



Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP)

Informe Anual

Ratings

Tipo Instrumento	Rating Actual	Rating Anterior
Primer Programa Bonos Corporativos – 4ta y 6ta emisión	AAA(pe)	AAA(pe)

Con Información financiera auditada a diciembre 2017. Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 09/05/2018 y 30/10/2017

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	Dic-17*	Dic-16*	Dic-15
Ingresos	676,226	623,524	544,454
EBITDA	471,411	410,427	357,488
Flujo de Caja Operativo (CFO)	364,678	225,894	190,368
Deuda financiera senior	973,146	965,086	959,607
Deuda ajustada total	1,037,655	1,053,213	1,069,261
Caja y Valores	125,067	86,480	149,534
Deuda financiera / EBITDA	2.06	2.35	2.68
Deuda financiera neta / EBITDA	1.80	2.14	2.27
Deuda ajustada total / EBITDA	2.20	2.57	2.99
EBITDA / Gastos Financieros	10.60	9.35	5.81

*Reestructurado ante la aplicación contable de la CINIIF 12, en vez de la NIC 16
Fuente: TGP

Metodologías Aplicadas

Metodología de Empresas no Financieras (01- 2017)

Analistas

Johanna Izquierdo
(511) 444 5588
johanna.izquierdo@aai.com.pe

Fiorella Torres
(511) 444 5588
fiorella.torres@aai.com.pe

Resumen

Apoyo & Asociados (A&A) ratificó el rating de AAA(pe) a la Cuarta y Sexta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos emitidos en soles VAC en agosto 2004 y mayo 2005, respectivamente, a 25 años (Saldo Dic17: US\$120.5 millones), los cuales coexisten con los bonos internacionales (tipo 144A/Reg S), emitidos en abril del 2013, por US\$850 millones a un plazo de 15 años. Tanto los bonos locales como los internacionales cuentan con el mismo rango de prelación con cualquier deuda *senior* y no cuentan con garantías, *covenants* ni resguardos financieros. TGP es la principal compañía transportadora de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN) del Perú. Durante el 2017, transportó el 96 y 98% de la producción fiscalizada de GN y LGN del país, respectivamente, desde el yacimiento Camisea (Lote 88, 56 y 57) hasta Lima, Lurín para el caso del GN y hasta Pisco para el LGN. El 100% de su capacidad está contratada en firme, a largo plazo y a precios fijos.

Factores Claves de la Clasificación

-Ingresos estables y predecibles. Los ingresos de TGP (US\$676.2 y 623.5 millones durante el 2017 y 2016, respectivamente) son estables y predecibles, debido a que cuenta con contratos *ship or pay* de muy largo plazo (14 años de vida remanente promedio) con clientes de sólida solvencia crediticia, por la totalidad de su capacidad y con tarifas establecidas, las cuales no están expuestas al riesgo regulatorio. Además, los costos operativos no tienen volatilidad, por lo que el EBITDA es estable y predecible, y ascendió a US\$471.4 y 410.4 millones, al cierre del 2017 y 2016, respectivamente. Cabe señalar que el aumento del EBITDA se explica por el incremento en la capacidad de transporte de gas natural, a partir de abril del 2016.

-Sólida posición competitiva. La posición competitiva de TGP se ve reflejada por la naturaleza de monopolio natural de sus operaciones, ante las altas barreras de entrada debido a los fuertes requerimientos de inversión. Su cercanía geográfica al principal yacimiento gasífero del país (Camisea) y a la zona principal de demanda de GN (Lima explica aproximadamente el 40% del PBI de acuerdo al INEI) le genera economías de escala. La creciente demanda de GN en el mercado local, le ha llevado a realizar diversas ampliaciones, habiendo culminado la última expansión de la capacidad de transporte para el mercado local de 655 a 920 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) el 22 de abril del 2016. Asimismo, TGP constituye un activo estratégico para el país. Al cierre del 2017, el GN transportado por TGP se usó para generar el 34.5% de la energía eléctrica del país (aproximadamente 40% durante el periodo seco).

-Sólido Perfil Financiero. TGP presenta holgados ratios de cobertura y bajos niveles de endeudamiento con una importante y sólida generación de caja soportada en la estructura de contratos *ship or pay* a largo plazo. A fines del 2017, el total de la deuda financiera ascendió a US\$973.1 millones y el EBITDA a US\$471.4 millones, reportando un nivel de endeudamiento (deuda financiera /



EBITDA) de 2.06x, inferior al 2.35x en el 2016, producto de la mayor generación de caja luego de culminada la expansión de la capacidad del gasoducto. Hacia el futuro A&A espera una generación anual de EBITDA de US\$473 millones y niveles de endeudamiento cercanos a 2.1x en promedio hasta el 2023, para luego reducirse gradualmente con el inicio del periodo de amortización de los bonos internacionales. Asimismo, se espera una cobertura del servicio de deuda (FCL/SD) promedio de 5.3x entre el 2018 y 2023, y de 1.2x entre el 2024 y 2028x.

-Adecuado nivel de reservas de GN y LGN. El yacimiento Camisea (Lotes 88, 56 y 57) cuenta con reservas probadas por 13.5 TPC de GN y 708.0¹ MMBbl de LGN y constituye uno de los yacimientos gasíferos más importantes de Latinoamérica y el más importante del Perú con una participación del 96.2 y 97.6% de la producción fiscalizada de GN y LGN, respectivamente.

¿Qué podría gatillar la clasificación?

- Un mayor nivel de endeudamiento del esperado, el cual no pueda ser soportado por el nivel de generación, como resultado de nuevas adquisiciones y/o fuertes inversiones.
- Un mayor riesgo político relacionado con una reducción significativa del *rating* soberano y una caída drástica en las reservas probadas de GN y LGN.
- Un cambio en las políticas operativas de la compañía, que generen un impacto negativo en la generación de caja.

Hechos Recientes

En setiembre 2017, la Empresa revaluó y decidió adoptar la norma contable CINIIF 12, aplicable para Concesión de Servicios, lo que implicó la reclasificación de ciertos activos fijos al rubro activos intangibles distintos de plusvalía. Asimismo, producto de la reclasificación, los resultados acumulados del 2016 y 2015 disminuyeron en -US\$4.5 y 5.8 millones, respectivamente. Cabe señalar que esta reexpresión contable no tiene impacto en el flujo de efectivo generado por la compañía, por lo que no comprometen la capacidad de pago de las obligaciones financieras ni operativas de la empresa.

Por su parte, el 3 de febrero del 2018 se suspendió el transporte de líquidos de gas natural, tras haberse detectado una súbita caída de presión en el Sistema de Transporte por Ductos en la provincia de La Convención, Cusco. De inmediato se activó el Plan de Contingencia y, a pesar de las difíciles condiciones de acceso geográficas y meteorológicas, el día 15 de febrero se reinició el transporte de líquidos de gas natural. Cabe señalar que el ducto de GN no se vio afectado por dicho evento y se mantuvo su disponibilidad de transporte. No obstante, el volumen de GN transportado se ajustó al nivel de inyección del Consorcio de Productores (Upstream). De esta manera, algunas generadoras eléctricas y empresas industriales se vieron afectadas por el menor abastecimiento de GN, al igual que PLNG. Cabe indicar que el abastecimiento al consumo doméstico de los hogares no se vio afectado.

¹ Libro de Reservas MEM, Diciembre 2016

■ Perfil

TGP es la principal compañía transportadora de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN) del Perú. Durante el 2017, transportó el 96% de la producción fiscalizada de GN y el 98% de LGN del país, provenientes del yacimiento Camisea (Lote 88, 56 y 57), principal yacimiento gasífero del país y uno de los más importantes de Latinoamérica.

En nov. 2000, TGP se adjudicó la concesión tipo BOOT (*build owned operate and transfer*) por 33 años para construir y operar un gasoducto de una capacidad de hasta 450 MMPCD para abastecer la demanda local de GN y un poliducto de hasta 50 MBPD para transportar en exclusividad los LGN de los yacimientos de Camisea (Lotes 88 y 56). El recorrido de los ductos va desde los yacimientos de Camisea en la selva peruana hasta las costas del Océano Pacífico, Pisco en el caso de LGN (557 km) y Lurín (Lima) en el caso de GN (729 km), pasando por los 4,800 metros sobre el nivel del mar de la cordillera de los Andes.

El inicio de la operación comercial del Sistema de Transporte (Sistema) se dio el 20 de agosto del 2004. Para el transporte de GN al mercado doméstico, la tarifa se encuentra determinada en el Contrato BOOT, y solo se ajusta anualmente por la inflación estadounidense. Las tarifas para el transporte de GN para PLNG (proyecto de exportación de gas natural licuefactado), en el tramo de la Selva y para los LGN, se determinaron en negociaciones privadas entre TGP y PLNG; y TGP y el Consorcio de Productores, respectivamente. De esta manera, la compañía no se encuentra expuesta al riesgo regulatorio derivado de revisiones tarifarias.

Cabe mencionar que, por acuerdo mutuo entre TGP y el Gobierno, se firmaron diversas adendas al Contrato BOOT con el fin de ampliar la capacidad del gasoducto, y poder así, acompañar la creciente demanda local de GN.

En abril del 2016 inició la operación comercial de la expansión del gasoducto, incrementando la capacidad de transporte para el mercado local de 655 a 920 MMPCD (1,275 a 1,540 MMPCD, si se incluye la capacidad vendida a PLNG en el tramo de la Selva) mientras que la del poliducto se amplió en el 2013 a 130 MPBD. La capacidad de transporte de GN de TGP incluye el uso de hasta 550 MMPCD del gasoducto de PLNG.

El proyecto de ampliación se tenía contemplado desde el 2010. Así, TGP se comprometió a incrementar su capacidad de manera gradual hasta 920 MMPCD (definida como capacidad garantizada al mercado local) dentro de los tres años siguientes a la solicitud del mercado. Sin embargo, el plazo se prolongó debido a problemas de seguridad por el

atentado terrorista ocurrido en el 2012. Así, en agosto 2013, la empresa firmó una nueva adenda con el Estado a fin de realizar ajustes en el diseño del proyecto de expansión según los hechos ocurridos y poder hacerlo viable.

La ampliación consistió en: i) Instalación de una Planta compresora con 4 turbocompresores de 18,000 HP c/u (1 de *backup*); y, ii) Construcción Loop Costa II, que involucra la construcción de un gasoducto de 24 pulgadas y 31 km desde Chilca (donde se conecta con el Loop Costa existente) hasta Lurín. La inversión total ascendió a US\$330 millones.

La adenda del 2013 también incluyó el proyecto de Derivación Principal a Ayacucho, el cual comprende un ducto de 14 pulgadas y 20 km de longitud, desde el KP 277 hacia el *City Gate* de Ayacucho y una inversión de US\$50.0 millones, por el cual TGP recibirá ingresos garantizados, los cuales se aplicarán a la tarifa actual de transporte (US\$4.3 millones anuales aproximadamente). El proyecto entró en operación en setiembre del 2016.

El Sistema de transporte es operado por COGA (51% por Enagás y 49% de CPPIB). Por otro lado, los accionistas cuentan con amplia experiencia en el sector infraestructura, gasoductos y energía. En los últimos años, la estructura accionaria de la empresa se ha modificado, habiendo quedado de la siguiente forma:

Proyecto Camisea					
Grupo Económico	Origen	Productores (Lote 88 y 56)		Transportadora de Gas del Perú - TGP	Cálida
		Explotación	Transporte	Distribución	
CPP Investment Board / (1)	Canadá	-	49.9%	-	-
Enagás	España	-	29.0%	-	-
Sonatrach Petroleum / (2)	Argelia	10.0%	21.2%	-	-
Hunt	EE.UU.	25.2%	-	-	-
Tecpetrol	Italia - Argentina	10.0%	-	-	-
Pluspetrol	Argentina	27.2%	-	-	-
SK	Corea del Sur	17.6%	-	-	-
Repsol	España	10.0%	-	-	-
EEB	Colombia	-	-	-	60.0%
Promigas	Colombia	-	-	-	40.0%
Operador		Pluspetrol	COGA	Cálida	

(1) CPPIB es accionista a través de Carmen Corporation y sus afiliadas Tecgas Camisea Inc., Pisco Four Holdings y la Habanera.
(2) Sonatrach Petroleum es accionista a través de su afiliada Sipco Peru Pipelines Corporation.
Fuente: PLUSPETROL/ TGP/ Cálida

Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB) es una corporación de la Corona canadiense, cuya misión es invertir los fondos del Plan de Pensiones de Canadá. La Junta de Inversión administra un patrimonio de US\$337,100 millones², el cual se encuentra diversificado entre distintos sectores. CPPIB tiene una calificación de AAA por Standard and Poor's.

Enagás, es la principal compañía de transporte de gas natural en España. La Empresa cuenta con 45 años de experiencia en el rubro y se encuentra presente en Latinoamérica (México, Chile y Perú) y Europa (Suecia, Italia,

²Con data de la corporación a diciembre 2017

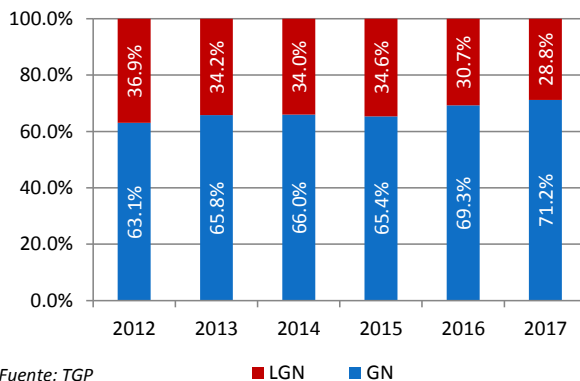
Grecia y Albania); asimismo, tiene una calificación de A- por *FitchRatings*.

Sonatrach Petroleum es una Empresa del gobierno de Argelia, dedicada a exploración, extracción, transporte y refinación de hidrocarburos. Tiene presencia en diversos países como Libia, Mauritania, Perú y Yemen.

■ Operaciones

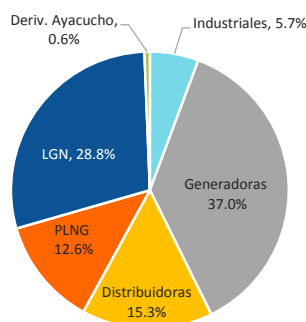
Durante el 2017, se incrementó la participación de los ingresos por transporte de GN con respecto al 2016, pasando del 69.3% al 71.2% de los ingresos, debido a la ampliación de la capacidad de transporte de GN para el mercado local. Se prevé que la participación de los ingresos por transporte de GN alcance el 75%, en promedio entre el 2018 y el 2033, debido a la reducción gradual del contrato de transporte de LGN. En cuanto a la participación de transporte de LGN, ésta ascendió al 28.8% de los ingresos.

Distribución de Ingresos - TGP



TGP cuenta con una base de ingresos y clientes estables. El 100% de la capacidad de transporte está contratada en firme (*Ship or pay*), así el pago es independiente del volumen transportado, lo cual le da estabilidad a los ingresos.

Ventas por Tipo de Clientes Dic-2017



La capacidad total de transporte de GN se encuentra distribuida en 21 clientes, todos con contratos en firme (1,540 MMPCD), los cuales cuentan con un plazo remanente promedio de 14 años. TGP también cuenta con algunos contratos interrumpibles de GN, los cuales explicaron aproximadamente el 1.0% de los ingresos (2016: 1.6%). Cabe señalar que en caso los clientes no consuman la capacidad en firme contratada, TGP puede subastar la capacidad no utilizada a muy corto plazo a través de los contratos interrumpibles.

Los cinco principales clientes explican el 73.4% del total de ingresos por transporte de GN y cuentan con una sólida calidad crediticia, lo que reduce el riesgo de contraparte de TGP o riesgo de crédito. Cabe señalar que la política comercial de TGP exige cartas fianza a sus clientes, por montos equivalentes a los ingresos entre dos y seis meses. Esta política se aplica en caso los clientes no cuenten con una clasificación de riesgo no inferior a BBB internacional o con una clasificación de riesgo local no inferior a AAA(pe); o un patrimonio no inferior a US\$250 millones, lo que reduce el riesgo crediticio de su portafolio de ventas.

Ingresos por Transporte de GN - 2017

Cientes	% Ingresos	Tipo de Cliente	Plazo Remanente Contrato	Rating Local o Int.
Perú LNG	17.8%	Otro	12 años	BBB-
Cálidda	17.6%	Distribuidor	17 años	BBB
Kallpa	15.3%	Generador	17 años	AAA(pe)
Engie	12.4%	Generador	14 años	AAA(pe)
Enel	10.1%	Generador	9 años	AAA(pe)
Otros	26.6%	Gen/Ind/Dist		

Fuente: TGP

Por el lado de los LGN, también el 100% de la capacidad se encuentra cubierto con contratos *Ship or Pay* con el Consorcio de Productores hasta el fin de la concesión (2033).

Finalmente, la ventaja competitiva de TGP se ve reflejada por la naturaleza de monopolio natural de sus operaciones. Si bien no existen restricciones regulatorias a la entrada de nuevos concesionarios de transporte de GN y LGN, existen altas barreras de entrada por las fuertes inversiones en activo fijo. Su cercanía geográfica al principal yacimiento gasífero del país y a la zona donde se concentra la mayor demanda (Lima), le permite generar economías de escala en términos de volumen transportado.

Mercado Doméstico

El mercado doméstico del transporte de GN abarca a las generadoras eléctricas, distribuidoras de GN y clientes industriales. TGP percibe la tarifa base con la que se adjudicó el contrato de concesión, la cual se reajusta anualmente por la inflación estadounidense, todos los 1ero. de marzo de cada año. US\$/MPC 1.15 y 1.17 para el periodo marzo 16 – febrero

17 y marzo 17- febrero 18, respectivamente, por lo que no se encuentra expuesta al riesgo regulatorio.

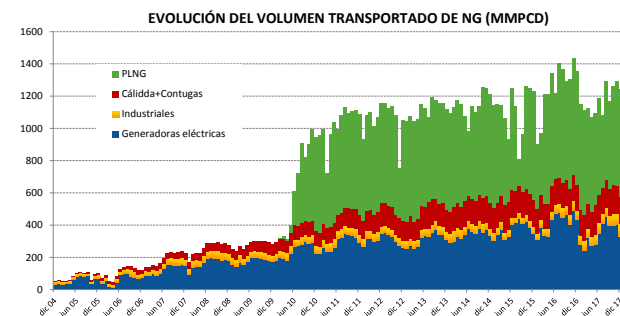
En el 2017, este mercado explicó el 58.0% de los ingresos (55.0% en el 2016). Las generadoras eléctricas se mantienen como los principales clientes con una participación del 37.0% del total de ingresos, seguidos por las distribuidoras Calidda y Contugas (una encargada de la distribución de GN en Lima y Callao y la otra en Ica, Nazca y Marcona) con el 15.3%, y las empresas industriales (consumos de GN superiores a los 30,000 m³/día) con el 5.7% de los ingresos totales.

Durante el 2017, el volumen transportado de GN al mercado doméstico se redujo en 7.8%, alcanzando un total de 210,210 MMPCD, con un volumen promedio de 575 MMPCD, y un pico de 680 MMPCD. La máxima demanda suele darse en la época de estiaje (mayo – noviembre), debido a la estacionalidad de la demanda de las generadoras, acorde con la hidrología del país.

Si bien se realizó el incremento en la capacidad de transporte de GN para el mercado local, la entrada en operación de 1,020 MW de generación hidro hacia el segundo semestre del 2016 y el impacto del fenómeno El Niño en el primer trimestre del 2017, contrarrestaron el efecto del primero. Así, la demanda de GN de las generadoras se redujo en 17.1% (60.1% del total del volumen transportado).

No obstante, el volumen transportado a clientes industriales se incrementó en 21.6%, debido principalmente a la mayor demanda de la Refinería La Pampilla, debido a la ampliación y modernización de su planta y a la reactivación económica durante el segundo trimestre del 2017; y, de UNACEM, debido al mayor dinamismo del sector autoconstrucción y algunos proyectos privados en la región.

Cabe señalar que los clientes industriales representaron el 10.7% del volumen transportado. Asimismo, los clientes regulados (las distribuidoras Calidda y Contugas), aumentaron su demanda en 4.8% (29.2% del total del volumen transportado).



Fuente: TGP

Mercado Externo

Este mercado abarca a los clientes cuyo destino final del producto y/o forma de pago se realiza en el exterior. En este caso, la tarifa por el servicio de transporte se fija por mutuo acuerdo de las partes.

Al cierre del 2017, este mercado explicó el 42.0% del total de los ingresos de TGP (45.0% a diciembre 2016). Cabe señalar que esta reducción en la participación fue posible gracias a la ampliación del gasoducto para abastecer la creciente demanda doméstica de GN.

TGP cuenta con dos grandes clientes: i) PLNG para el servicio de transporte de GN; y, ii) Consorcio de Productores de Camisea, para el servicio de transporte de LGN.

En el caso de PLNG, TGP mantiene con dicho cliente un Contrato en Firme por 620 MMPCD por 23 años a partir de junio del 2010. Cabe señalar que TGP abastece a dicho cliente luego de garantizar una capacidad de 920 MMPCD para el mercado doméstico. La tarifa pactada con dicho cliente varía según el precio del Henry Hub (HH), con un mínimo de US\$0.29/MPC y un máximo de US\$0.48/MPC. Cabe destacar que dicha tarifa es inferior a la tarifa base del mercado doméstico, debido a que el servicio de transporte solo abarca los primeros 211 km del gasoducto (en el tramo de la selva), equivalente al 29% del total de su extensión.

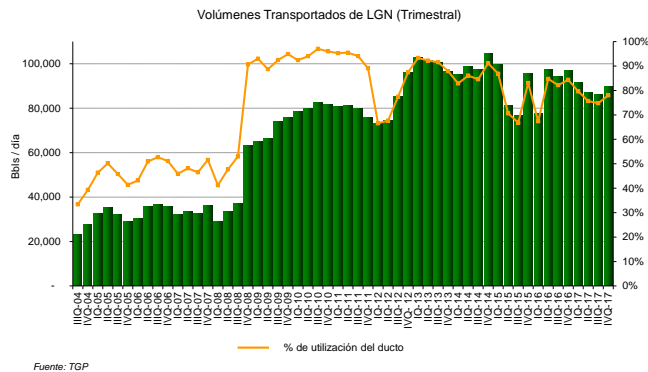
En el 2017, el volumen transportado a PLNG fue de 218,116 MMPCD, con una facturación de US\$85.1 millones. El volumen transportado se redujo en 4.7% con respecto al 2016 (228,827 MMPCD), producto principalmente de efectos climatológicos y paradas de la planta de PLNG para mantenimientos menores. Esto se dio a pesar de que PLNG alcanzó el nivel de productividad de planta más elevado desde el inicio de las operaciones del proyecto (92.07%) producto de las obras realizadas en el 2016. Asimismo, la ampliación de la capacidad del sistema de transporte de TGP permite que PLNG adquiera volúmenes adicionales de gas interrumpible. Se espera que PLNG represente alrededor de 11% del total de los ingresos durante la vigencia del contrato; en el 2017, explicó el 12.6%.

Por otro lado, el Consorcio de Productores del yacimiento de Camisea (Lote 88 y 56), es el único cliente del poliducto, y, al cierre del 2017, representó el 28.8% de los ingresos totales (30.7% en el 2016).

TGP y el Consorcio han firmado dos contratos de tipo “Ship or Pay” (Liquids Transport Agreement (LTA)), uno con el Lote 88 y otro con el 56. En conjunto, la cantidad contratada en firme asciende a 115 MBbld entre el 2016-2020, 95 MBbld para el 2021, 90 MBbld 2022-2024, 85 MBbld 2025-2027 y 75 MBbld del 2028 al 2033. La tarifa se estableció en

US\$3.51 por barril, reajutable mensualmente por la inflación americana (US\$4.69 por barril al cierre del 2017).

En el 2017, el volumen de LGN transportado disminuyó en 3.6% respecto del 2016, alcanzando los 32.3 millones de barriles con un promedio diario de 88,544 barriles.



■ Marco Regulatorio

Tarifa única

En junio del 2010 se publicó el Decreto Supremo 036-2010-EM que crea la Tarifa Única de Transporte de Gas Natural (TUTGN). Esta tarifa única se calcula como el promedio ponderado de las tarifas aprobadas por OSINERGMIN a los concesionarios de transporte de GN, por servicio prestado, de acuerdo a sus contratos de concesión. Para esto, se calcula el ingreso recibido (IR), que resulta de aplicar la TUTGN por la demanda real; y el ingreso objetivo (IO) que resulta de aplicar la tarifa aprobada para cada concesionario por la demanda real. Los concesionarios pueden ser deficitarios (IR>IO) o excedentarios (IR<IO). La diferencia se transfiere de los agentes excedentarios a los agentes deficitarios, según corresponda.

Por lo anterior, dicha regulación no tiene impacto económico para TGP ya que la empresa seguirá percibiendo la tarifa base aprobada en el contrato de concesión.

■ Desempeño Financiero

En setiembre 2017, la Empresa revaluó y decidió aplicar la norma contable CINIIF 12, lo que implicó que parte de los activos fijos sean reclasificados a activos intangibles, los cuales se amortizan por el método de línea recta durante el plazo de vigencia del Contrato de Concesión, siendo el gasto cargado al estado de resultados integrales como Costo del Servicio. Asimismo, los resultados acumulados de la Compañía al 31 de diciembre del 2016 y del 2015, producto de la reclasificación, registraron una disminución de US\$4.5 y 5.8 millones, respectivamente.

Cabe destacar que esta reexpresión contable no tiene impacto material en la generación de caja de la empresa, por lo que no comprometen la capacidad de pago de las obligaciones financieras ni operativas de la empresa.

Por su parte, durante el 2017, los ingresos ascendieron a US\$676.2 millones, 8.5% superiores comparado al año anterior, debido a que el 2017 constituye el primer año completo de la operación del gasoducto post ampliación, la misma que fue culminada en abril 2016. Asimismo, desde setiembre del 2016, se encuentra en operación la Derivación Principal de Ayacucho, lo cual le reportará ingresos anuales por US\$4.3 millones.

Cabe mencionar que la tarifa de transporte se reajusta anualmente al estar indexada a la inflación americana. Los ingresos son estables, en línea con la estructura de sus contratos, donde el 100% de su capacidad mantiene contratos en firme, es decir, no depende del volumen transportado.

Por su parte, el EBITDA, durante el 2017, ascendió a US\$471.4 millones (2016: US\$410 MM), superior a los US\$456 MM estimados por la Clasificadora y alcanzó un margen de 69.7%. La empresa se caracteriza por mantener costos operativos relativamente estables, es así que se observa un incremento en el margen EBITDA con respecto al 2016, debido a que la ampliación de la capacidad del gasoducto ha permitido reducir el impacto de los costos fijos y mejorar la eficiencia.

Finalmente, la utilidad neta al cierre del 2017 ascendió a US\$211.9 millones, superior a los US\$184.2 millones del 2016, debido a la mayor facturación, producto de la expansión.

En términos de generación de caja, durante el 2017, TGP generó un flujo de caja operativo de US\$364.7 millones (US\$236.3 millones en el 2016), los cuales se destinaron principalmente al pago de dividendos. Éstos ascendieron a US\$291 millones, monto por encima del repartido en el 2016 (US\$177 millones). Por su parte, durante el 2017 no se realizó ninguna fuerte inversión de ampliación de la capacidad de transporte. Por lo que se registró una menor salida de efectivo proveniente del Capex de la Empresa (dic-17: US\$34.6 millones vs. dic-16: US\$112.0 millones). Así, el saldo en caja se incrementó en US\$38.6 millones a US\$125.1 millones (2016: US\$86.5 millones).

Cabe señalar que, en noviembre del 2016, luego de culminado el periodo de fuertes inversiones por la expansión de la capacidad de transporte, la compañía acordó como política de dividendos repartir el 100% de las utilidades y resultados acumulados, siendo posible la distribución de dividendos a cuenta, a propuesta del Directorio de la

Sociedad, por la Junta General de Accionistas, incluyendo la Junta Obligatoria Anual.

La Clasificadora destaca que la Empresa se ha caracterizado por registrar holgados niveles de liquidez. Así, la caja cubre en 4.89x la parte corriente de la deuda, mientras que la liquidez corriente ascendió a 2.97x (3.61x en el 2016).

Financiamiento y coberturas

Al cierre del 2017, la deuda financiera ascendió a US\$973.1 millones, superior al saldo del 2016 (US\$965.1 millones) debido a la apreciación del tipo de cambio así como por la actualización de los bonos usando el factor VAC. La deuda financiera corresponde a bonos emitidos en el mercado local e internacional.

La deuda mostraba, a fines del 2017, un adecuado calce de monedas; así, la mayor parte de ésta, 87.6%, se encuentra pactada en dólares y el 12.4% en soles VAC, acorde con la generación (100% de sus ingresos son pactados en dólares). Se espera mantener tal proporción en los próximos años.

El incremento del EBITDA llevó a que el nivel de apalancamiento financiero se redujera, pasando de 2.35x a 2.09x, del 2016 al 2017. Si se considera la deuda neta de caja, el indicador se reduce a 1.80x, también por debajo del 2.14x del 2016. Es así que se sigue mostrando una estructura de capital sólida con un bajo nivel de endeudamiento tomando en cuenta la estabilidad de los flujos.

Detalle de la Deuda Financiera Senior a Diciembre 2017 (US\$ MM)							
Emisión	Moneda	Monto Emitido	Saldo*	Plazo (años)	Gracia (años)	Fecha Venc.	Tasa
Bonos 1er Prog							
Cuarta	soles	70.0	107.3	25	15	ago-29	VAC + 7.125%
Sexta	soles	8.9	13.2	25	15	may-30	VAC + 6.25%
Bono 144 A / Reg S	US\$	850.0	852.6	15	10	abr-28	4.25%
Total		928.9	973.1				

* Incluyen intereses devengados (VAC)

Fuente: TGP

Cabe señalar que la emisión de bonos internacionales en abril 2013 otorgó una mayor flexibilidad financiera a TGP, dado que amplió el *duration* de las obligaciones financieras, de 7.88 a 12.24 años, mientras se obtuvo un *tail* de tres años. La amortización de los bonos internacionales se realizará a partir del 2024, mientras que la deuda local se amortizará desde el 2019.

De esta forma, los ratios EBITDA / Gastos Financieros y EBITDA / SD durante el 2017 ascendieron a 10.6x y 6.73x, respectivamente. El servicio de deuda que se ha considerado corresponde a las obligaciones de pago que la empresa tiene que realizar por los servicios de compresión

(aproximadamente US\$25 millones) más los gastos financieros de los bonos emitidos.

Proyecciones financieras

Las proyecciones realizadas por la Clasificadora incorporan la totalidad de la capacidad de transporte de GN para el mercado local contratada en firme, ya que estos contratos poseen una vida remanente promedio de 14 años. Asimismo, se asume una mejora del margen EBITDA producto de las eficiencias que se logran con la reciente expansión del gasoducto, dado los costos relativamente estables; pero se mantiene en 68.0% (la empresa espera mantener un margen alrededor de 69.0%; Real 2017: 69.7%).

Se considera un capex de mantenimiento de US\$35 a 45 millones del 2018 en adelante, que se financiará con la generación de caja, ya que no se espera que se incorporen nuevas ampliaciones en el corto plazo, debido a que la última se culminó en el 2016.

Luego de incorporar el efecto de la ampliación de la capacidad de transporte en el nivel de facturación, se prevé que los ingresos se incrementen solo con el reajuste de las tarifas. El flujo de caja libre (FCL) anual ascendería a US\$277 millones para el 2018 y US\$277 millones en promedio, entre los años 2018-2024.

Cabe mencionar que el EBITDA se reduce en los últimos años (a partir del 2029), por la reducción gradual del contrato de servicio de líquidos, en línea con la declinación natural de la producción de LGN del yacimiento y al vencimiento del contrato con PLNG en el 2028. No obstante, casi la totalidad de la deuda se cancela en el 2028. Además, dada su posición competitiva estratégica, TGP podría participar en futuras licitaciones de transporte de gas, una vez que el contrato con PLNG haya concluido.

La Clasificadora espera que el ratio de cobertura de servicio de deuda (FCL/SD) se mantenga en promedio en 5.3x entre el 2018 y 2023, y 1.2x en promedio entre el 2024 y 2028, periodo de amortización de los Bonos. Asimismo, se espera que el nivel de endeudamiento se mantenga alrededor de 2.1x en promedio hasta el 2023, para luego disminuir progresivamente con la amortización de la deuda.

La Clasificadora considera que TGP presenta indicadores muy sólidos y un adecuado nivel de flexibilidad financiera, originados en gran parte por la predictibilidad de los ingresos de la compañía; reflejado en la contratación en firme del 100% de su capacidad a precios fijos y con bajo riesgo crediticio en su portafolio de ventas; así como por los costos operativos relativamente estables, los cuales es capaz de traspasar a los usuarios finales.



Flujo de Caja y Coberturas
(US\$ MM)

Año	Ingres.	EBITDA	Margen			FCF /		DF /
			Ebitda	FCF	SD	SD	EBITDA	
2018	687	467	68%	277	45	6.2	2.1	
2019	699	475	68%	282	45	6.2	2.1	
2020	711	483	68%	286	56	5.1	2.0	
2021	686	466	68%	272	57	4.7	2.1	
2022	688	468	68%	271	57	4.8	2.1	
2023	699	475	68%	274	57	4.8	2.0	
2024	711	483	68%	268	219	1.2	1.6	
2025	713	485	68%	258	211	1.2	1.2	
2026	725	493	68%	251	203	1.2	0.8	
2027	737	501	68%	245	196	1.3	0.4	
2028	728	495	68%	229	188	1.2	0.1	
2029	643	437	68%	186	17	10.9	0.0	
2030	655	446	68%	190	2	99.1	0.0	
2018-2023	695	473	68%	277	53	5.3	2.1	
2024-2028	723	492	68%	250	203	1.2	0.8	

Fuente: A&A



Resumen Financiero - Transportadora de Gas del Perú S.A.

(en miles de US\$)

	Dic-17*	Dic-16*	Dic-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13
Rentabilidad						
EBITDA	471,411	410,427	414,028	357,488	366,942	356,027
Margen de EBITDA (%)	69.7%	65.8%	66.4%	65.7%	68.2%	69.9%
(FFO + Gastos Financieros Pagados) / Capitalización	29.5%	18.2%	18.8%	16.8%	19.5%	13.9%
FCF (incl. nueva deuda) / Ingresos	9.7%	6.9%	-9.9%	-20.9%	-11.5%	178.7%
Retorno sobre el Patrimonio Promedio (%)	54.3%	43.6%	42.8%	24.6%	21.4%	11.5%
Cobertura						
(FFO + Gastos Financieros Pagados) / GF Pagados	9.20	6.14	6.38	4.10	6.42	6.16
EBITDA / Gastos financieros Pagados	10.60	9.35	9.43	5.81	7.83	9.46
EBITDA / Servicio de deuda	6.73	5.99	6.04	4.17	4.86	5.36
(FCF + Gtos Fin. Pagados + Nuevas deudas neto) / SD	1.57	1.27	-0.26	-0.61	-0.20	1.92
(FCF + Gtos Fin. Pagados + Nuevas deudas neto + Caja) / SD	3.36	2.53	1.00	1.13	3.31	6.87
(Ebitda-capex neto de financiamiento-impuestos) / SD	5.29	4.71	3.11	1.64	2.70	16.89
CFO / Inversión en Activo Fijo	47.34	39.98	1.95	1.12	2.19	3.18
Deuda Financiera Senior / VCBC	0.70	0.66	0.66	0.67	0.69	0.67
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda financiera / Capitalización	70.1%	65.1%	64.9%	64.1%	62.8%	58.6%
Deuda ajustada total / Capitalización	74.8%	71.0%	70.8%	71.5%	70.6%	67.2%
Deuda ajustada total / EBITDA	2.20	2.57	2.54	2.99	2.97	3.14
Deuda financiera / EBITDA	2.06	2.35	2.33	2.68	2.64	2.74
Deuda financiera neta / EBITDA	1.80	2.14	2.12	2.27	1.92	1.81
Costo de financiamiento estimado	7.3%	7.4%	7.4%	7.5%	7.7%	11.2%
Deuda ajustada CP / Deuda ajustada total	2.5%	2.3%	2.3%	2.3%	2.6%	2.6%
Balance						
Activos totales	1,595,445	1,660,846	1,665,316	1,692,824	1,767,383	1,848,663
Caja e inversiones corrientes	125,067	86,480	86,480	149,534	265,094	328,724
Deuda financiera Corto Plazo	25,550	24,636	24,636	24,210	28,612	28,758
Deuda financiera Largo Plazo	966,554	958,662	958,662	953,186	963,258	967,653
Deuda financiera senior	973,146	965,086	965,086	959,607	969,850	974,280
Deuda financiera subordinada	-	-	-	-	-	-
Deuda financiera total	973,146	965,086	965,086	959,607	969,850	974,280
Otras deudas de LP (servicio de compresión) parte corriente	18,958	18,212	18,212	17,789	22,020	22,131
Otras deudas de LP (servicio de compresión)	45,551	69,915	69,915	91,865	98,781	120,926
Deuda ajustada total	1,037,655	1,053,213	1,053,213	1,069,261	1,090,651	1,117,337
Patrimonio Total	350,144	429,710	434,180	426,900	453,416	546,373
Capitalización	1,387,799	1,482,923	1,487,393	1,496,161	1,544,067	1,663,710
Flujo de caja						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	364,678	225,894	236,340	190,368	253,706	194,332
Flujo de caja operativo (CFO)	364,678	225,894	236,340	190,368	253,706	189,910
Inversiones en Activos Fijos	(7,704)	(5,650)	(121,005)	(169,245)	(115,623)	(59,811)
Dividendos comunes	(291,465)	(176,940)	(176,940)	(135,000)	(200,000)	(70,000)
Flujo de caja libre (FCF)	65,509	43,304	(61,605)	(113,877)	(61,917)	60,099
Otras inversiones, neto	(26,922)	(106,358)	(1,449)	(1,683)	(1,713)	(4,906)
Ingreso por nuevas deudas	-	-	-	-	-	850,000
Amortizaciones nuevas deudas	-	-	-	-	-	(820,454)
Variación de caja	38,587	(63,054)	(63,054)	(115,560)	(63,630)	84,739
Resultados						
Ingresos	676,226	623,524	623,524	544,454	537,872	509,403
Variación de Ventas (%)	8.5%	n.d.	14.5%	1.2%	5.6%	9.9%
Utilidad operativa (EBIT)	368,878	316,706	324,345	287,802	296,435	284,238
Gastos financieros	71,033	70,753	70,753	72,640	74,846	107,463
Resultado neto	211,899	185,546	184,220	108,484	107,043	63,432
Capacidad Transporte						
GN (en miles de MMPC)	1,540	1,540	1,540	1,275	1,275	1,230
LGN (en millones de barriles)	130	130	130	130	130	130
Volumen Transportado						
GN (en miles de MMPC)	428.33	455.44	455.44	404.21	415.59	404.32
LGN (en millones de barriles)	32.32	33.53	33.53	32.24	36.47	36.83
Valor Contable de los Bienes de la Concesión (MMUS\$)	1,387.80	1,457.63	1,461.60	1,431.90	1,412.67	1,449.00
Vencimientos de Deuda Senior de Largo Plazo (Dic13)						
Año (MM de US\$)	2018	2019	2021	2022	2023	2024
Vencimientos (Principal)	-	-	-	-	-	850

*Reestructurado ante la aplicación contable de la CINIIF 12, en vez de la NIC 16

EBITDA: Ut. operativa + depreciación y amortización.

FFO: Ut. neta + depreciación y amort + resultado va activos + castigos y provisiones + otros ajustes a la ut. neta + var en otros activos + var de otros pasivos - dividendos preferentes

Variación de capital de trabajo: Cambio en CxK comerciales + cambio en existencias - cambio en CxP comerciales

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo

FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes



ANTECEDENTES

Emisor:	Transportadora de Gas del Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. Santo Toribio 173, Vía Central 125 Torre Real 8, Of 901, San Isidro.
RUC:	20499432021
Teléfono:	(511) 617-7777
Fax:	(511) 617-7701

RELACIÓN DE DIRECTORES

Alfredo Ergas	Presidente del Directorio
José Antonio de las Heras	Vicepresidente del Directorio
Karim Ait Said	Director
Julio Luque Badenes	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Adolfo Hereen	Gerente General
Tomás Delgado	Gerente Administración y Finanzas
Renzo Viani	Gerente Legal
José Luis Lanziani	Gerente Técnico Operativo
Tania Silva	Gerente de Sostenibilidad y Comunicación Corporativa
Gorka Gomez	Gerente de Control de Gestión

RELACION DE ACCIONISTAS

Enagas International S.L.U.	28.95%
Tecgas Camisea Inc.	20.64%
Sipco Peru Pipelines Corporation	21.18%
Carmen Corporation	13.92%
Pisco Four Holdings INC	8.07%
La Habanera L.P.	7.25%

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. CLASIFICADORA DE RIESGO, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Empresas Clasificadoras de Riesgo, aprobado por Resolución SMV N°032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A.**:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Primer Programa de Bonos Corporativos – Cuarta y Sexta Emisión	Categoría AAA (pe)
Perspectiva	Estable
<u>Definición</u>	

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

Perspectiva: Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(*) 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 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 la empresa (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.0% de sus ingresos totales.

Limitaciones - En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.