explotando las reservas de los lotes 56 y 88, ubicados en la ciudad del Cusco. Dicho proyecto comprendía adicionalmente, la construcción de un ducto de gas, que se conecta con el ya existente de TGP en Chiquintirca – Ayacucho abasteciendo a PLNG.

Los Sponsors del proyecto, inicialmente fueron Hunt Oil Company, SK Innovation Co. Ltd., Repsol S.A. y Marubeni Corporation, quienes en conjunto desarrollaron la fase de construcción y puesta en marcha de la planta. Sin embargo, en diciembre del 2013 Repsol vendió su participación a LNG Shipping Operator Services Netherlands del Grupo Royal Dutch Shell.

En cuanto a la producción, esta se inició en junio 2010 y está enmarcada en un contrato de compra-venta a 18 años, bajo la modalidad *Take or Pay* con Shell International Trading Middle East (SITME) el nuevo *offtaker* en reemplazo de Repsol CG. Dicho contrato considera la venta del producto principalmente a México, a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), país que utiliza el marcador internacional HH para definir sus precios.

## Grupo Económico

PLNG tiene como socio principal a PERU LNG COMPANY LLC con una participación del 99.5%, empresa que a su vez está conformada por los Sponsors antes señalados



Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

## Accionariado y Plana Gerencial

### Los Sponsors

SPONSORS		
Empresa	Clasificación	Detalle
<b>Hunt Oil Company (50%)</b>	BB+/Negativo y B1/Estable	Es una de las compañías privadas de Petróleo y Gas más grandes de EEUU, con 50% de participación indirecta en el Proyecto de PLNG. Son subsidiarias de la misma, Camisea LNG (Holding) Company y Peru Hunt LNG Funding Company. Sus operaciones se dan en Estados Unidos, República de Yemen, Rumanía, Kurdistan y Perú. Es parte del Consorcio Productor Camisea (CPC), para la explotación de Gas Natural en los Lotes 56 y 88, con una participación del 25.20%; también participan del consorcio SK Innovation, Tecpetrol, Sonatrach, Pluspetrol Camisea en el Lote 88, Pluspetrol Lote 56, Pluspetrol Perú Corporation y Repsol. Asimismo, tiene una participación del 35% en el Lote 76.
<b>SK Innovation (20%)</b>	Baa2/Positiva y BBB/Estable	Empresa Coreana que forma parte de SK Group, dedicada a la industria energética y química. SK Innovation se dedica a la exploración, refinamiento y comercialización de gas y petróleo, contando con 20% de participación indirecta en PERU LNG. En la actualidad, desarrolla actividades en 20 países como República de Yemen, Costa de Marfil, Egipto, Estados Unidos, Brasil, Australia y Perú. Asimismo, tiene experiencia en proyectos de LNG tales como: Oman LNG, Yemen LNG y Ras Laffan LNG. Actualmente, participa en la exploración y explotación de los lotes 8, 56 y 88 y es socio del CPC en los Lotes 56 y 88, con una participación del 17.60%; asimismo, es socio de TGP donde tiene una participación directa de 11.19%
<b>Royal Dutch Shell (20%)</b>	A/positiva y Aa2/negativa	Es una petrolera Anglo-Holandesa dedicada a la exploración, producción, transporte, refinación, distribución y comercialización de petróleo crudo, gas y derivados. Es propietaria de 25 refineries y tiene activos de exploración y producción en 37 países del mundo. Ingresó como sponsor en enero 2014, cuando Repsol vendió su participación a LNG Shipping Operator Services Netherlands del Grupo Royal Dutch Shell
<b>Marubeni Corporation (10%)</b>	BBB/Negativo y Baa2/Negativa	Empresa de capital japonés, con más de 120 bases de operaciones en 70 países a nivel mundial. Ha participado en dos proyectos de LNG: Proyecto de Qatargas LNG en el Medio Oriente, y el Proyecto de Guinea Ecuatorial LNG en el Oeste de África. Asimismo, Marubeni se encuentra en etapas de exploración y producción en las aguas norte de Reino Unido, en el Golfo de México, el Océano Índico y en las costas de Qatar.

Fuente: Perú LNG / Elaboración: PCR

## La Administración

La administración ejecutiva de PLNG está dirigida por Stephen Gerald Suellentrop, quien es el Presidente de PERU LNG, y a su vez Gerente General de PERU LNG COMPANY LLC y PERU LNG PARTNER COMPANY LLC.

PLANA GERENCIAL DEL PROYECTO DE PLNG A DICIEMBRE 2016 <sup>4</sup>	
Plana Gerencial	Cargo
Steve Suellentrop	Presidente
Dennis Grindinger	Vice Presidente
Juan Igor Salazar Zanelli	Gerente General
María Julia Aybar Solis	Gerente Legal
Konrad Hubert Rudnicki	Director Comercial

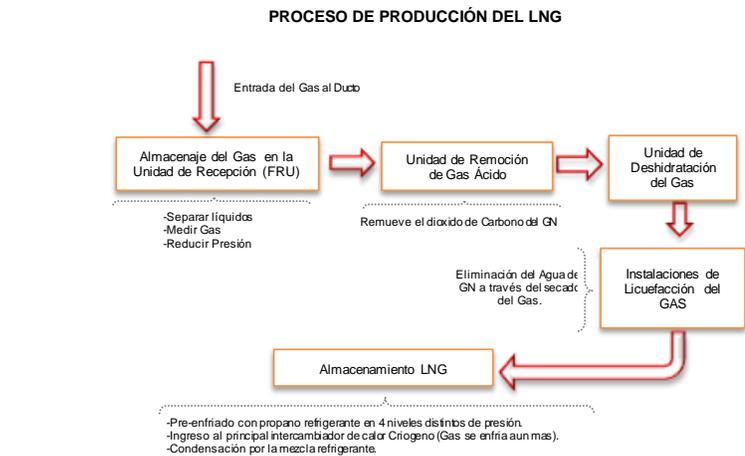
Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

## Operaciones y Estrategias

### Operaciones

La planta de LNG y las instalaciones marítimas están ubicadas en la ciudad de Cañete, en un terreno eriazos de 521 hectáreas de extensión (denominado Pampa Melchorita). La planta cuenta con una capacidad de 4.45 MM de toneladas de LNG por año y de un suministro de 620 MM de pies cúbicos diarios de Gas Natural.

Las instalaciones marítimas, permiten la carga del LNG, luego de haber sido enfriado en la planta y que es posteriormente almacenado en los buques transportadores de Shell. Asimismo, se obtuvo el ISO 9001 para el Terminal Marítimo en el año 2012 y el ISO 9001 para toda la Operación de PERU LNG en el año 2013.



Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

## Principales Contratos y Riesgos

PRINCIPALES CONTRATOS			
Contrato	Situación	Fecha de Contrato	Fecha de Expiración
Convenio de Inversión (PLNG – Estado Peruano)	Firmado	Enero 2006	2046
Contrato de Compra-Venta de Gas Natural (PLNG – CPC)	Firmado	Febrero 2006	2028
Contrato de Transporte de Gas Natural (PLNG – TGP)	Firmado	Junio 2007	2033
Contrato de Compra-Venta de LNG (PLNG – SITME)	Firmado	Junio 2005	2028
Contrato de Servicios de Mantenimiento de la Planta	Firmado	Noviembre 2014	2027
Contrato de Mantenimiento del Gasoducto de PLNG	Firmado	Abril 2017	2021

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

<sup>4</sup> Cabe señalar que 28 de diciembre del 2016, se informó el cambio de Gerente General, con la salida del Sr. Juan Igor Salazar Zanelli, quien estuvo en el cargo del 01.11.11 al 31.12.16 y el ingreso de la Sra. María Julia Aybar Solis desde el 01.01.17, quien venía desempeñando el cargo de Gerente Legal.

### a. Convenio de Inversión entre PERU LNG y El Estado Peruano

Se firmó por un periodo de 40 años bajo la modalidad de Contrato – Ley<sup>5</sup>, en el cual se otorgan beneficios y garantías a PERU LNG para instalar, operar y mantener una planta de procesamiento de GN e instalaciones relacionadas, así como para exportar la producción. Destaca el beneficio de estabilidad tributaria sujeta a la fecha de suscripción de convenio.

### b. Contrato de Compra-Venta de Gas Natural entre PERU LNG y el CPC

Con un plazo de 40 años para la exploración de GN. Los socios del CPC de los Lotes 56 y 88 pertenecen a los mismos grupos económicos y mantienen la misma participación accionaria en cada uno de ellos. Asimismo, 3 de los 6 miembros del Consorcio son afiliadas de los *Sponsors* del proyecto.

CONSORCIANTES CAMISEA			
Miembros	Participación (%) Lote 56	Participación (%) Lote 88	
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	2.20%	2.20%	
Pluspetrol Lote 56 S.A.	25.00%		
Pluspetrol Camisea S.A. <sup>6</sup>		25.00%	
Hunt Oil Company of Peru L.L.C, Sucursal del Perú	25.20%	25.20%	
SK Innovation, Sucursal del Perú	17.60%	17.60%	
Repsol Exploración del Perú, Sucursal del Perú	10.00%	10.00%	
Sonatrach Perú Corporation S.A.C.	10.00%	10.00%	
Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.	10.00%		
Tecpetrol del Perú S.A.		10.00%	
<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

### Gas Sales Agreement (GSA):

#### CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO DE COMPRA VENTA

	Lote 56 <sup>7</sup>	Lote 88
Contrato Suministro GN	Modalidad <i>Take or Pay</i> y <i>Delivery Pay</i> <sup>8</sup>	
Partes Firmantes	CPC Lote 56 – PLNG	CPC Lote 88 – PLNG
Volumen	620,000 MMBTU diarios	56,000 MMBTU diarios
Duración	18 años + 2 adicionales de acuerdo a la demanda de volumen de GN por parte de la empresa o para cubrir el volumen faltante.	Expira el 30 de junio 2028, o una vez se haya entregado 0.33 Trillones de pies cúbicos
Precio	De acuerdo a adenda de abril del 2011, el precio de venta del LNG se indexará al marcador según el destino al cual sea enviado, a fin de eliminar algún posible descalce de precios.	
Detalle	PLNG no podrá comprar GN a otra empresa que no sea el CPC del Lote 56 y ésta tendrá el derecho de negar la venta de GN a cualquier otra empresa que no sea PLNG o alguna afiliada de la misma. El volumen podrá ser ajustado a un monto mayor por mutuo acuerdo; o menor, cuando se realicen trabajos de mantenimiento en una u otra planta, los que no excedan los 25 días anuales.	El CPC del Lote 88 se encuentra prohibido de vender los volúmenes de GN comprometidos con PLNG a otra entidad (salvo en el caso que PLNG no pueda tomar el volumen comprometido). Asimismo, el GN entregado por Lote 88 es solo para consumo local o cuando sea utilizado de alguna manera en el proceso de producción de PLNG.

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

### c. Contrato de Transporte de Gas Natural entre PLNG y TGP<sup>9</sup>

TGP presta el servicio de transporte de GN vía el gasoducto para el tramo de la selva, siendo el punto de entrega Chiquintirca – Ayacucho (lugar en el que termina el ducto de TGP y se inicia el de PLNG). A partir del 18° aniversario de la fecha de inicio del servicio, PLNG podría dar por culminado el servicio o reducir parcialmente la capacidad reservada diaria para los años posteriores. TGP se compromete a reservar una capacidad de 17,556 Mm3/día (620 MMpcd) bajo la modalidad *Ship or Pay*<sup>10</sup>. Adicionalmente, reservará una capacidad interrumpible máxima de 3,539 Mm3/día (125 MMpcd) hasta el 2033. Por otro lado, en caso de existir durante cualquier día operativo una diferencia entre el monto establecido y el monto entregado (reducción operativa), el pago que PLNG abonará, será reducido en la misma proporción. Cabe mencionar que, no habrá reducción en

<sup>5</sup> El que prohíbe la modificación o enmienda unilateral de sus términos.

<sup>6</sup> Clasificación de riesgo de dos clasificadoras locales: pEAAA a mayo 2016.

<sup>7</sup> Reformulado el 06.08.14 para incorporar el GN adquirido por el Lote 56 del Lote 57 a las obligaciones de entrega firme a PERU LNG.

<sup>8</sup> *Take or pay*: el comprador queda obligado a pagar por la encomienda que hace, consumiendo o no el producto. *Delivery or pay*: el vendedor queda obligado a pagar por el producto en caso no haga la entrega del mismo.

<sup>9</sup> TGP (2000), es adjudicataria de las concesiones del Transporte de GN por ductos desde Camisea al *City Gate* en Lima y del Transporte de Líquidos de GN por ductos, desde Camisea hasta la Costa. Su calificación internacional de riesgo es BBB-/estable (abril 2016).

<sup>10</sup> Modalidad que requiere el pago por el transporte del GN, inclusive en el caso que este no sea transportado.

el cargo de reserva cuando la reducción operativa sea por: (i) eventos de fuerza mayor que afecte a cualquiera de las partes, (ii) exista incapacidad de entrega de los volúmenes de gas natural y/o (iii) interrupciones permitidas del servicio.

#### **d. Contrato de Compra - Venta de LNG – Shell International Trading Middle East (SITME)**

El 31 de diciembre del 2013 SITME y PLNG suscribieron el contrato de Compra - Venta de LNG (bajo la modalidad de *Take or Pay* y *Delivery or Pay*), reemplazando la posición de Repsol CG, por un volumen acumulado de 218,000 BBTU por año, durante un periodo de vigencia de 18 años, contados desde el inicio de la operación comercial (10.06.2010); pudiendo ser extendido hasta por 24 meses adicionales. Sin embargo, el volumen puede ser ajustado (al alza o baja) cada año (AACQ<sup>11</sup>), por: (i) incremento en el volumen a entregar, por acuerdo entre las partes, (ii) menores cantidades a entregar, debido al mantenimiento de la planta programado, (iii) exceso en volúmenes tomados por SITME en el año anterior con ajustes a la baja en el año corriente y viceversa y iv) motivos de fuerza mayor que obliguen a incrementar o disminuir las cantidades a entregar. Si PLNG entrega una cantidad menor a lo pactado en el AACQ a Shell, éste pagará por tales daños el equivalente de la cantidad no entregada por el 30% del precio promedio de todo el año.

**Comercialización:** El contrato de compra y venta de LNG entre Repsol CG y CFE, también fue transferido a SITME y se mantienen las mismas condiciones (*Take or Pay*), hasta el 2028, renovables por dos años más. El volumen de ventas empezó en 90 MMPCD en el 2011, alcanzando más de 400 MMPCD en el año 2014, y se espera que las ventas se mantengan estables en los años siguientes. PLNG vende el íntegro de su producción a SITME y destina el LNG comprado al mercado internacional, siendo el principal mercado México (a la Comisión Federal de Electricidad - CFE en el Terminal de Manzanillo). A su vez, se han evaluado otros mercados tentativos en las costas del Pacífico como destino del volumen remanente de LNG, siendo los principales Asia, Norteamérica y Europa. Asimismo, dicha diversificación de mercados ayudaría a mitigar el riesgo de concentración de mercados en la venta de LNG.

#### **e. Contrato de Mantenimiento de Planta**

Inicialmente la empresa Wood Group proporcionaba los servicios de mantenimiento de planta, sin embargo en enero 2015 se dio por concluido el contrato (que era de 18 años), abonándoles las penalidades correspondientes. Actualmente, dicho servicio se encuentra a cargo de la empresa General Electric International Perú, la cual realiza el mantenimiento de las turbinas de gas, compresores y generadores de la Planta de GNL. Este contrato tiene una vigencia de 13 años.

Adicionalmente, en el 2010 se firmó un contrato con Compañía Operadora del Gas del Amazonas S.A.C., para el mantenimiento del Gasoducto de PERU LNG, el cual se ha modificado y renovado el 01 de abril del 2017 hasta enero 2021.

#### **Medio Ambiente, Seguridad y Salud**

La empresa cuenta con los Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIASs) necesarios aprobados. Asimismo, maneja un Sistema de Gestión Ambiental, Social, de Salud y Seguridad Industrial siguiendo los estándares ISO 14001 y OHSAS 18001. Además, ha desarrollado un plan de verificación de cumplimiento ambiental y social, incluyendo herramientas administrativas, tales como la supervisión de sitio, monitoreo, inspecciones y auditorías.

#### **Seguros**

La empresa posee pólizas evaluadas y valoradas por Marsh & McLennan Companies, Inc. (MMC)<sup>12</sup>, la cual efectuó una revisión del perfil técnico, los riesgos contractuales del proyecto y sus respectivas coberturas. Asimismo, los prestamistas del proyecto contrataron a la consultora Aon Risk Service, Inc. of Northern California (Aon) para que emita una opinión independiente del programa de seguros asociados a riesgos de fuerza mayor de PLNG, los cuales determinaron que las coberturas y límites especificados en los seguros de PLNG son consistentes con las costumbres y prácticas en la industria de procesamiento de LNG.

Las pólizas cubren: **i) Daños de la propiedad e Interrupciones del Negocio** por daños físicos de la planta y del gasoducto; e interrupciones de las maquinarias y de sus operaciones originadas por movimientos telúricos, inundaciones, huracanes, motines, conmoción civil, huelgas y sabotajes. El monto asegurado es de US\$ 1,700MM y está basado en el tiempo necesario para la reconstrucción de las instalaciones, y las pérdidas máximas estimadas en US\$ 400MM. **ii) Seguro de Víctimas:** a los trabajadores o responsabilidad del empleador, responsabilidad general de terceros y obligaciones propias de la empresa por US\$ 200MM. **iii) Seguro de Aviones:** riesgos asociados a accidentes de aviones por US\$ 10MM. **iv) Seguro de Transporte Flotante Internacional, Responsabilidad Civil Marítima y Terrorismo:** cobertura por US\$ 25MM, US\$ 50MM y US\$ 1 billón, respectivamente.

#### **Reservas**

El estudio de reservas probadas y probables lo realiza una consultora independiente<sup>13</sup> de manera anual y los reportes son entregados a finales de cada semestre, por ello el último dato con el que se cuenta, es a diciembre 2015. A dicho periodo, se han estimado en cinco campos para el Lote 56 y Lote 88, ubicados en la Cuenca de Ucayali en Perú. Donde se han realizado estudios para estimar la capacidad de entrega y mantener la demanda de gas.

<sup>11</sup> Adjusted Annual Contract Quantity.

<sup>12</sup> En enero 2017 una clasificadora internacional, asignó el rating de Baa1/estable a la deuda senior emitida por MMC.

<sup>13</sup> DeGOLYER y MacNAUGHTON

**GAS BRUTO EN VOLUMEN POR LOTE**

Lote 56			Lote 88		
Lugar	Reservas Probadas (MMcf)	Reservas Probadas + Probables (MMcf)	Lugar	Reservas Probadas (MMcf)	Reservas Probadas + Probables (MMcf)
<b>Pagoreni (Total)</b>	3,450,485	3,875,654	<b>Cashiriari (Total)</b>	9,129,025	10,149,512
<b>Mipayá (Total)</b>	1,091,381	1,260,516	<b>San Martín (Total)</b>	3,468,877	3,822,530
<b>Total</b>	<b>4,541,866</b>	<b>5,136,170</b>	<b>Total</b>	<b>12,597,902</b>	<b>13,972,042</b>

Fuente: DeGOLYER y MacNAUGHTON / Elaboración: PCR

**Clientes**

Durante 2016, el GNL producido por PERU LNG y comercializado por SITME se destinó a nueve destinos (06 destinos en el 2015); principalmente a México (46.5%), España (33.5%), China (6.0%), Corea del Sur (5.2%), y otros destinos de Asia (4%) y Europa (4%).

**Producción:**

El 2016 fue el año en el que se alcanzó el mayor volumen de producción desde el inicio de operaciones, gracias al incremento en la eficiencia de desempeño de la planta y a la expansión de la capacidad del sistema de transporte de gas que opera Transportadora de Gas del Perú (TGP) situándose en 225,350 MMBTU. Asimismo, el número de embarques exportados creció, pasando de 56 a 70, explicado adicionalmente por el retroceso de la producción que se dio en el 2015 por el mantenimiento mayor que se realizó en la planta.

**PRODUCCIÓN MMBTU**

2012	2013	2014	2015	2016
207,845	222,603	214,502	188,055	225,350

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

**Inversiones**

Los gastos realizados en CAPEX para el 2016, se situaron en US\$ 3.8MM y fueron menores a los realizados en el periodo anterior de US\$ 11.7MM. Sin embargo, para el 2017, se tiene planificado realizar inversiones hasta por US\$ 38.4MM, las cuales incluyen los fondos necesarios para culminar el proyecto “Estación de Recepción y Despacho de Gas Natural Licuefactado” o Truck Loading Facility (TLF), el cual consiste en un conjunto de instalaciones de recepción y despacho de GNL a camiones cisternas criogénicas de 60 m3 de capacidad, de acuerdo a sus compromisos con el estado peruano.

**Análisis Financiero**

**Balance General:**

A diciembre 2016, el activo total (AT) se situó en US\$ 2,995.83MM y no presentó variación significativa con respecto al periodo anterior (-0.4%); sin embargo se observó una ligera redistribución de la participación del activo corriente (AC) y del no corriente (ANC), los que pasaron de tener una participación del 12.2% y 87.8% del AT al cierre del 2015, a 15.6% y 84.4% en el 2016 respectivamente.

En detalle se aprecia que el AC, se incrementó en 27.5% (US\$ +100.57MM) impulsado por: i) el avance de Efectivo y equivalente de efectivo en 103.5%, debido principalmente a los aportes de capital por US\$60MM realizados en el periodo y al incremento en el límite de la cláusula *Quarterly Payment (QP)* de la Tercera Adenda al Contrato de Compra-Venta de GNL con SITME en US\$ 50MM adicionales, ii) El incremento de las Cuentas por cobrar comerciales a relacionados (SITME) en 51.1%, dado el crecimiento de los precios relacionados a los marcadores JKM y NBP hacia fines de año y a pesar del retroceso de los iii) Fondos sujetos a restricción en 6.8%; rubro en el que se encuentran las reservas destinadas a pagar los pasivos financieros y con terceros de corto plazo (como bonistas, PCDLP<sup>14</sup> de la deuda financiera, reserva de mantenimiento y pago a TGP). Por el lado del ANC, este se redujo en 5.3%, por un efecto de depreciación de activo fijo, partida más relevante del ANC (83.3% del AT).

En la misma línea, el pasivo total (PT) alcanzó los US\$ 1,624.21MM y presentó un leve retroceso de 2.7%. El pasivo corriente (PC) y no corriente (PNC), pasaron de representar el 14.3% y 85.7% en el 2015 a 18.2% y 81.8%. Este efecto estuvo explicado, por el avance del PC en 24.4%, dado el incremento en Cuentas por pagar comerciales en US\$ 46,58MM debido al aumento en las compras por el mayor volumen vendido en el periodo, y de la cuenta Tributos por pagar en US\$ 15,48MM por impuesto a la renta; sin embargo, la cuenta más representativa de este rubro fue PCDLP (11.1% del PT), la que no tuvo variación significativa en comparación al dato de cierre 2015, debido a que no se esperan pagos más significativos hasta el 2022.

<sup>14</sup> Porción corriente de la deuda de largo plazo

En cuanto al PNC, este disminuyó en 7.2%, principalmente por el efecto de la amortización de los cupones de los bonos y de las cuotas de los préstamos bancarios por US\$ 168.29MM y a pesar del aumento de las cuentas por pagar a relacionadas en US\$ 65.34MM; esta última explicada por el incremento del QP, realizada en abril 2016.

En cuanto al patrimonio, este se situó en US\$ 1,371.62MM y presentó un ligero aumento del 2.5% respecto al periodo anterior (US\$ +33.02MM), explicado por el incremento del capital social dados los dos aportes que realizaron los socios durante el año por un total de US\$ 60.00MM; la disminución de pérdidas por swaps de tasas de interés no realizadas<sup>15</sup> en US\$ 14.54MM y a pesar del avance de las pérdidas acumuladas en US\$ 41.52MM.

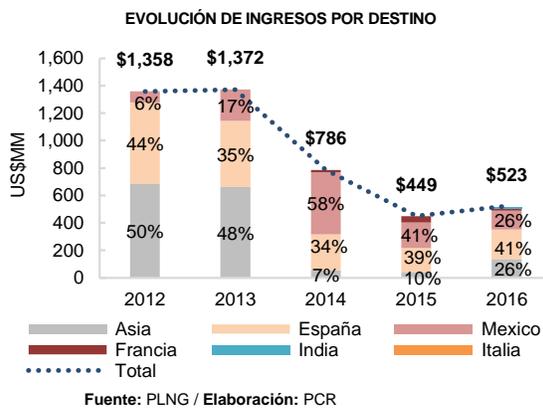
### **Eficiencia Operativa**

Desde el 2014 los ingresos se han visto reducidos de manera significativa debido a que en dicho periodo, por condiciones de contrato, se incrementaron los envíos al CFE en México. Estos envíos están ligados al marcador HH, el más bajo de los marcadores, lo que aunado a la caída de los precios internacionales -que impactaron más en el HH y NBP-, ha venido afectado el desempeño financiero de la empresa.

De esta manera se aprecia que las ventas en el periodo 2016 disminuyeron en 2.9%, situándose en US\$ 500.96MM; sin embargo, en términos de cantidad y de volumen, el número de embarques exportado creció, pasando de 56 a 70 con respecto al ejercicio 2015.

En cuanto al costo de ventas este cerró en US\$ 432.17MM, y fue 6.4% menor que el del periodo anterior, explicado por la reducción del costo del GN adquirido para su transformación (-5.3%), por el decremento de los marcadores HH y NBP y por la reducción de la partida costos indirectos, debido a que en el 2015 dicha cuenta incluía el gasto originado por la parada programada de la planta que se llevó a cabo entre agosto y septiembre de dicho año, efecto que no se presentó en el periodo 2016.

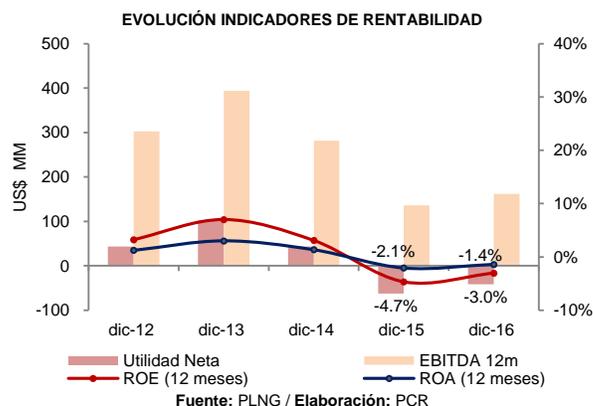
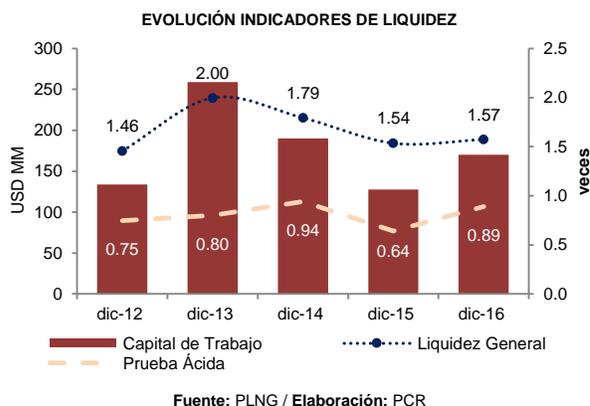
Por el lado de los Gastos Operativos, estos también experimentaron una reducción, la cual fue de 11.8% (US\$ -7.02MM), liderada principalmente por la contracción de los Gastos Administrativos (-19.6%), dado el menor gasto en programas sociales y medioambientales (US\$ -2.23MM) y la disminución de la sub partida Otros Gastos Administrativos (US\$ -5.80MM), la que en el 2015 contenía el pago hecho a la empresa Wood Group, por concluir anticipadamente el contrato de servicio de mantenimiento a PLNG.



### **Rentabilidad**

Debido a la contracción de los precios ya mencionada, los indicadores de rentabilidad, alcanzaron sus mínimos en el 2015. Sin embargo para el 2016, dados los menores costos de ventas y gastos operativos registrados, así como la disminución de los gastos financieros, se observa un mejor performance de dichos indicadores que en el periodo anterior. En detalle se tiene, que la utilidad bruta se situó en US\$ 68.79MM, 27.5% más que en el 2015, asimismo la utilidad operativa fue positiva y se ubicó en US\$ 14.82MM (vs. los US\$ - 7.2MM del 2015), lo que consecuentemente ocasionó que el EBITDA se incrementara en 18.6%, situándose en US\$ 161.66MM. Sin embargo, el resultado neto sigue siendo negativo y llegó a US\$ -41.52MM (2015: US\$ -62.40MM), lo que impactó los indicadores de ROE y ROA que también se mantienen en negativo y se situaron en -3.0% y -1.4% respectivamente (2015: -4.7% y -2.1%).

<sup>15</sup> Instrumentos de cobertura utilizados para mitigar el riesgo de variaciones en el flujo de caja, debido a que el 89.9% de la deuda de largo plazo, se encuentra pactada a tasas variables.



### Liquidez y Flujo de Efectivo

Los indicadores de liquidez se mantuvieron en niveles suficientes para atender sus obligaciones de corto plazo, en detalle la liquidez básica y ácida, se ubicaron en 1.57v y 0.89v respectivamente y tuvieron una ligera mejora respecto al 2015: 1.54v y 0.64v. En la misma línea, gracias al avance de la cuenta efectivo y equivalentes ya explicado, el capital de trabajo se incrementó en 33.2% y se mantuvo positivo ubicándose en US\$ 170.03MM. Debido a ello, la empresa no ha utilizado las líneas de crédito que mantiene aprobadas para capital de trabajo por US\$ 37.5MM con el Banco de Crédito del Perú (BCP), las que forman parte del paquete de financiamiento incluido en el “*Common Terms Agreement*”, por tanto, están sujetas a las condiciones y características en las que fueron emitidas las obligaciones de largo plazo. Actualmente dichas líneas están vigentes hasta Junio de 2018.

Por otra parte, el ciclo de conversión de efectivo fue de -32 días y se debió a un promedio de cobro a clientes de 29 días y un promedio de pago a proveedores de 75 días (2015: 19 y 33 días), mientras que los días de inventario en stock fueron de 13 días (2015: 11 días), reflejando una mejora en la gestión de activos y pasivos, como parte del proceso de conversión de efectivo liderada por el incremento del promedio de pago a proveedores, que como se mencionó líneas arriba, obedeció al avance de las compras realizadas en el periodo dado el mayor volumen comercializado.

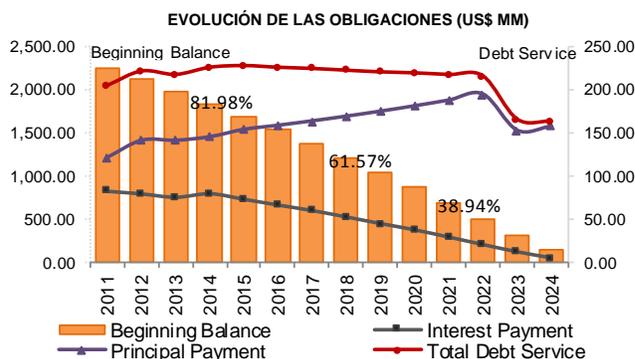
Asimismo, a nivel de flujo de efectivo, se observó una mejora con un resultado de fin de ejercicio por US\$ 206.16MM, el que fue mayor en US\$ 104.86MM respecto al de diciembre 2015. Este resultado estuvo impulsado por i) el mejor resultado de actividades de operación (US\$ +73.06MM), dados los menores pagos a proveedores registrados en el periodo (US\$ -107.59MM) y a pesar de los menores flujos registrados por cuentas por cobrar comerciales (US\$ -56.80MM); ii) menores salidas en actividades de inversión (US\$ -11.92MM), iii) así como los ingresos registrados por actividades de financiamiento (US\$ +69.88MM), dado el incremento de capital social (US\$ 60.00MM) y otros activos financieros (US\$ +11.13MM), manteniéndose sin mayor variación las salidas registradas por pago de los pasivos financieros de largo plazo (US\$ +4.76MM), obteniéndose un aumento de efectivo y equivalente de efectivo neto por US\$ 104.86MM (2015: US\$ -50.47MM).

### Solvencia/ Cobertura

El pasivo total se ubicó en US\$ 1,624.21MM, y desde que la empresa inició operaciones en el 2010, se ha reducido en 55%. Este efecto se dio por la capitalización de la deuda subordinada con sus accionistas realizada en diciembre 2012 por US\$ 1,251.34MM y por las amortizaciones de la deuda financiera que se utilizó como parte del financiamiento para la construcción de la infraestructura actual. Esta deuda representa el 86.0% del pasivo y a diciembre 2016 se situó en US\$ 1,397.59 MM, siendo los acreedores de la misma, Organismos Multilaterales y bilaterales (deuda senior) y bonistas que ingresaron en el año 2008 y 2009 respectivamente.

La deuda senior se pactó por US\$ 2,050.00MM a 14 años con amortizaciones semestrales en mayo y noviembre de cada año, con diferentes desembolsos entre el 2008 y 2010. A diciembre 2016, dicha deuda cerró en US\$ 1,257.22MM (-38.7%). Mientras que los bonos se emitieron en el 2009 por US\$ 200.00 MM, en cuatro series simultáneas de las cuales quedan vigentes la 3ra y 4ta con un plazo de 15 años desde su emisión. El saldo total de los bonos al cierre del 2016 fue de US\$ 128.00MM (-36.0%).

Debido a esta reducción constante de la deuda financiera, los indicadores de apalancamiento presentan una tendencia decreciente, ubicándose en 1.18v para el 2016 (2015: 1.25v). Sin embargo, los indicadores de cobertura de deuda, vienen siendo afectados por la reducción paulatina del EBITDA desde el 2014 y dada la coyuntura de precios bajos y la concentración de las ventas en destinos HH, que como se mencionó anteriormente, es el marcador más bajo en nivel de precios. Dada esta situación, el ratio de cobertura de servicio de deuda, se ha ubicado por debajo de la unidad desde el 2015 (0.53v), presentando una ligera mejora para el 2016, situándose en 0.64v. En la misma línea, la razón de Deuda financiera a EBITDA, pasó de 11.5v a 8.65v.



**ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO A DICIEMBRE 2016 (US\$ MM)**

Entidades	2008	%	2016	%
IDB A-Loan	400	10.4%	272.17	9.6%
IDB B-Loan	400	10.4%	238.06	8.4%
IFC	300	7.8%	204.13	7.2%
Local Bond I	200	5.2%	128.00	4.5%
K-Exim Direct	165	4.3%	94.29	3.3%
K-Exim Guaranteed	135	3.5%	77.14	2.7%
US Exim	400	10.4%	228.57	8.0%
SACE	250	6.5%	142.86	5.0%
Equity	1,582.56	41.3%	1,461.44	51.3%
<b>Total</b>	<b>3,832.56</b>	<b>100.00%</b>	<b>2,846.66</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

Cabe señalar que, a pesar de los niveles inferiores a 1.00 veces del ratio de cobertura, la empresa mantiene reservas en el activo corriente, destinadas al pago del servicio de la deuda, las que a diciembre 2016 se situaron en US\$ 175.45MM. Asimismo, se debe considerar que a la generación de caja del 2016 se le suma el QP por US\$ 110.00MM de SITME, y los nuevos aportes de capital social por un total de US\$ 60.00MM; lo que demuestra el respaldo de los socios, que se anticipan a cubrir potenciales déficits de efectivo.

A continuación, se detalla la composición de las reservas acumuladas a diciembre 2016, las que de acuerdo a los requerimientos del Common Terms Agreement (CTA) se dividen en dos grupos:

**Fijo:**

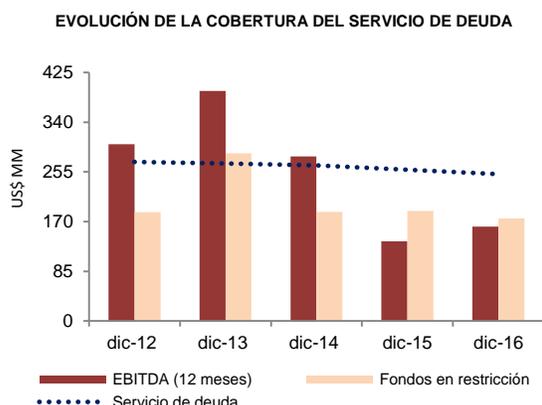
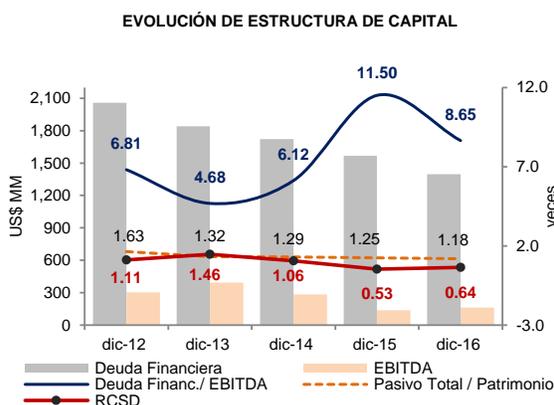
- Debt Service Reserve Account (DSRA): Cubre un pago semestral de la Deuda Senior y SWAPs. A diciembre 2016, totalizó US\$ 110.02 MM.
- TGP Reserve Account: Cubre 2 meses de pago y a diciembre 2016 totalizó US\$ 14.30 MM.
- Major Maintenance Reserve Account: Cubre montos anuales del Mantenimiento Mayor. A diciembre 2016, totalizó un monto de US\$ 13.20 MM.

**Variable:**

- Offshore Debt Service Accrual Accounts (DSAA): Debe ser cubierta durante un semestre para cumplir el siguiente pago semestral (mayo o noviembre) de Deuda Senior. El saldo a diciembre 2016 fue de US\$ 21.43 MM.
- Onshore Debt Service Accrual: utilizada para el pago de SWAPs y a diciembre 2016 el saldo fue US\$ 16.50 MM.
- Distribution account: Se cubre cada vez que la compañía cuenta con efectivo suficiente para realizar una Distribución a los socios, después de cumplir con los requerimientos financieros para el "Debt Service Coverage Ratio (DSCR)". El saldo a diciembre 2016 es de US\$ 0.00.

Asimismo, al cierre 2016, PLNG mantiene deuda indirecta en contingentes por US\$ 142.69 M otorgada por el BCP. Este monto es marginal para el cálculo de los ratios de cobertura.

Estos recursos permiten financiar en su totalidad el activo fijo, principal componente del balance de PERU LNG, el que presentó una eficiencia de 92.07% a diciembre 2016, la más alta desde que iniciaron operaciones.



Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

## Instrumento Clasificado

### Primer Programa de Bonos Corporativos PERU LNG

En noviembre 2009 a través de oferta pública en el mercado local, PLNG emitió bonos por un valor nominal total de US\$ 200.00MM bajo su "Primer Programa de Bonos Corporativos". Dichos bonos son nominativos, indivisibles, de libre negociación y se cotizan en la Bolsa de Valores de Lima. Los fondos captados, fueron utilizados como parte del financiamiento de los costos de construcción del proyecto. Al cierre del 2016, la compañía ha cumplido con el pago de las amortizaciones del principal y e intereses de acuerdo a los cronogramas pactados.

#### PRINCIPALES TÉRMINOS Y CONDICIONES DE CADA EMISIÓN

Características	Tercera Emisión	Cuarta Emisión
Serie	A	A
Monto inscrito	US\$ 160.000 MM	US\$ 160.000 MM
Monto colocado	US\$ 135.325 MM	US\$ 24.675 MM
Saldo en circulación al 31.12.16	US\$ 108.260 MM	US\$ 19.740 MM
Tasa de interés	3.65625% + Libor 6M	7.15625%
Fecha de Emisión	20-nov-09	20-nov-09
Periodo de Gracia	5 años	5 años
Fecha de Redención	15-nov-24	15-nov-24
Plazo	15 años	15 años
Cupón	Semestral	Semestral
Periodo de Pago de Intereses	Durante toda la emisión.	Durante toda la emisión.
Opción de Rescate	No existe. Sin embargo, el Emisor podrá rescatar las Obligaciones en los casos establecidos en los numerales 1, 2, 3 y 4 del artículo 330 de la Ley General, y siempre que cumpla con lo previsto en el artículo 89 de la Ley.	

### Garantías

- i. Hipoteca de la unidad de producción, constituida sobre la planta, el ducto, las instalaciones portuarias y todos los activos que permiten operarlas en conjunto como una sola unidad de producción. En caso de ejecutarse la hipoteca todos estos activos pueden ser transferidos en bloque a terceros que puedan continuar el Proyecto.
- ii. Garantía mobiliaria sobre los activos de la unidad de producción.
- iii. Garantía mobiliaria sobre inventarios, constituida sobre el gas natural y existencias de LNG.
- iv. Garantía mobiliaria sobre el ducto: Aunque sobre el ducto también está constituida la hipoteca sobre unidad de producción descrita anteriormente, se ha constituido esta garantía mobiliaria por separado con el fin de que los acreedores puedan, en una supuesta ejecución, transferir separadamente el ducto.
- v. Cesión condicionada de derechos y "Direct Agreements" respecto a los principales contratos del proyecto, con el propósito de que quien adquiera el Proyecto mediante la ejecución de las garantías, pueda tener los derechos contractuales para la culminación y operación del proyecto.
- vi. Garantía mobiliaria sobre saldos en cuenta, constituida sobre los saldos disponibles en casi todas las cuentas del proyecto, permitiendo a los acreedores hacerse cobro de sus acreencias mediante la ejecución de los saldos en cuenta o alternativamente usarlos para financiar los avances pendientes del Proyecto.
- vii. Garantía mobiliaria sobre las participaciones de PERU LNG y garantía mobiliaria bajo ley extranjera sobre el interés accionario de los *Sponsors* en los accionistas de PERU LNG. Asimismo, se ha otorgado garantía mobiliaria conforme a las leyes aplicables, sobre las acciones de los Socios de PERU LNG. Este tipo de garantía otorga a los acreedores la posibilidad de traspasar de manera rápida y eficiente el proyecto a cualquier tercero interesado en continuarlo, ya sea mediante la transferencia de participaciones sociales o la transferencia de las acciones representativas del capital social de sus accionistas. De este modo, esta garantía ayuda a superar cualquier obstáculo que pudiera presentarse al momento de ejecutar las garantías sobre los activos del deudor, reduciendo además el proceso de obtención o traspaso de los permisos y licencias asociados a la ejecución del Proyecto.

### Proyecciones Financieras

Las proyecciones de la empresa consideran como cantidad un monto ligeramente por encima a lo fijado en el contrato de compra-venta con SITME (220 MMBTU) y se toman como referencia los marcadores de los países de destino, teniendo mayor dependencia en la evolución del HH (45% de los destinos en el 2016 fueron a HH).

De acuerdo a la U.S. Energy Information Administration (EIA), la tendencia decreciente de precios que se marcó desde finales del 2014, se ha mantenido, el HH se situó en US\$ 2.52 /MMBTU en promedio durante el 2016, es decir -4.4% que el 2015, periodo en el que también se contrajo en -40.1% y se ubicó en US\$ 2.63 /MMBTU. Asimismo, el EIA estima que el valor promedio del marcador HH para el 2017 se ubicaría alrededor de los US\$ 3.27 /MMBTU esperando una leve recuperación, aunque aún por debajo de los valores históricos.

Basándose en ello las proyecciones de la empresa, muestran una recuperación leve de la rentabilidad y de los indicadores de cobertura de deuda, proyectándose que al cierre de año el DSCR se ubicaría ligeramente por encima de 1.0v.

## Anexo

PERU LNG S.R.L					
Estado de Situación Financiera (USD MM)	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16
Activo Corriente	426.113	519.337	429.788	365.830	466.401
Activo prueba ácida	218.21	207.88	225.63	152.68	263.51
Activo No Corriente	3,089.37	2,875.10	2,760.59	2,641.73	2,529.42
Activo Total	3,515.49	3,394.44	3,190.38	3,007.56	2,995.83
Pasivo Corriente	292.446	260.175	239.629	238.169	296.367
Pasivo No Corriente	1,884.53	1,672.64	1,557.47	1,430.79	1,327.84
Pasivo Total	2,176.97	1,932.81	1,797.10	1,668.96	1,624.21
Deuda Financiera	2,059.60	1,841.00	1,722.32	1,567.51	1,397.59
Porción ctte de Préstamos de Largo Plazo	175.07	178.18	183.21	181.38	179.75
Deudas a Largo Plazo	1,884.53	1,662.82	1,539.11	1,386.13	1,217.84
Capital Social	1,541.44	1,501.44	1,401.44	1,401.44	1,461.44
Patrimonio	1,338.52	1,461.63	1,393.28	1,338.60	1,371.62
Estado de Ganancias y Pérdidas (USD MM)					
Ingresos Operacionales	1,333.34	1,350.38	788.87	515.86	500.96
Costos Operacionales	1,110.91	1,037.51	561.54	461.92	432.17
Utilidad Bruta	222.42	312.88	227.32	53.93	68.79
Gasto de Ventas	22.60	24.02	55.32	25.39	25.22
Gastos de Administración	36.70	36.21	32.31	35.82	28.80
Resultado de Operación	163.43	252.71	139.79	-7.24	14.82
Otros Ingresos y Egresos	-95.29	-91.65	-83.13	-77.25	-71.45
Ingresos Financieros	0.81	1.28	0.52	0.36	1.59
Gastos Financieros	96.77	91.38	83.21	77.33	71.58
Utilidad Neta	43.41	102.63	43.18	-62.40	-41.52
EBITDA y Cobertura					
Total Ingresos 12m	1,333.34	1,350.38	788.87	515.86	500.96
EBIT 12m	163.43	252.71	139.79	-7.24	14.82
Depreciación y Amortización 12m	139.06	140.79	141.66	143.51	146.84
EBITDA 12m	302.49	393.50	281.45	136.27	161.66
Gasto financiero (12 meses)	96.77	91.38	83.21	77.33	71.58
Utilidad Neta 12m	43.41	102.63	43.18	-62.40	-41.52
EBIT/Gastos Financieros 12m	1.69	2.77	1.68	-0.09	0.21
EBITDA/Gastos Financieros 12m	3.13	4.31	3.38	1.76	2.26
Deuda Financiera / EBITDA 12m	6.81	4.68	6.12	11.50	8.65
Liquidez (Veces)					
Liquidez General	1.46	2.00	1.79	1.54	1.57
Prueba Ácida	0.75	0.80	0.94	0.64	0.89
Capital de Trabajo	133.67	259.16	190.16	127.66	170.03
Días Inventario en Stock	6	7	11	11	13
Días Promedio de Cobro	28	17	25	19	29
Ciclo Operativo	34	24	37	30	42
Días de Pago a Proveedores	36	26	32	33	75
Ciclo de Conversión de Efectivo	-1	-2	5	-4	-32
Solvencia (Veces)					
Deuda Financiera / EBITDA 12m	6.81	4.68	6.12	11.50	8.65
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.95	0.95	0.96	0.94	0.86
Deuda Financiera neta / Patrimonio	1.44	1.26	1.12	1.17	0.87
Pasivo Total / EBITDA 12m	7.20	4.91	6.39	12.25	10.05
Pasivo Total / Patrimonio	1.63	1.32	1.29	1.25	1.18
Pasivo Total / Capital Social	1.41	1.29	1.28	1.19	1.11
Cuenta de Reserva	186.09	286.94	186.59	188.33	175.45
Servicio de Deuda	271.84	269.55	266.42	258.72	251.32
EBITDA / (Gast F. + Deuda F CP) - 12m	1.11	1.46	1.06	0.53	0.64
Deuda CP / Deuda LP	0.09	0.11	0.12	0.13	0.15
Covenant Bonos: DF/Capital+DF <=60%	57.2%	55.1%	55.1%	52.8%	48.9%
Rentabilidad (%)					
ROE (12 meses)	3.2%	7.0%	3.1%	-4.7%	-3.0%
ROA (12 meses)	1.2%	3.0%	1.4%	-2.1%	-1.4%
Margen bruto	16.7%	23.2%	28.8%	10.5%	13.7%
Margen operativo	12.3%	18.7%	17.7%	(1.4%)	3.0%
Margen neto	3.3%	7.6%	5.5%	(12.1%)	(8.3%)
Márgen EBITDA	22.7%	29.1%	35.7%	26.4%	32.3%

Fuente: PLNG / Elaboración: PCR