

TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A.

Informe con EEFF¹ de 31 de diciembre de 2017	Fecha de comité: 31 de mayo de 2018
Periodicidad de actualización: Trimestral	Sector Hidrocarburos, Perú
Equipo de Análisis	
Jorge Sánchez jsanchez@ratingspcr.com	Daicy Peña O. dpena@ratingspcr.com (511) 208.2530

HISTORIAL DE CLASIFICACIONES								
Fecha de información	mar-16	jun-16	sep-16	dic-16	mar-17	jun-17	sep-17	dic-17
Fecha de comité	17/08/2016	24/11/2016	25/01/2017	16/05/2017	26/07/2017	25/10/2017	29/12/2017	31/05/2018
Bonos Corporativos	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA
Perspectivas	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable

Significado de la clasificación

PEAAA: Emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

La categoría de las emisiones de mediano y largo plazo y de acciones preferentes podrán ser complementadas si correspondiese, mediante los signos (+/-) para mejorar o desmejorar, respectivamente la clasificación alcanzada entre las categorías PEAA y PE B, inclusive.

La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales; sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. La clasificación otorgada o emitida por PCR constituyen una evaluación sobre el riesgo involucrado y una opinión sobre la calidad crediticia, y la misma no implica recomendación para comprar, vender o mantener un valor; ni una garantía de pago del mismo; ni estabilidad de su precio 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-pais.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 PEAAA a las emisiones del Primer Programa de Bonos Corporativos de TgP S.A. La decisión se sustenta en la estabilidad de los ingresos producto de los contratos en firme con la mayoría de sus clientes, dichos contratos establecen volúmenes y precios fijos. Asimismo, el control de los márgenes permite mantener indicadores de cobertura de servicio de deuda holgados. Adicionalmente, la empresa cuenta con elevados estándares gestión de riesgo y medio ambientales.

Perspectiva

Estable.

Resumen Ejecutivo

- **Sólida cartera de clientes que soporta el crecimiento de los ingresos.** TgP cuenta con una cartera de clientes conformada por empresas de generación eléctrica, industriales y distribuidoras, con las que mantiene dos tipos de contrato de transporte²: interrumpibles y firmes (también llamados *ship or pay*), los últimos aseguran un flujo de ingresos estable y una caja previsible para la Compañía.
- **Niveles holgados de cobertura.** El incremento de los ingresos y el control de los márgenes ha permitido mantener niveles de cobertura adecuados. El EBITDA generado permite la cobertura del servicio de deuda anual, siendo el RCSD de 6.2 veces.
- **Respaldo subyacente del Estado.** Debido a que transporta más del 90% de la producción fiscalizada de Gas Natural y Líquido de Gas Natural, proveniente del yacimiento de Camisea; y que sus principales clientes son las generadoras eléctricas con Gas Natural, el sistema de transporte de TgP es considerado un activo valioso para la economía del Perú, por lo que recibe el respaldo implícito del Estado Peruano.
- **Perspectiva positiva en crecimiento del volumen transportado.** Luego de la culminación de los proyectos de expansión para incrementar la capacidad de transporte de la Compañía, se espera un crecimiento sostenido del volumen transportado el cual aunado a las expectativas de expansión del consumo de GN en las distintas industrias que atiende (sobre todo de las generadoras eléctricas) y del consumo familiar³.
- **Certificación periódica a su Sistema de Gestión Integrada (SGI).** La Compañía cuenta con la certificación de su Sistema de Gestión Integrada (SGI) en las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 para todos sus procesos, lo que la convierte en la primera compañía de transporte de gas en el Perú que ha alcanzado estándares internacionales en cuanto a gestión de calidad, medio ambiente y seguridad.

¹ Auditados

² No mantiene necesariamente ambos tipos de contratos con cada cliente.

³ Según el informe “Gas Natural en el Perú: Balance Sectorial y Perspectivas para el Bicentenario”, se indica que para el 2021 se espera que el 12.7% de la población peruana reciba los beneficios del gas natural (GN).

Metodología utilizada

La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación rigurosa de la metodología vigente para calificación de riesgo de instrumentos de deuda de corto, mediano y largo plazo, acciones preferentes y emisores, cuya aprobación se realizó en sesión N°001 del Comité de Metodologías con fecha 09 de enero 2017.

Información utilizada para la clasificación

Información financiera: Estados Financieros auditados de los periodos 2013- 2017.

Limitaciones y limitaciones potenciales

- **Limitaciones encontradas:** No se encontró limitaciones respecto a la información presentada por la empresa.
- **Limitaciones potenciales:** Operación Comercial: Posibles fallas en la operación del Proyecto Upstream podrían afectar los negocios de TgP. Sin embargo, los riesgos de operación se encuentran minimizados por los contratos BOOT, los cuales otorgan a TgP el derecho a declarar un evento de Fuerza Mayor en el caso que: (i) el Proyecto Upstream no cumpla con suministrar gas y líquidos dentro del plazo dispuesto por los contratos BOOT; o (ii) se produzca un evento de Fuerza Mayor conforme lo dispuesto en los contratos de licencia respectivos. Asimismo, se destaca se destaca la amplia y reconocida experiencia del operador estratégico, Pluspetrol, quien cuenta con más de 35 años de experiencia en explotación de reservas de gas natural en Argentina, Perú y Bolivia.

Desarrollos Recientes

- El 27 de abril de 2018 se aprobó la distribución de dividendos por US\$ 100.2 MM del ejercicio 2017.
- El 3 de febrero de 2018 se produjo un incidente en el ducto de gas natural por lo que se interrumpió el transporte de líquidos de gas natural. La empresa activó de inmediato su Plan de Contingencia cuyas actividades fueron supervisadas por las autoridades competentes: OSINERGMIN, OEFA y ALA. Se llevaron a cabo diálogos con las comunidades del Bajo Urubamba en donde se acordaron realizar proyectos de desarrollo social. El 15 de febrero se reinició el transporte de líquidos de gas natural.
- El 13 de diciembre del 2017, en Junta Universal se aprobó la distribución de dividendos en efectivo a cuenta del ejercicio 2017 a prorrata de la participación de cada uno de los accionistas en el capital social hasta por la suma de USD 107,244,680.56 con cargo a los resultados del ejercicio 2017.
- El 27 de junio de 2017, en Junta Universal se aprobó la distribución de dividendos en efectivo con cargo a resultados acumulados del ejercicio 2016 por un monto de USD 84.22 MM.
- El 11 de abril de 2017, en Junta Universal se aprobó una modificación y aclaración del contrato BOOT⁴ de Concesión de Transporte de Gas Natural por ductos de Camisea al City Gate, para lo cual se delegaron los poderes para su firma.
- El 28 de marzo de 2017, en Junta Universal se aprobó la distribución de dividendos a prorrata de la participación de cada uno de los accionistas en el capital social hasta por la suma de USD 100 MM con cargo a los resultados acumulados.
- El 15 de marzo de 2017, en Junta de Accionistas Obligatoria Anual se ratificó los directores por una vigencia de 3 años (fecha fin: marzo 2019), así como la elección del Presidente y Vicepresidente por el periodo de 1 año.
- El 15 de diciembre de 2016, se informó la modificación en la participación de Tecgas Camisea a 20.64%, Enagas a 28.95% sumándose además la incorporación de participación de Pisco Four Holdings Inc. (8.07%) y la exclusión de International Power S.A. de la composición accionaria. Concretándose de este modo, la venta del total de acciones de International Power a Enagas y a Carmen Corporation por medio de su subsidiaria Pisco Four Holding.

Análisis Sectorial

Al cierre de 2017 la actividad económica registró un crecimiento de 2.5%, siendo este un nivel de expansión por debajo de lo esperado a inicios de 2017 (3.9%). Para 2018 se estima un mayor dinamismo de la economía, de la mano de un escenario externo favorable (incremento del precio de los metales) y la ausencia de factores climáticos adversos; así de acuerdo con el último Reporte de Inflación del Banco Central, la economía crecería 4.0%. De otro lado, las economías avanzadas alcanzarían un crecimiento de 2.3% en 2018 y 2.0% en 2019.

Durante el segundo semestre 2017, el PBI de Perú creció 2.5% registrando una tasa inferior al 3.9% obtenido en similar periodo de 2016. Pese a ello, un punto a resaltar del segundo semestre fue el favorable desempeño de la inversión, tanto privada (+4.8%), como pública (+6.6%), abandonando de esta manera el terreno negativo que afectó a la economía en la primera mitad del año, cuando factores como los efectos de El Niño Costero y el ruido político ocasionaron un derrumbe en las expectativas empresariales en el primer semestre, las cuales cayeron casi medio punto del PBI^[1]. De otro lado, también se observaron crecimientos en el consumo privado, y el sector externo (importaciones y exportaciones).

A nivel sectorial, en 2017 destacó la expansión del sector servicios (+3.4%), que por su importante peso dentro del PBI (45.4% del total), explicó gran parte del crecimiento. El sector minero tuvo una expansión moderada (3.2%), luego que en 2016 la producción de Las Bambas y Cerro Verde alcanzaran su nivel óptimo de producción, lo que generó que en dicho año el sector creciera 16.3%. El sector construcción se recuperó de dos años de contracción, creciendo 2.2% producto de la ejecución de obras en el sector minero, la construcción de proyectos inmobiliarios, y el aumento de las obras de infraestructura de los gobiernos locales, especialmente en el segundo semestre. Cabe destacar que este avance se produjo a pesar de la ruptura

⁴ Se acordó modificar el numeral 1) del Anexo N°13 del Contrato BOOT. Con el objeto de señalar, que en caso la serie del Índice PPI aplicable para la actualización de las Tarifas Reguladas por Red Principal y del Ingreso Anual de la Derivación Principal Ayacucho conforme al Contrato, sea sustituido por otro, será de aplicación el nuevo índice PPI o Serie ID que disponga el BLS.

parcial de la cadena de pagos de las empresas constructoras como consecuencia de las medidas tomadas por el gobierno para asegurar futuras reparaciones civiles hacia el Estado.

A principios de 2017, la costa norte del país sufrió los efectos del Niño Costero, causando inundaciones y destrucción de viviendas e infraestructura vial, el fenómeno se fue disipando y concluyó el segundo trimestre del año. El Niño Costero afectó principalmente a la actividad agrícola del norte del país, y a los sectores comercio y servicio a nivel general.

La tasa de inflación cerró el año en 1.4%, ubicándose dentro del rango meta del BCRP (entre 1% y 3%), ello debido a que se dispararon los efectos inflacionarios producto de El Niño Costero, mientras que por otra parte no se registraron presiones inflacionarias por el lado de la demanda y de la inflación importada.

PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS

INDICADORES	ANUAL						PROYECCIÓN ANUAL*	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
PBI (var. %)	6.0%	5.8%	2.4%	3.3%	3.9%	2.5%	4.0%	4.0%
PBI Electricidad & Agua (var. % real)	5.8%	5.5%	4.9%	5.9%	7.3%	1.1%	2.5%	3.5%
PBI Minería e Hidrocarb. (var. % real)	2.2%	4.9%	-0.9%	9.5%	16.3%	3.2%	2.0%	3.5%
PBI Construcción (var. % real)	15.1%	8.9%	1.9%	-5.8%	-3.1%	2.2%	8.5%	8.0%
Inflación (var. % IPC)	0.2%	2.9%	3.2%	4.4%	3.2%	1.36%	2.2%	2.5%
Tipo de cambio promedio (S/ por USD)	2.64	2.70	2.84	3.19	3.38	3.26	3.35	3.40

* BCRP Reporte de Inflación marzo 2018 y Encuesta de Expectativas Macroeconómicas

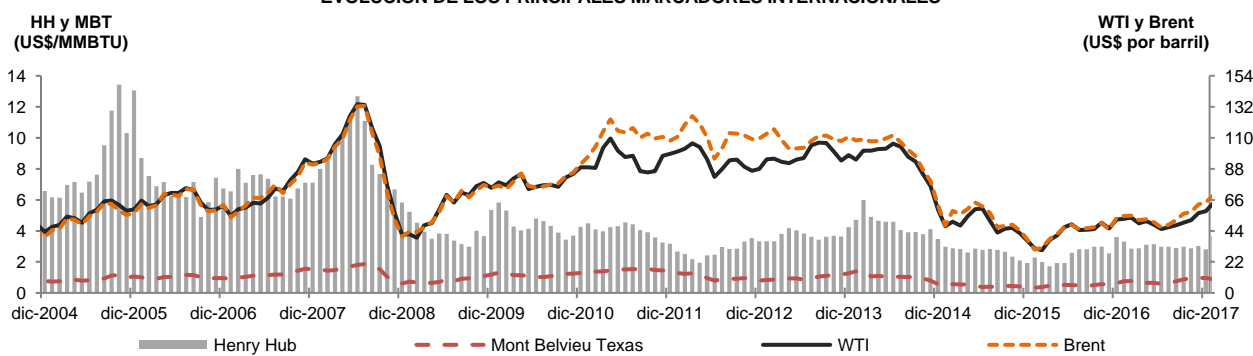
Fuente: BCRP, INEI / Elaboración: PCR

Precios y márgenes internacionales

En 2017 el precio del crudo se recuperó en el segundo semestre, luego de un éxito parcial de las restricciones a la producción impulsada por la OPEP, de esta manera el petróleo WTI se elevó 17.2% (US\$ 50/b) y el Brent lo hizo en 23.8% (US\$54/b), elevando el *spread* entre ambos marcadores. Cabe recordar que el precio del Brent refleja en mayor medida el precio internacional del petróleo, por lo que la reciente incertidumbre geopolítica en Medio Oriente explicaría el incremento del *spread*. Según las proyecciones del EIA (*U.S. Energy Information Administration*), el precio del petróleo crudo Brent se mantendría al alza, situándose en el verano del hemisferio norte (Abril – Setiembre) en US\$ 63/b, un incremento de US\$ 12/b en relación a similar periodo del año anterior, mientras que el precio del crudo WTI se situaría en USD 60/b. Sin embargo, existe una significativa incertidumbre en la proyección, debido a que los actuales valores de los contratos de opciones sugieren con una probabilidad de 20% que el precio del WTI superaría los US\$ 70/b.

Asimismo, se presenta una alta incertidumbre sobre la evolución de la producción del petróleo de esquisto (*shale oil*) en Estados Unidos, la cual complica la intención de la OPEP de impulsar el valor del petróleo, por lo que el respeto de las cuotas será la clave para lograr el efecto esperado. Es de mencionar que el cumplimiento de la OPEP con el acuerdo cayó en junio 2017 a su nivel mas bajo en 6 meses (78%) frente al 95% del mes de mayo, después que varios miembros bombearán mayor crudo a lo permitido entre las cuales estan la naciones de Argelia, Ecuador, Gabón, Irak, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela quienes contrarrestaron el cumplimiento estricto de Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y Angola.

EVOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES MARCADORES INTERNACIONALES



Fuente: EIA / Elaboración PCR

El precio promedio del marcador Henry Hub (HH) ascendió a 3.1 USD/MMBTU en 2017, lo que representó un aumento de 18.8% respecto a 2016 (2.61 USD/MMBTU). El precio de HH está altamente influenciado por la expectativa de la demanda de gas como fuente de energía para la calefacción y generación de energía eléctrica. En EE. UU. se espera el ingreso de nuevas plantas de generación eléctrica de gas natural para el presente año, así como el cierre de plantas generación a base de carbón, esta modificación de la matriz energética sería el principal factor que explicaría el incremento del precio del gas.

Gas Natural

En Perú existen nueve empresas en fase de extracción de Gas Natural (GN), siendo únicamente la producción del yacimiento de Camisea, la que se comercializa a nivel residencial, comercial e industrial a gran escala. El remanente de empresas que vende el GN a menor escala, lo destinan a empresas industriales, con las que mantiene contratos, o a empresas de generación eléctrica de terceros como en el caso de Petrotech (Savia) y Aguaytía Energy.

La producción acumulada de GN en 2017⁵ presentó una disminución de 7.7% respecto a 2016 dada la menor extracción de Pluspetrol Lote 88 y Lote 56, lo cual mitigo la mayor producción de Repsol Lote 57. Cabe mencionar, que los Lotes 88 y 56 operado por Pluspetrol Perú representaron el 50.9% y 33.2% de la producción nacional, respectivamente. La producción promedio de Líquidos de Gas Natural (LGN) disminuyó en 4.2% en 2017 por la menor producción en todos los lotes, especialmente en el Lote 56 y Lote 88. Es de mencionar que en marzo 2014 Repsol Exploración Perú inició la extracción comercial del GN y LGN en el Lote 57; yacimiento ubicado en la selva sur entre las provincias de Echarati, Cusco y Satipo – Junín. El GN proveniente de este lote beneficiaría al Lote 56 en el largo plazo, al alargar su vida útil.

Reservas de Hidrocarburos

El Perú posee tres zonas que concentran las reservas de petróleo, estas son el Zócalo Norte, el Noroeste peruano (Costa Norte) y la Selva peruana. La última ubicación, y en especial la selva norte poseen una posición predominante con el mayor nivel de reservas del país. Los lotes dentro de esta zona son el Lote 8, Lote 192, Lote 102, Lote 67 y Lote 95. Las reservas probadas de petróleo estimadas para al año 2016 se ubicaron en 435 MMBLS, cayendo 8.1% respecto a 2015. Ello fue producto de la reducción de precio del petróleo, mayores costos de operación y a la paralización parcial del oleoducto nor-peruano.

Las reservas probadas de GN en el país reportadas por el Ministerio de Energía y Minas en su libro de recursos⁶ ascendieron a 16 TFC⁷ al 2016, las cuales tuvieron un crecimiento de 14.24% respecto al 2015⁸ (14.1 TFC) debido a la declaración comercial de las reservas del Lote 58⁹, en el cual se descubrió potencial de GN en estructuras ya existentes, además del descubrimiento de un nuevo yacimiento, así como a la re-categorización de reservas debido a la implementación del plan de desarrollo del campo Sagari-Lote 57 y a la reestimación de volúmenes en base al ajuste de los modelos Pagoreni-Lote 56 y Cashiriari-Lote 88. Del monto indicado, 84.5% aproximadamente se concentran en los Lotes 56 y 88 (Selva) operados por Pluspetrol Peru Corporation.

De forma similar las reservas probadas de LGN se localizan principalmente en la selva y ascendieron a 789.7 MMSTB¹⁰ al 2016¹¹, y presentaron un crecimiento de 10.6% explicada por la producción, la re-categorización a reservas probadas en el Lote 58, re-categorización de reservas posibles hacia probadas correspondientes al Lote 57 debido al plan de desarrollo campo Sagari y reestimación de los Lotes 56 y 88 operados por Pluspetrol Perú que poseen la mayor participación en reservas probadas, la cual es de 19.22% y 67.03%, respectivamente.

Aspectos Fundamentales

Reseña

El 20 de octubre de 2000 se adjudicó la concesión del transporte de GN y LGN para Lima y Callao al consorcio conformado por Tecgas N.V. (Tecgas), Hunt Oil Company of Perú L.L.C. (Hunt), Pluspetrol Resources Corporation (Pluspetrol), SK Corporation, L'Entreprise National Sonatrach (Sonatrach) y Graña y Montero S.A.A. (G&M), empresas que constituyeron luego Transportadora de Gas del Perú S.A. (TgP), que fue designada como Sociedad Concesionaria de acuerdo a lo estipulado por las bases del concurso público y los Contratos BOOT¹². Así, TgP nace el 02 de noviembre de 2000, teniendo como objeto social el transporte por ductos de gas natural (GN) y líquidos de gas natural (LGN); distribución de GN por red de ductos; diseño, suministro de los bienes y servicios para la construcción, operación, mantenimiento y reparación de la red de tales ductos; construcción de otras obras e instalaciones necesarias para la prestación de servicios públicos de transporte por ductos de GN y LGN; y cualquier actividad relacionada, sea por concesión pública o privada.

Proyecto Camisea

Camisea es un proyecto energético que se desarrolló en tres etapas: (i) la explotación de los yacimientos de GN de Camisea cuya licencia fue adjudicada al consorcio liderado por Pluspetrol, y en el que participan Hunt Oil, SK Corporation (SKC) y Tecpetrol; (ii) la construcción, propiedad y operación de dos ductos, uno para el transporte de GN y otro para LGN, cuya licencia fue adjudicada al grupo conformado por Tecgas, Hunt Oil, Pluspetrol, SK Corporation (SKC), Sonatrach, Suez - Tractebel¹³ (quien ingresó como accionista de TgP en el año 2002) y G&M. Estas compañías luego constituyeron TgP con el fin de desarrollar el Sistema de Transporte; y, (iii) la construcción, propiedad y operación de una red de distribución para GN en Lima y Callao, la cual estuvo a cargo de Suez - Tractebel quien desarrolló el proyecto de distribución mediante su subsidiaria GNLC.

⁵ Reporte mensual Perupetro diciembre 2017.

⁶ Fuente: Última información disponible del Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2016

⁷ Trillones de pies cúbicos.

⁸ Fuente: Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2015.

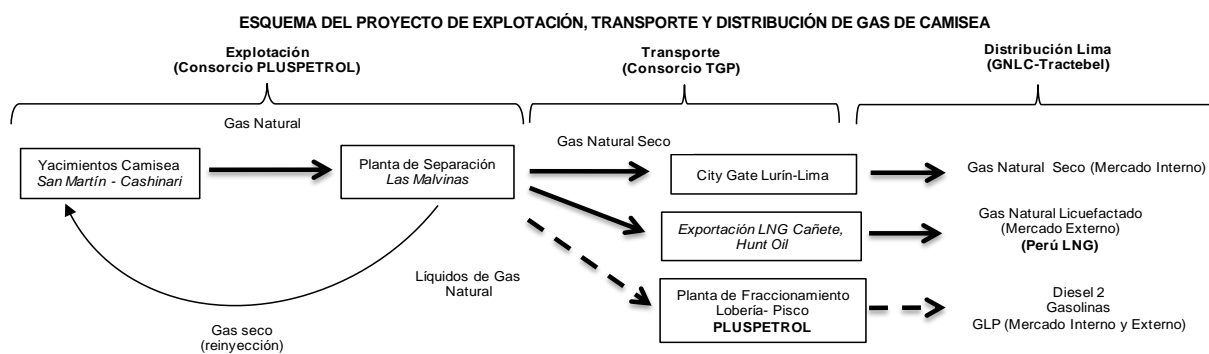
⁹ En noviembre 2016, la compañía operadora del Lote 58 (China National Petroleum Corporation -CNPC), confirmó que las reservas probadas en dicho lote eran de 3.9 TCF, presentándose de esta forma un incremento de 27.7% de las reservas probadas de gas natural.

¹⁰ Millones de Barriles Estándar.

¹¹ Última información disponible a agosto 2016.

¹² Build, own, operate and transfer.

¹³ El actual operador de GNLC es Ashmore Internacional.



Fuente: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG/ Elaboración: PCR

Responsabilidad Social Empresarial

Producto del análisis efectuado, consideramos que Transportadora de Gas del Perú tiene un nivel de desempeño Óptimo (categoría RSE2)¹⁴, respecto a sus prácticas de Responsabilidad Social Empresarial.

La empresa realizó un proceso formal de identificación de grupos de interés. Producto de este proceso, se tienen identificados los centros poblados de interés, autoridades, prensa local y pequeños productores con quienes se manejan programas específicos anuales según requerimiento y acuerdos.

Desde el 2017, se está realizando una auditoría de las principales fuentes de consumo energético para establecer estrategias y metas de eficiencia energética. En cuanto a las acciones de reciclaje, la empresa realiza campañas dirigidas a los: colaboradores de la compañía TgP, operadores estratégicos (tanto los administrativos como los de campo) y a las comunidades nativas del área de influencia directa. Estas tienen como objetivo concientizarlos sobre aspectos ambientales, entre ellos el reciclaje. Asimismo, la empresa realiza evaluaciones con criterios ambientales a los proveedores de servicios que potencialmente generen un impacto ambiental.

Con relación al aspecto social, cuenta con una política de igualdad de oportunidades a través de su Código de Conducta. Por otro lado, cuenta con políticas que promueven la erradicación del trabajo infantil y el trabajo forzoso a través de la al Pacto Mundial 2017 y al Programa mano de obra local (PMOL).

Para mantener un adecuado contacto con la comunidad, la empresa cuenta con un Plan de Gestión Social y los programas de los que se compone (Programa de mano de obra, Programa de monitoreo ambiental comunitario, Programa de comunicación social, Programa de apoyo al desarrollo local, Programa de gestión de conflictos y negociaciones) buscan contribuir a la generación de valor en las comunidades del área de influencia. Todo esto se desarrolla en el marco de la Política de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, la cual promueve el respeto a las tradiciones y costumbres culturales.

La Compañía cuenta con la certificación de su Sistema de Gestión Integrada (SGI) en las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 para todos sus procesos, lo que la convierte en la primera compañía de transporte de gas en el Perú que ha alcanzado estándares internacionales en cuanto a gestión de calidad, medio ambiente y seguridad. Además, ha logrado importantes avances en la optimización y refuerzo en la seguridad de sus Sistemas de Transporte y en la detección de posibles fugas.

Gobierno Corporativo

Producto del análisis efectuado, consideramos que Transportadora de Gas del Perú tiene un nivel de desempeño Bueno (categoría GC3)¹⁵, respecto a sus prácticas de Gobierno Corporativo.

Al cierre de 2017 el capital social de la compañía está representado por 208'300,000 acciones comunes con un valor nominal de US\$ 1.00 cada una y asciende a US\$ 208.3 MM.

Durante los primeros meses del año 2014 se incluyeron cambios importantes en el accionariado de TgP. En primer lugar, figura la salida de Hunt Pipeline Company (consorcio de Hunt Oil y Repsol) por el ingreso de Enagás, concretado a finales de marzo 2014. La última es una compañía española cuyo inicio de operaciones se remonta al año 1972, cuenta con presencia internacional a través de su participación accionarial en el sector de gas en México y Chile, y su experiencia la consolida como líder en transporte, regasificación y almacenamiento de GN en España, lo cual brinda un mayor *expertise* en la actividad de transporte en comparación a Hunt y Repsol, ya que éstas se encuentran más enfocadas a las actividades de extracción y producción. En términos de calificaciones internacionales, a la fecha, las calificadoras de riesgo internacional otorgan a Enagás S.A. y Hunt Oil Co. los grados A- y B+, respectivamente. La participación inicial de Enagás fue de 22.38%, sin embargo, en julio 2014 le transfirió el 2.38% de participación a su subsidiaria 1915279 ONTARIO INC (Adquirida en agosto 2014 por Carmen

¹⁴ Categoría RSE2, donde RSE1 es la categoría máxima y RSE6 es la mínima.

¹⁵ Categoría GC3, donde GC1 es la categoría máxima y GC6 es la mínima.

Corporation). En julio del 2015, Enagás compró el 0.40% de la participación de Corporación Financiera de Inversiones y el 3.94% de SK Innovation Co, posteriormente, en abril 2016 adquirió el 1.64% de la participación de Graña y Montero S.A.A. y finalmente, en diciembre 2016 compró 2.96% de las acciones pertenecientes a International Power S.A. De esta manera, Enagás se convirtió en el accionista mayoritario de la empresa Transportadora de Gas del Perú de manera directa al contar con el 28.95%¹⁶ del total de las acciones.

En segundo lugar, se suscitó el ingreso de Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB), organización canadiense encargada de la administración de los activos del sistema de pensiones de dicho país; éste diversifica su portafolio de inversiones en *public y private equity*, infraestructura, instrumentos de renta fija e inmuebles. A marzo 2018, cuenta con un fondo de C\$ 356.1 mil millones. Su experiencia en los sectores de GN y transporte se sustenta en sus inversiones en Canadá y Noruega (hidrocarburos y gasoducto, respectivamente) y Chile (operación y propiedad de algunas carreteras). La participación de CPPIB en TgP inició en febrero 2014 con la compra, mediante su subsidiaria Carmen Corporation, del 10.43% de participación que mantenía indirectamente G&M. A finales de dicho mes, Carmen Corporation adquirió, en manera de adquisición preferente, el 23.60% de participación de Tecgas Camisea S.A. (Ahora Tecgas Camisea Inc.) y Tecgas NV (Ahora Tecgas Inc.). En julio 2014, la misma empresa obtuvo el 100% de acciones de Cuzco Corporation, la cual era subsidiaria de Corporación Financiera de Inversiones (CFI).

Luego, en el mes de agosto 2014 adquirió la empresa 1915279 ONTARIO INC. y con ella la participación indirecta adicional de 2.38%. Posteriormente, en agosto del 2015, Carmen Corporation adquirió el íntegro de las acciones representativas del capital social de las empresas La Miranda LP y La Habanera LP, que poseen respectivamente el 0.74% y 7.25% de las acciones de Transportadora de Gas del Perú S.A. (dichas empresas compraron acciones de TgP en julio 2015). Adicionalmente, se resalta que en diciembre 2016 Carmen Corporation por medio de su subsidiaria Pisco Four Holding Inc. adquirió el 5.11% de la participación perteneciente a International Power S.A. De acuerdo con ello, CPPIB se posiciona indirectamente como el principal accionista de TgP con una participación indirecta total de 49.87% a setiembre 2017.

Entre los accionistas que, a diciembre de 2017, mantienen una participación mayor a 8.00%, se encuentran:

Enagás (28.95%). Empresa española creada en 1972 y principal compañía de transporte de gas natural en de ese país. Tiene amplia experiencia internacional con presencia en México, Chile, Suecia y en el proyecto Trans Adriatic Pipeline que unirá Turquía con Italia, a través de Grecia y Albania por medio de un gaseoducto.

SIPCO Perú Pipelines Corporation (21.18%). Empresa perteneciente a Sonatrach Perú, compañía internacional, dedicada a la industria del petróleo y gas y sus derivados: exploración y producción, transporte, refinación petroquímica, comercialización, ingeniería, construcción, mantenimiento y distribución.

Tecgas Camisea Inc. (20.64%). Establecida en el año 1997, es el principal accionista de TgP. Tecgas formaba parte del Grupo Techint, dedicada a proyectos energéticos y a la operación de proyectos de transporte y distribución de gas. Actualmente es subsidiaria de Carmen Corporation.

Carmen Corporation (13.92%). Adquirió en el año 2005 de su ex empresa relacionada Pluspetrol la cantidad de 19'070,000 acciones representativas del capital social de TgP. Posteriormente, durante el año 2013 e inicios del año 2014 se suscitaron diversas negociaciones con lo cual Carmen Corporation cuenta con 28'990,602 acciones representativas. Actualmente su propietaria es Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB).

Pisco Four Holdings INC (8.07%). Afiliada a Carmen Corporation quien a su vez es afiliada a CPPIB.

COMPOSICIÓN DE ACCIONISTAS – DICIEMBRE 2017

ACCIONISTAS	PARTICIPACIÓN	MATRIZ
Enagás Internacional, S.L.U	28.95%	Enagás S.A.
SIPCO Peru Pipelines Corporation	21.18%	Sonatrach
Tecgas Camisea Inc.	20.64%	Carmen Corp. - CPPIB
Carmen Corporation	13.92%	CPPIB
Pisco Four Holdings INC	8.07%	Carmen Corp. - CPPIB
La Habanera LP	7.25%	Carmen Corp. - CPPIB
Tecgas Inc.*	0.00%	Enagás S.A., CPPIB
Total	100%	

*Mantiene una participación de 100 acciones.

Fuente: TgP / Elaboración PCR

El Directorio de Transportadora de Gas del Perú, está conformado por cinco directores no independientes cuya experiencia en cargos directivos es superior a 10 años y cuentan con una formación profesional diversa. Por su parte, la plana gerencial está liderada por el Sr. Adolfo Hereen Ramos, quien ocupa el cargo desde agosto 2015 y cuenta con amplia trayectoria a nivel internacional en el sector hidrocarburos tanto en el segmento upstream como downstream. Es de señalar que las personas que conforman la Plana Gerencial cuentan con un adecuado historial crediticio.

¹⁶ Al cierre de setiembre 2017.

COMPOSICIÓN DE DIRECTORIO Y ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA (DICIEMBRE 2017)

DIRECTORIO		PLANA GERENCIAL	
Alfredo Ergas Segal	Presidente	Adolfo Gustavo Hereen Ramos	Gerente General
José Antonio de las Heras	Vicepresidente	Tomas Pastor Delgado Farizo	Gerente de Administración y Finanzas
Karim Ait Said	Director	Renzo Jorge Luis Viani Velarde	Gerente Legal
Bruce Hogg	Director	José Luis Lanziani	Gerente Técnico Operativo
Julio Luque Badenes	Director	Gorka Gomez Aranzadi	Gerente de Control de Gestión
		Tania Silva	Gerente de Sostenibilidad y Comunicación Corporativa

Fuente: TgP / Elaboración: PCR

Operaciones

TgP fue el responsable de la construcción y actualmente es el operador de los ductos que constituyen el Sistema de Transporte del Proyecto Camisea. TgP decidió encargar la construcción del Sistema y suministro de las tuberías al Grupo Techint, a través de la firma de un contrato EPC¹⁷ por un monto de USD 571.6 MM que, a su vez, regula dos contratos: el de construcción de obras y el de suministros. Posteriormente, TgP alcanzó el “Mechanical Completion” dando el plazo para la realización de las pruebas necesarias para certificar la puesta en marcha de la operación comercial que se llevó a cabo en agosto 2004. El Sistema comprende dos ductos que van paralelos desde el campo de explotación de Camisea (Lote 88) hasta el punto de derivación en la costa peruana.

El Sistema de Transporte se inicia en la cuenca Amazónica de Malvinas, en el distrito de Echarate, departamento del Cusco, atraviesa la Cordillera de los Andes y llega a las costas del Océano Pacífico. A lo largo de su recorrido, el sistema atraviesa las tres regiones geográficas del Perú, incluyendo 57 cruces de ríos y tres túneles de 251, 365 y 730 m. de longitud, respectivamente. Ambos ductos corren en paralelo, desde la planta separadora (ubicada en Malvinas), hasta el Punto de Derivación, ubicado en la progresiva (KP) 520, en las cercanías de la localidad de Humay a unos 40 km. de la ciudad de Pisco. En este punto, el ducto de GN cambia de orientación hacia el City Gate, ubicado en Lurín, mientras que el ducto de LGN finaliza su recorrido en la Playa Lobería, donde se ubica la planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural, operada por Pluspetrol.



Fuente: OSINERGMIN

Con la implementación del proyecto Camisea, desde el año 2004 los principales sectores económicos empezaron a utilizar el GN como una fuente alternativa para el funcionamiento de sus industrias, en relación a su menor precio frente a los bienes sustitutos y a su menor impacto ambiental. Como consecuencia de ello, y en relación al ciclo expansivo de la economía peruana durante la última década, TgP de manera coordinada con el Estado realizó proyectos de inversión para expandir la capacidad de transporte de GN hasta 450 MMPCD para lo cual se instaló una planta compresora de 72,000 HP de potencia al final del ducto de 32", y un ducto paralelo ("loop") en la Costa con una longitud aproximada de 105 Km y 24" de diámetro. De esta manera, se alcanzó la capacidad instalada de 450 MMPCD en diciembre 2009, con una inversión de USD 318 MM cuyo periodo de ejecución se extendió entre los años 2007 al 2009. Es de indicar que, con los subsiguientes proyectos de expansión, la capacidad alcanzada a abril 2014 ascendió a 655 MMPCD la cual se incrementó en abril 2016 a 920 MMPCD luego de la culminación de los proyectos de construcción e instalación de la Planta Compresora a la altura del Kp 127 además de la construcción del Loop Costa II entre Chilca y Lurín.

Contratos BOOT

Con la adjudicación de las concesiones, TgP en calidad de sociedad concesionaria deberá construir, reparar, conservar y explotar el Sistema de Transporte de GN (El Sistema) por ductos de Camisea al City Gate y de LGN desde Camisea hasta la Costa. Los principales aspectos de ambos contratos BOOT se resumen a continuación:

- El plazo de la concesión es de 33 años contados a partir de la fecha de la firma del contrato BOOT¹⁸, al término del cual, el Concesionario podrá solicitar la prórroga de la vigencia del contrato. Sin embargo, el plazo total de la concesión no podrá ser

¹⁷ Contrato EPC: engineering, procurement and construction.

¹⁸ Los contratos BOOT (Build Own Operate & Transfer) fueron firmados el 9 de diciembre de 2000 por los representantes del Concedente y de la Sociedad Concesionaria (Ministerio de Energía y Minas y TgP).

mayor de 60 años. Al finalizar dicho plazo, TgP está obligada a transferir la propiedad de las instalaciones al Estado Peruano a su valor en libros a esa fecha.

- TgP entregó una garantía de fiel cumplimiento de hasta por USD 92 MM, a través de una carta fianza abierta en el Banco Wiese Sudameris (hoy Scotiabank) que se constituye en garantía solidaria, sin beneficio de excusión, incondicional, irrevocable y de ejecución automática a favor de la República del Perú.
- TgP deberá contratar y mantener pólizas de seguro que cubran el valor de reposición de los bienes de la concesión; de responsabilidad civil contractual y extracontractual contra cualquier daño, perjuicio, pérdida o lesión que pudiese ocasionar a personas y bienes y que cubran el valor de las pérdidas de gas transportado a través de El Sistema como consecuencia de un siniestro.

Servicio de Transporte de GN por ductos desde Camisea hasta el City Gate en Lima: De acuerdo con el contrato BOOT, las leyes y reglamentos aplicables, TgP en su calidad de concesionario de una Red Principal de Transporte estaba en su derecho de percibir un ingreso garantizado tal que permita la recuperación del costo total del servicio (acordado entre la compañía y el Estado Peruano en el momento de la subasta) más una rentabilidad razonable durante un periodo de 30 años (periodo de recuperación). El costo total de servicio acordado fue de USD 956.34 MM (actualizados a marzo 2003) e incluyó todas las inversiones de las obras comprometidas, los costos de operación y mantenimiento, el gas natural requerido para el llenado y operación y mermas de gas hasta por 1% del volumen transportado. Así, los ingresos por el servicio de transporte de gas se componían de la siguiente manera: Ingreso Garantizado = GRP + Ingreso Esperado.

La Garantía por Red Principal (GRP) fue diseñada para compensar a TgP durante los primeros años de operación comercial y mientras la demanda por capacidad de transporte sea menor a 380 MMPCD (los primeros 7 años de operación) y menor a 450 MMPCD a partir del año 8 y hasta el vencimiento. Desde mayo 2009 esta GRP es cero, debido a que TgP alcanzó la capacidad mínima garantizada de 450 MMPCD a través de la firma de los respectivos contratos en firme de transporte. Esta capacidad, como se mencionó anteriormente, se había previsto alcanzar recién en el año 2016, lo que demuestra tanto la solidez de los ingresos de TgP, como su compromiso con el crecimiento energético y de la economía peruana. Asimismo, de acuerdo al contrato BOOT, una vez alcanzada la capacidad mínima garantizada de 450 MMPCD, se estableció la tarifa base como tarifa única de transporte (tanto para clientes generadores como industriales). Es así que la tarifa percibida por TgP está compuesta por la tarifa base, la cual es reajustada por la inflación de Estados Unidos (PPI) los 1ero de marzo de cada año. Actualmente, la tarifa de transporte de GN es de 0.89 USD/MPC + PPI.

Finalmente, se debe mencionar que, a partir de junio 2010, TgP percibe ingresos provenientes del transporte de GN en firme por Perú LNG (PLNG), los cuales representan un ingreso promedio aproximado de USD 80 MM anuales. La tarifa establecida para este servicio está indexada al precio Henry Hub y tiene un límite mínimo de 0.29 USD/MPC y un máximo de 0.48 USD/MPC.

Servicio de Transporte de LGN por ductos desde Camisea hasta la Costa: En el contrato BOOT se determina la fórmula de calcular la tarifa máxima que TgP puede cobrarles a los usuarios de este servicio. Esta tarifa también es calculada en Dólares Estadounidenses y será ajustada anualmente por variaciones en el índice de precios al productor de Estados Unidos de Norteamérica (PPI). La tarifa ha sido diseñada para permitir que la sociedad concesionaria recupere el costo total del servicio (acordado entre la compañía y el Estado Peruano en el momento de la subasta) más una rentabilidad razonable durante un periodo de 30 años (periodo de recuperación). El costo total de servicio acordado fue de USD 401.37 MM¹⁹ (en Dólares actualizados a marzo 2003) y que fue determinado sobre la base del valor presente del retorno esperado por los inversionistas del capital, costos operativos e inversión de la construcción y operación del ducto durante la vida útil de la concesión. En este caso, TgP y el Consorcio Productor de Camisea (CPC) firmaron el 30 de diciembre de 2003 un contrato *Ship or Pay* para el transporte LGN. En dicho acuerdo, el CPC garantiza a la Sociedad Concesionaria la recuperación del costo del servicio de transporte mediante la contratación a firme de una capacidad equivalente a 50 Mbblpd con una tarifa de 3.51 USD/bbl, la cual es ajustada mensualmente por PPI.

Es importante mencionar que, el 2 de septiembre de 2009 se firmó una adenda al contrato firmado el 30 de diciembre de 2003 y un contrato adicional, con los cuales se acordó ampliar gradualmente el servicio de transporte de líquidos hasta los 110 Mbblpd, incrementándose a la vez la tarifa de transporte de LGN. A partir de ello, actualmente se maneja una tarifa de 3.51 USD/bbl. Asimismo, a partir de lo establecido en dichos acuerdos, TgP recibiría ingresos anuales de aproximadamente USD 134 MM, USD 165 MM y USD 106 MM durante los periodos 2009-2011, 2012-2024, y 2025-2033, respectivamente.

Proyecto de Expansión

En línea con el ritmo de crecimiento económico del Perú en los últimos años, el Estado Peruano solicitó a TgP evaluar las obras e inversiones necesarias para ampliar el sistema de transporte de GN por encima de los 450 MMPCD para el mercado local, con la finalidad de atender satisfactoriamente la creciente demanda interna. En este sentido, la Empresa planificó las inversiones necesarias para la expansión del sistema de transporte, tanto de GN como de LGN, y así se estimaba cubrir la demanda con el transporte potencial de 920 MMPCD, esto bajo la suscripción en abril 2011 de una adenda al Contrato BOOT con el Estado. Para cumplir este objetivo, se tenía previsto realizar las siguientes inversiones:

- a) **Construcción e instalación de una Planta Compresora a ubicar en la progresiva kilométrica KP 127**, es decir, en la zona selva entre Malvinas y Chiquintirca. La planta en cuestión está situada en un terreno de propiedad de la Sociedad de la localidad de Kepashiato, y consistía en tres equipos turbocompresores (TTCC) de 18,000 HP cada uno, con

¹⁹ Considerando una capacidad contratada de 50Mbblpd, el costo del servicio asciende a USD361.39 MM (en Dólares actualizados a marzo de 2003).

representación de una potencia total instalada de 54,000 HP. El diseño de esta planta fue concebido para que la misma pueda ser expandida con facilidad con el agregado de una máquina adicional si fuese necesario.

A partir de los hechos mencionados, el 14 de septiembre de 2013, TgP y el Estado Peruano firmaron una adenda al contrato BOOT de Concesión de transporte de GN de Camisea al City Gate, a través del cual se redefinieron las características de la Ampliación Prevista de la capacidad de Transporte de GN de la Sociedad Concesionaria a 920 MMPCD por medio de las siguientes obras:

- a) **Continuación de la construcción e instalación de la Planta Compresora a ubicar en la progresiva kilométrica KP 127**, además de las características señaladas anteriormente, incluye un equipo turbocompresor (TTCC) adicional, es decir, hasta alcanzar una potencia total instalada de 72,000 HP con el objetivo de aumentar la capacidad de compresión. La filosofía operativa de diseño es tal que la planta pueda mover el volumen objetivo de 920 MMPCD con solo tres TTCC manteniéndose la cuarta máquina en *stand by*, a efectos de aumentar y garantizar la confiabilidad y disponibilidad operativa de la misma. Esta obra cuenta con una inversión de USD 290 MM e inició su operación comercial en abril 2016.
- b) **Loop Costa entre Chilca y Lurín (Loop Costa II)**, se construyó con una tubería de 24 pulgadas de diámetro, tiene una longitud aproximada de 31 kms y se extiende desde Chilca (progresiva kilométrica KP 699), y se conecta con el Loop Costa existente, hasta Lurín (progresiva kilométrica KP 730), donde se conecta al City Gate Lurín. Su implementación se realizó en el mismo derecho de vía del ducto de 18 pulgadas existente, ubicándose a una distancia nominal de 10 m, respecto al mismo y contempla una inversión aproximada de USD 40 MM. Su operación comercial inició en abril 2016.
- c) **Derivación Principal Ayacucho**, con una inversión ascendente a USD 50 MM, está conformada por el Gasoducto o Ramal que la Sociedad Concesionaria se compromete a ejecutar conforme al Contrato, mediante el cual prestará el Servicio de Transporte de Gas desde su punto de inicio hasta el punto de entrega ubicado en el City Gate de la ciudad de Ayacucho, Provincia de Huamanga, Región Ayacucho, proyectándose en un futuro a iniciar un ramal que podría llegar en el futuro a Huanta y Huancayo. Esta obra finalizó en setiembre 2016.

OBRA	INVERSIÓN
Construcción e instalación de Planta Compresora en la progresiva kilométrica KP 127	USD 290 MM
Loop Costa II	USD 40 MM
Derivación Principal Ayacucho	USD 50 MM

Fuente: TgP / Elaboración: PCR

Dada la culminación de las obras, el CAPEX de mantenimiento proyectado para los próximos periodos se estima en el orden de USD 50 MM.

Análisis Financiero

Eficiencia Operativa

Los ingresos totales de TgP se derivan en cuatro categorías:

1. Transporte de GN destinado al mercado local, en el que se cuenta con una cartera de clientes conformada principalmente por empresas de generación de energía eléctrica, compañías de distribución (clientes regulados) y grandes industriales.
2. Servicio de transporte de GN con destino al mercado internacional, bajo el contrato con PLNG.
3. Transporte de LGN teniendo como único cliente al Consorcio Productor de Camisea
4. Ingresos producto de la derivación principal de Ayacucho²⁰ los cuales se registran desde setiembre 2016.

Para la prestación del servicio de transporte, se mantienen dos modalidades de contratación: (i) el servicio de transporte firme (también llamado *ship or pay*), donde el usuario denota una capacidad reservada diaria fija, con el pago independiente del uso, y (ii) el servicio de transporte interrumpible, donde el usuario establece una cantidad máxima diaria de transporte realizando únicamente el pago asociado al uso efectivo de la red de transporte; sin embargo, este tipo de contratación está sujeta a la disponibilidad de capacidad. En ese sentido, los ingresos por concepto de transporte de GN están guiados por las tarifas determinadas según lo establece el contrato BOOT de Concesión, las cuales son ajustadas por el U.S. Producer Price Index (PPI).

A diciembre 2017, para el servicio de transporte de GN se mantiene contrato con 21 empresas (incluyendo a PLNG²¹), donde ingresó como nuevo cliente Shell GNL Perú y se retiró Minsur. Los ingresos bajo este rubro alcanzaron la suma de USD 481.3 MM (+USD 49.4 MM, +11.4%) cuyo incremento se encuentra explicado por la entrada en operación de la expansión de la capacidad de gas natural a 920 MMPCD para el mercado local en abril 2016.

La distribución de ingresos según cliente se encuentra liderada por PLNG, empresa que procesa el GN proveniente de los Lotes 56 para la obtención de gas natural licuefactado (GNL) que tiene como destino final el mercado internacional, cuyos ingresos participan del 17.8% de ingresos recibidos por el transporte de gas natural. El segundo cliente más relevante es Cálidda que representa el 17.6% de ingresos, siendo la empresa encargada de la distribución de GN en Lima y Callao, seguida de las empresas generadoras de energía como Kallpa Generación (15.3%), Engie (12.4%) y Enel Generación Perú²² (10.1%).

²⁰ Se establece un ingreso anual, el cual es actualizado anualmente de acuerdo a la misma metodología e índice de precios, con los que se actualiza el costo del servicio conforme a la cláusula 14 y anexo 13 del Contrato BOOT.

²¹ Clasificación de **PEAA** con perspectiva estable (Primer Programa de Bonos Corporativos) otorgada por PCR a diciembre 2016.

²² Clasificación de **PEAAA** con perspectiva estable para sus emisiones de Bonos Corporativos, otorgada por PCR con información a marzo 2017.

COMPOSICIÓN DE LA CARTERA DE CLIENTES – MERCADO LOCAL

Generadoras eléctricas	Distribuidoras	Industriales
Enel Generación Perú*	Cálida	Alicorp S.A.A.
EGASA	Contugas	Cerámica Lima S.A.
EGESUR	S.A.C.	Cerámica San Lorenzo S.A.C.
ENGIE**	Shell GNL Perú	Corporación Cerámica S.A.
Fenix Power S.A.		Owens-Illinois Perú S.A.
Kallpa Generación***		Pluspetrol Perú Corporation S.A.
SDF Energía S.A.C.		Refinería la Pampilla
Termochilca		Sudamericana de Fibras S.A.
		UNACEM

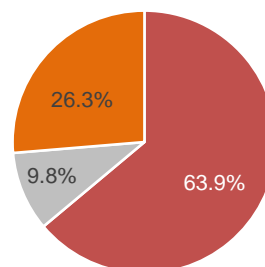
* Antes EDEGEL S.A.A.

**Antes Enersur S.A.

***Desde abril 2014 incluye el contrato de Kallpa Generation y Duke Energy Egenor

Fuente: TgP / Elaboración PCR

PARTICIPACIÓN DE CLIENTES DEL MERCADO LOCAL SEGÚN LO FACTURADO



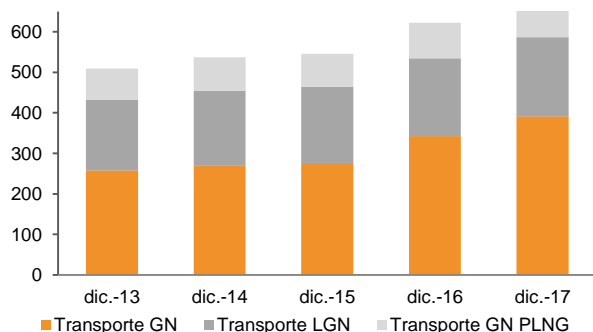
■ Generación Eléctrica ■ Industriales ■ Distribución

Fuente: TgP / Elaboración PCR

El servicio de transporte de gas natural destinado al mercado local se encuentra contratado al 100% de la capacidad instalada bajo la modalidad de transporte firme (*ship or pay*). En 2017 el volumen promedio de GN transportado ascendió a 16.3 MM m³/día, siendo inferior (-8.2%) al volumen promedio de 2016 principalmente a la reducción de volumen en clientes como Kallpa Generación (-41.3%), Enel Generación Perú (-20.9%) y Termochilca (-42.9%). Las ventas a estas empresas sumaron US\$ 391.9 MM, las cuales se dividieron según tipo de cliente en: empresas generadoras (63.9% del total de ingresos), empresas distribuidoras (26.33%) y clientes industriales (9.74%).

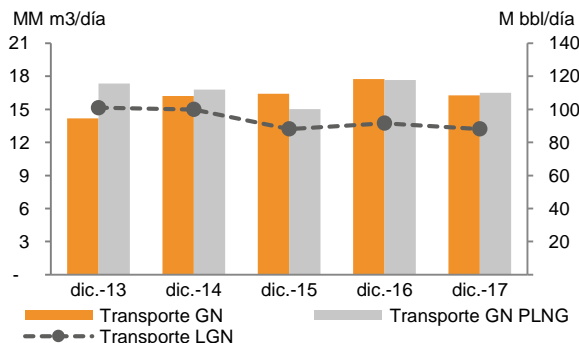
El volumen promedio de GN transportado hacia PLNG se disminuyó a 16.9 MM m³/día (17.7 MM m³/día en 2016). El contrato con PLNG es del tipo *ship or pay*, bajo una tarifa con un límite mínimo de 0.29 USD/MPC + PPI y un máximo de 0.48 USD/MPC + PPI, además tiene como marcador la evolución del precio Henry Hub. El ingreso por el servicio brindado alcanzó los US\$ 85.1 MM, cayendo 3.1%.

INGRESOS POR TIPO DE PRODUCTO TRANSPORTADO (MM USD)



Fuente: TgP / Elaboración: PCR

VOLUMEN PROMEDIO POR TIPO DE PRODUCTO



Fuente: TgP / Elaboración: PCR

Adicionalmente, el servicio de transporte de LGN hacia el Consorcio de Productores de Camisea (Lotes 56 y 88) obtuvo un volumen promedio menor en 3.3% a 2016, situándose en 88.5 bbl/día. Cabe resaltar, que para este servicio se tiene estipulado un contrato del tipo *ship or pay*, que indica el pago por parte del cliente independientemente del uso de capacidad reservada para un periodo determinado, y sigue una tarifa de 3.51 USD/bbl²³ ajustado por el PPI. El ingreso por este servicio alcanzó los USD 194.9 MM.

Por otro lado, a partir de setiembre 2016 se empezó a registrar un ingreso correspondiente al pago sobre la inversión y costo del servicio de la derivación principal de Ayacucho el cual en 2017 ascendió a US\$ 4.3 MM. Dicho ingreso será actualizado anualmente de acuerdo a la misma metodología e índice de precios, con los que se actualiza el costo del servicio conforme a la cláusula 14 y anexo 13 del Contrato.

El costo de ventas se redujo 3.2% (US\$ 272.3 MM), explicado principalmente por la reducción de gastos extraordinarios (gastos imprevistos de operación -US\$ 6.2 MM y servicio de consultoría profesional²⁴ -US\$ 2.2 MM), aunado a una reducción del costo de los servicios de operación y mantenimiento (-US\$ 5.4 MM). Con ello la utilidad bruta sumó US\$ 403.9 MM (+18.0%), elevando el margen bruto a 59.7%.

²³ Desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2028.

²⁴ Relacionados a temas medioambientales.

La utilidad operativa alcanzó los US\$ 376.6 MM (+11.1%), explicado por el incremento del resultado bruto y por incremento de los gastos de administración (US\$ 35.1 MM, +37.5%), debido principalmente al aumento del presupuesto para donaciones y acciones comunitarias. Con ello el margen operativo se elevó 1.3 puntos porcentuales, alcanzado el 55.7%.

El EBITDA anualizado ascendió a USD 479.1 MM incrementándose en 10.7% respecto a 2016 mostrándose de este modo una mejora en el nivel de generación de efectivo. El margen EBITDA se situó en 70.8%.

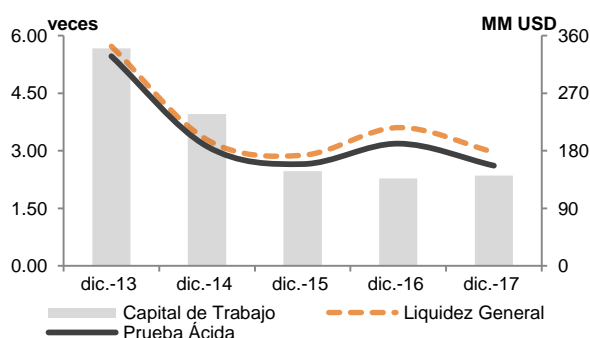
Rendimiento financiero

La utilidad neta de TgP en 2017 fue 211.9 MM superior en 14.2% respecto a 2016 (US\$ 185.5 MM), el incremento es explicado principalmente por el aumento de ingresos operativos. En cuanto a los gastos financieros, éstos mantuvieron un nivel similar al año previo (+0.4%), alcanzando los US\$ 71.0 MM. De otro lado, se registró una pérdida por diferencia de cambio de US\$ 0.8 MM, el cual se encuentra relacionado a la posición pasiva neta que mantiene la Compañía por los bonos corporativos que mantiene en soles. Debido al mejor resultado neto obtenido en 2017, los indicadores de rentabilidad ROE y ROA anualizados se situaron en 60.5% y 13.3%, respectivamente.

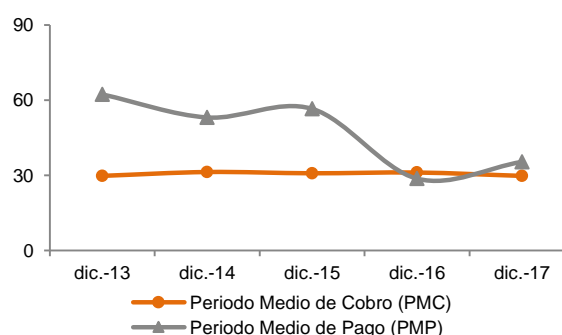
Liquidez

En 2017 el nivel de liquidez general fue de 2.97 veces, inferior a lo registrado en diciembre 2016 (3.61 veces), asimismo la prueba ácida se situó en 2.67 veces (diciembre 2016: 3.19 veces). La evolución de los indicadores de liquidez responde tanto a un incremento del pasivo corriente (+37.0%) superior al del activo corriente (+12.7%). En cuanto a la variación del activo corriente, ésta fue soportada principalmente por el mayor saldo en efectivo, el cual se situó en USD 125.1 MM (+44.6%) producto del mayor nivel de ingresos y representó 7.8% del total de activos. En segundo lugar, se registró un incremento de los gastos pagados por anticipado (+43.0%). Las cuentas por cobrar comerciales presentaron un ligero incremento de US\$ 2.0 MM (+3.8%). Los montos corresponden a lo que adeudan los clientes por el servicio de transporte de GN (71%) y LGN (29%) prestados en el curso normal de los negocios y estimaciones por dichos conceptos que se facturaron y cobraron en el mes posterior a su registro. Los saldos se denominan en dólares y tienen un vencimiento corriente.

INDICADORES DE LIQUIDEZ



EVOLUCIÓN DEL PMC Y PMP (días)



Fuente: TgP / Elaboración: PCR

El incremento presentado por el pasivo corriente fue producto de un incremento de los tributos por pagar (+US\$ 10.9 MM) y por aumento en las cuentas por pagar comerciales (+US\$ 4.3 MM, +194%) que están denominadas principalmente en dólares, no devengan intereses y no se han otorgado garantías específicas por estas obligaciones.

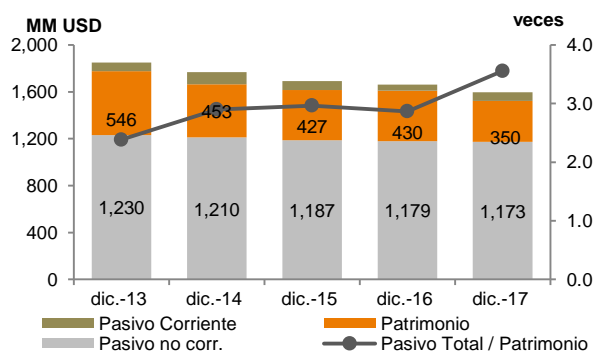
El periodo promedio de pago se ubicó en 35 días (diciembre 2016: 29 días), asimismo, el periodo promedio de cobro se situó en 30 días mostrando niveles similares a lo reportado en diciembre 2016 (31 días). Cabe resaltar, que TgP mantiene niveles adecuados de liquidez además de un capital de trabajo positivo de US\$ 141.3 MM (diciembre 2016: US\$ 136.70 MM).

Solvencia

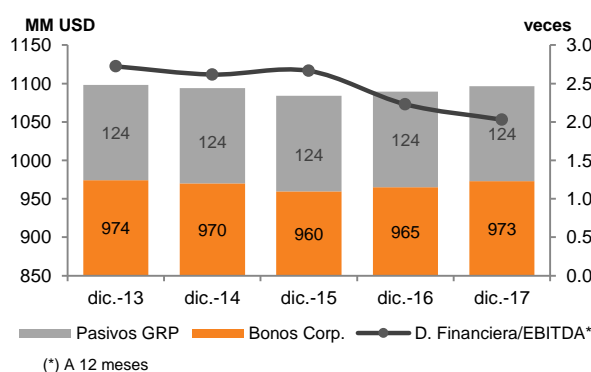
La estructura de fondeo de TgP estuvo compuesta 78.1% por el pasivo total y 21.9% por el patrimonio. En el caso del pasivo, éste ascendió a US\$ 1,245 MM (+ USD 14.1 MM, +1.2%), manteniendo una porción mayoritaria de largo plazo (94.2% del pasivo total), que comprende principalmente el financiamiento obtenido para la implementación del sistema de transporte de GN y LGN, así como para los proyectos de expansión.

En esa línea, la deuda de largo plazo contempla principalmente los fondos captados mediante la emisión internacional de bonos por US\$ 850 MM, los cuales fueron emitidos bajo la regla 144 A y la Regulación S del *United States Securities Act*. de 1933 en abril 2013 (tasa 4.25%, pago de intereses semestral, con vencimiento en abril de 2028). El destino de dichos fondos fue el reperfilamiento de la deuda de TgP, alcanzando la liberación de garantías y resguardos constituidos bajo las deudas con entidades financieras y bonos corporativos emitidos a nivel local. Los bonos internacionales mantienen una clasificación internacional de Baa1 y BBB+, sustentado en la estable y predecible generación de caja, sólido perfil financiero y fuerte posición competitiva.

PASIVO, PATRIMONIO TOTAL Y ENDEUDAMIENTO



ESTRUCTURA DE DEUDA FINANCIERA Y COBERTURA



Fuente: TgP / Elaboración: PCR

Adicionalmente, la deuda no corriente ascendió a US\$ 1,087.2 MM corresponde principalmente al saldo de los bonos corporativos (locales e internacionales). La parte corriente de los bonos corporativos ascendió a US\$ 6.4 MM, explicado por los intereses de las emisiones locales y emisión internacional, cuyos capitales serán amortizados a partir del año 2019 y 2024, respectivamente. Es importante resaltar que estos bonos no presentan garantías ni compromisos financieros específicos.

El RCSD se situó en 6.2 veces (diciembre 2016: 5.6 veces) presentando una reducción producto del mayor nivel de carga de intereses. Por otro lado, el *payback* (deuda financiera/EBITDA) fue de 2.0 veces (diciembre 2016: 2.2 veces), mostrando una mejor posición respecto a diciembre 2016 debido a la mayor capacidad de generación de la Compañía.

Cabe mencionar que dentro del pasivo de largo plazo se registró la disminución de otras cuentas por pagar (-US\$ 12.1 MM, -12.4%), en línea con el retroceso del "Pasivo por derecho a recibir servicio de compresión" el cual se situó en USD 75.9 MM. Este pasivo se encuentra asociado a dos conceptos involucrados en la operación de TgP, siendo (i) la obligación de pago al Consorcio Operador de Camisea dado el derecho a recibir el servicio de compresión por USD 27.00 MM, bajo una tasa de interés anual de Libor + 4%, pagaderos a 240 cuotas mensuales (inició en abril 2012), a diciembre 2017 esta obligación ascendía a USD 36.9 MM (diciembre 2016: US\$ 39.54 MM), y (ii) el pago por derecho a recibir el servicio de compresión bajo la adenda, el cual se devenga a una tasa de interés anual de 5.1%, pagaderos a 96 cuotas mensuales (inició en marzo 2012) y a diciembre 2017 ascendió a US\$ 38.9 MM (diciembre 2016: US\$ 54.25 MM).

Por su parte, el patrimonio se situó en US\$ 350.1 MM reduciéndose 15.5% respecto a diciembre 2016 producto de la disminución de resultados acumulados en US\$ 79.6 MM como consecuencia de la distribución de dividendos por un total de US\$ 291.5 MM. Es de precisar que la política de dividendos de la Compañía, definida en noviembre 2016, indica que la sociedad procurará distribuir dividendos que retribuyan adecuadamente la inversión de los accionistas hasta por el 100% de las utilidades obtenidas y de los resultados acumulados, siendo posible también la distribución de dividendos a cuenta. En línea con lo explicado, el endeudamiento patrimonial se ubicó en 3.5 veces, superior a lo reportado al cierre del 2016 (2.9 veces).

Instrumentos Clasificados

Primer Programa de Bonos Corporativos TgP

Por acuerdo de Junta General de Accionistas de fecha 25 de febrero de 2004, se aprobó la emisión de bonos peruanos dentro del marco del Primer Programa de Emisión de Bonos Corporativos de Transportadora de Gas del Perú hasta por un monto de USD 350 MM o su equivalente en Moneda Nacional. En el marco de los términos y condiciones del Programa, establecidos en el Contrato Marco, el Emisor ha definido las características para cada una de las emisiones, ello tomando en consideración que, en conjunto, el monto de todas las emisiones realizadas en virtud del Programa no excederá el monto máximo de emisión establecido.

PRIMER PROGRAMA DE BONOS CORPORATIVOS - TGP

EMISIÓN	MONTO EMITIDO (MM S/)	MONTO EN CIRCULACIÓN (MM S/)	SERIE	TIPO	TASA DE INTERÉS	PLAZO (años)	PAGO DE INTERESES	FECHA DE COLOCACIÓN	FECHA DE REDENCIÓN
4ta	236.60	236.60	A	Amortizable	VAC + 7.125%	25	Trimestral	20-ago-04	24-ago-29
6ta	28.96	28.96	A	Amortizable	VAC + 6.25%	25	Trimestral	20-may-05	24-may-30

Fuente: TgP / Elaboración: PCR

Las emisiones anteriores contaban con garantías específicas como (i) una cuenta bancaria de reservas equivalente a seis meses de servicio de deuda, (ii) primera y preferente hipoteca sobre los bienes relacionados con las concesiones establecidas en los contratos BOOT de Concesión, y (iii) primera y preferente prenda sobre las acciones de TgP. Dichas garantías fueron liberadas por medio de la Asamblea de Bonistas en mayo 2013 para lo que la Compañía efectuó un pago correspondiente al procedimiento de *consent*.

Anexo

BALANCE GENERAL (MM USD)	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17
Activo Corriente	412.17	341.14	226.59	189.12	213.16
Activo Corriente Prueba Ácida	393.57	322.83	208.26	167.09	187.68
Activo no Corriente	1,436.49	1,426.25	1,466.23	1,471.73	1,382.28
Total Activo	1,848.66	1,767.38	1,692.82	1,660.85	1,595.45
Pasivo Corriente	72.02	103.62	78.47	52.43	71.83
Pasivo no Corriente	1,230.28	1,210.35	1,187.45	1,178.71	1,173.47
Total Pasivo	1,302.29	1,313.97	1,265.92	1,231.14	1,245.30
Patrimonio	546.37	453.42	426.90	429.71	350.14
Deuda Financiera	974.28	969.85	959.71	964.90	972.32
ESTADO DE RESULTADOS (MM USD)					
Ingresos Brutos	509.40	537.87	544.45	623.52	676.23
Costo de Ventas	211.06	221.39	236.92	281.33	272.30
Gastos Operativos	12.44	16.35	17.07	3.13	27.30
Utilidad Operativa	286.03	300.13	290.46	339.07	376.63
Otros Ingresos y Egresos	115.13	118.24	109.34	82.77	93.70
Gastos Financieros	107.46	74.85	72.64	70.75	71.03
Utilidad Neta	63.43	107.04	108.48	185.55	211.90
INDICADORES FINANCIEROS					
	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	sep-17
EBITDA y Cobertura					
Ingresos Totales (12 meses)	509.40	537.87	544.45	623.52	676.23
Utilidad Neta (12 meses)	63.43	107.04	108.48	185.55	211.90
Margen Bruto	58.57%	58.84%	56.48%	54.88%	59.73%
Margen Operativo	56.15%	55.80%	53.35%	54.38%	55.70%
Margen Neto	12.45%	19.90%	19.93%	29.76%	31.34%
Depreciación y Amort. (12 meses)	71.79	70.51	69.69	93.72	102.53
EBIT (12 meses)	286.03	300.13	290.46	339.07	376.63
EBITDA (12 meses)	357.82	370.64	360.15	432.79	479.16
Gastos Financieros (12 meses)	107.46	74.85	72.64	70.75	71.03
EBIT/ (Gast.Fin. + Corriente Deuda LP)	2.47	3.69	3.67	4.39	4.85
EBITDA / (Gast.Fin. + Corriente Deuda LP)	3.09	4.55	4.56	5.61	6.17
Solvencia					
Pasivo Corriente / Pasivo Total	0.06	0.08	0.06	0.04	0.06
Pasivo No Corriente / Pasivo Total	0.94	0.92	0.94	0.96	0.94
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.75	0.74	0.76	0.78	0.78
Pasivo No Corriente / Patrimonio	2.25	2.67	2.78	2.74	3.35
Deuda Financiera / Patrimonio	1.78	2.14	2.25	2.25	2.78
Pasivo Total / Patrimonio	2.38	2.90	2.97	2.87	3.56
Pasivo No Corriente / EBITDA (12 meses)	3.44	3.27	3.30	2.72	2.45
Deuda Financiera / EBITDA (12 meses)	2.72	2.62	2.66	2.23	2.03
Pasivo Total / EBITDA (12 meses)	3.64	3.55	3.52	2.84	2.60
Rentabilidad					
ROA (12 meses)	3.43%	6.06%	6.41%	11.17%	13.28%
ROE (12 meses)	11.61%	23.61%	25.41%	43.18%	60.52%
Liquidez					
Liquidez General	5.72	3.29	2.89	3.61	2.97
Prueba Ácida	5.47	3.12	2.65	3.19	2.61
Capital de Trabajo	340.16	237.52	148.12	136.70	141.33

Fuente: TgP / Elaboración: PCR