

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

Informe Anual

Ratings

Tipo Instrumento	Rating Actual	Rating Anterior	Fecha Cambio
Primer Programa Bonos Corporativos – 4ta y 6ta emisión	AAA(pe)	N.R.	
N.R. – No clasificado anteriormente			
Elaborado con cifras auditadas a diciembre del 2014			

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	Dic-14	Dic-13
Ingresos	537,872	509,403
EBITDA	366,942	356,027
Flujo de Caja Operativo (CFO)	253,706	189,910
Deuda financiera senior 1/	969,705	974,280
Deuda financiera total	969,705	974,280
Deuda ajustada total	1,090,651	1,117,337
Caja y valores	265,094	328,724
Deuda financiera / EBITDA	2.64	2.74
Deuda financiera neta / EBITDA	1.92	1.81
Deuda ajustada total / EBITDA	2.97	3.14
EBITDA / Gastos Financieros	7.83	9.46

Fuente: TGP

1/ La deuda financiera *senior* incluye los bonos corporativos y los préstamos bancarios.

Analistas

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

Javier Canchano G.
(511) 444 5588
javier.canchano@aai.com.pe

Descripción

Apoyo & Asociados Internacionales (AAI) ratificó la clasificación de riesgo de AAA(pe) a las Cuarta y Sexta Emisión del Primer Programa de Emisión de Bonos Corporativos emitidos por TGP en soles VAC (US\$118.3 millones al cierre del 2014), los cuales coexisten con bonos provenientes de una emisión internacional (tipo 144A/Reg S), realizada en abril del 2013, por US\$ 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. Se espera que los bonos locales coexistan con los bonos internacionales hasta, por lo menos, el 2019, fecha de inicio de la amortización de los bonos locales y de activación de la opción de prepago que tiene la empresa.

TGP cuenta con más de diez años de operación mostrando un satisfactorio desempeño operativo y financiero, lo que se ve reflejado en su clasificación, la cual se fundamenta principalmente en los siguientes factores:

-Ingresos estables y predecibles. Los ingresos de TGP (US\$537.9 y 509.4 millones en el 2014 y 2013, respectivamente) son estables y predecibles, debido a que cuenta con contratos *ship or pay* de muy largo plazo 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 Flujo de Caja Operativo es estable y predecible, y ascendió a US\$253.7 y 189.9 millones en el 2014 y 2013, respectivamente.

-Sólida posición competitiva. La posición competitiva de TGP se ve reflejada por la naturaleza de monopolio natural de sus operaciones, su cercanía geográfica al principal yacimiento gasífero del país y las economías de escala que obtiene por su llegada a Lima (concentra el 45% del PBI). Si bien no existen restricciones regulatorias a la entrada de nuevos concesionarios de transporte de Gas Natural (NG por sus siglas en inglés) y Líquidos de Gas Natural (NGL), existen altas barreras de entrada por las fuertes inversiones (cerca de US\$5,000 millones, lo que se traduce en una tarifa por más del triple que la actual).

-Sólido Perfil Financiero. TGP presenta holgados ratios de cobertura y bajos niveles de endeudamiento con un importante flujo de caja. En el 2014, el total de la deuda financiera ascendió a US\$969.7 millones y el EBITDA a US\$366.9 millones (3.1% superior al del 2013, principalmente debido al mayor consumo de gas natural de generadoras por los 45 MMPCD de capacidad adicional contratados en firme provenientes del incremento temporal de capacidad. De esta manera, el nivel de endeudamiento (deuda financiera/EBITDA) fue de 2.64x (2.74x en el 2013), y el *Project Life Coverage Ratio* (VPN del Flujo de caja / deuda total) fue 2.52x para el 2014.

Asimismo, se espera un FCL/SD promedio de 4.26x entre el 2015 y 2022, y de 1.63x entre el 2023 y 2027, con mínimos de 1.13x y 1.50x. Por otro lado, se espera que se reduzca el nivel de endeudamiento a partir del 2017, luego de culminada la expansión del gasoducto a 920 MMPCD (actualmente en 655 MMPCD), a niveles de 2.09x y se mantenga en 2.01x en promedio, hasta el 2022, para luego reducirse progresivamente con la amortización de la deuda.

-Alto compromiso por parte del Estado. El yacimiento Camisea (Lote 88 y Lote 56) constituye un activo estratégico para el Perú debido a que éste es el yacimiento gasífero más grande del país con reservas probadas por 11.2 TPC de NG y 585.0 MMBbl de NGL de acuerdo con el auditor *Netherland, Sewell & Associates*, aproximadamente el 86 y 92% del total de las reservas probadas de NG y NGL del Perú. Adicionalmente, el Lote 57 (que vende su producción al Lote 56) cuenta con reservas por 0.7 TPC de NG y 40 MMBbl de NGL. El GN del Lote 88 el único que se comercializa a nivel residencial, comercial e industrial a gran escala en el Perú; mientras el NG del Lote 56 es exportado en su totalidad a la planta de licuefacción de NG de Perú LNG. El sistema de transporte de TGP constituye un activo estratégico para la economía del Perú, ya que transporta el 93.3 y 96.5% de la producción fiscalizada de GN y LGN, respectivamente. Asimismo, éste es importante para la matriz energética del país, ya que abastece al 71.0% de la potencia térmica del mismo (42.1% de la potencia efectiva SEIN) y participó con el 45.0% en la generación de energía en el 2014.

Así, Camisea ha traído grandes beneficios para el país, tanto en la mejora de la competitividad de las industrias por el uso de combustible barato, como en la generación de ingresos para el Estado vía regalías (65.0% del total de regalías del sector de hidrocarburos, las que ascienden a alrededor de US\$1,600 millones en 2014).

Cabe señalar, que el ratio reservas / producción (equivalente a 33 años) permite inferir que la oferta de gas se encuentra razonablemente garantizada y supera la vida de los bonos. Asimismo, la liberación de las reservas del Lote 88 ha permitido que actualmente se cubra el nivel de capacidad máximo de TGP hasta el 2033 (7.3 vs. 6.4 TPC, respectivamente). El potencial de reservas recuperables con las que cuenta el yacimiento asciende a 15.5 TPC.

Asimismo, TGP no requiere mantener una contratación del 100% para cubrir sus compromisos financieros, ya que muestra ratios de cobertura bastante sólidos y holgados. Así, incluso con 56.5% de contratación en promedio entre el 2015 y 2028 (involucra reservas por sólo 2.6 TPC), TGP es capaz de cubrir la totalidad del servicio de deuda.

¿Qué podría gatillar la clasificación?

- Un mayor nivel de endeudamiento del esperado, el cual se daría como resultado de no finalizar la expansión del gasoducto y el incremento de la deuda financiera.
- Un mayor riesgo político relacionado con una reducción significativa del *rating* soberano y una caída drástica en las reservas probadas de NG y NGL.
- Un cambio en las políticas operativas de la compañía.

■ **Perfil**

TGP es el operador del principal Sistema de Transporte de NG y NGL del Perú, transportando durante el 2014, el 93.3 y 96.5% de la totalidad de la producción fiscalizada de NG y NGL del país, respectivamente.

En nov. 2000, TGP se adjudicó la concesión para construir y operar un gasoducto de una capacidad de hasta 450 MMPCD para abastecer la demanda local y un poliducto de hasta 50 MBPD para transportar en exclusividad los NGL 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 NGL (557 km) y Lurín (Lima) en el caso de NG (729 km). El inicio de la operación comercial del Sistema de Transporte (Sistema) se dio el 20 de agosto del 2004 y el plazo de la concesión es de 33 años (hasta noviembre 2033), renovables en periodos de diez años hasta un plazo máximo acumulado de 60 años.

Desde sus operaciones, el sistema ha pasado por diversas ampliaciones en la capacidad de transporte de NG y GNL. Como resultado, a la fecha TGP cuenta con gasoducto con una capacidad de transporte de 655 MMPCD y un poliducto con una capacidad de transporte de 115,000 BPD. En el marco de la normativa aplicable, se asignó a *prorrata*, de acuerdo al último *open season*, los 45 MMPCD adicionales.

Con la firma de la adenda al Contrato BOOT (mayo 2010 y modificada en abril 2011), 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 encuentra sujeto a modificaciones, como ocurrió con el retraso originado por la falta de otorgamiento de autorizaciones y por el atentado terrorista ocurrido en el 2012. Así, la empresa firmó una nueva adenda en setiembre del 2013, como se explicará más adelante, con el fin de realizar ajustes al proyecto de expansión según los hechos ocurridos. TGP espera alcanzar la capacidad comprometida en el primer trimestre del 2016.

Es importante mencionar que bajo el "Acuerdo de Uso de Capacidad" firmado entre Perú LNG (proyecto de exportación de LNG) y TGP, ésta tiene creados hasta 470 MMPCD del gasoducto de PLNG (el contrato contempla hasta un máximo de 550 MMPCD), con lo cual le permite a TGP alcanzar los 920 MMPCD para el mercado local.

En marzo del 2014 se concretó la venta de la participación accionaria de Hunt y Repsol a Enagas, por lo que la estructura accionarial quedó como sigue:

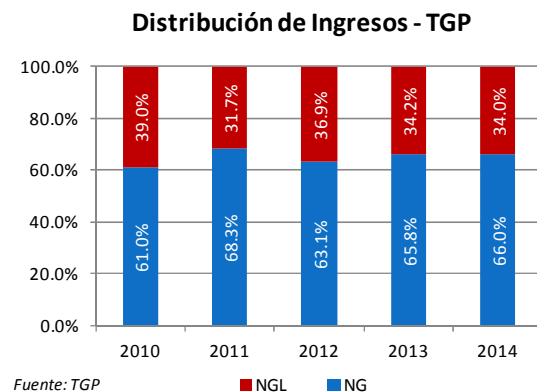
Proyecto Camisea				
Grupo Económico	Origen	Productores (Lote 88 y 56)		
		Explotación	TGP	Cálidda
Hunt	EE.UU.	25.2%	-	-
Tecpetrol	Italia - Argentina	10.0%	-	-
Tecgas Camisea			23.6%	-
Carmen Corporation	Canadá		13.2%	-
Pluspetrol	Argentina	27.2%	-	-
Sipco Perú Pipelines Co.	Argentina	10.0%	21.2%	-
International Power	Bélgica	-	8.1%	-
SK	Corea del Sur	17.6%	11.2%	-
Graña y Montero	Perú	-	1.6%	-
Corp. Financiera de Inv.	Perú	-	1.1%	-
Repsol	España	10.0%	-	-
Enagas	España	-	20.0%	-
EEB	Colombia	-	-	60%
Promigas	Colombia	-	-	40%
Operador			Pluspetrol	COGA
				Cálidda

Fuente: PLUSPETROL / TGP / Cálidda

■ **Operaciones**

TGP cuenta con una base de ingresos y clientes estables, asociada a su capacidad de transporte, con los cuales tiene contratos en firme, por lo que sus ingresos no se ven afectados por la estacionalidad y/o volatilidad de la demanda de sus clientes.

En el 2014, el 66.0% de los ingresos provino del transporte de NG mientras que el 34.0% restante provino del transporte de NGL. Se espera que los ingresos por transporte de NG signifiquen, en promedio, 75% de los ingresos totales entre el 2016 (luego de culminada la fase de expansión) y el 2033.



Para el transporte de NG al mercado doméstico, la tarifa se encuentra determinada en el Contrato BOOT, y solo se ajusta anualmente por la inflación estadounidense. Para los NGL, la tarifa se determina en las negociaciones privadas entre el Consorcio de Productores y TGP según el Contrato de Transporte (LTA). De esta manera, la compañía no se

encuentra expuesta al riesgo regulatorio derivado de revisiones tarifarias. Similar situación (negociación privada), es la tarifa relacionada al transporte de NG para PLNG, en el tramo de la Selva.

La mayor demanda local en relación a la capacidad actual del gasoducto y los cambios regulatorios en el sector eléctrico han llevado a que casi la totalidad de los clientes de la empresa tenga contratos de servicio en firme (el pago es independiente del volumen transportado), lo cual le da estabilidad a los ingresos de la empresa.

Así, el 100% de la capacidad actual de transporte de NG se encuentra contratada por contratos en firme, con un plazo remanente de contratos promedio de 18 años. Cuatro empresas (tres de ellas generadoras eléctricas) representan el 74.1% de la capacidad contratada para el mercado doméstico, mientras que PLNG representa el 48.6% del total de la capacidad contratada del gasoducto. Adicionalmente, el 100% de la capacidad adicional del gasoducto se encuentra contratado en condiciones similares a las de la capacidad actual. Respecto a los 920 MMPCD, TGP ya tiene contratado el 98%, considerando el último *open season*.

Contratos de NG - Marzo 2015

Empresas	Firme (MMPCD)	Interrumpible (MMPCD)
Edegel	113.3	35.1
Kallpa	122.7	47.0
Cálidda	143.6	86.1
Enersur	105.7	33.7
Fenix Power	57.5	0.0
Termochilca	23.5	22.5
Emp. de Generac. Eléct. de Arequipa	20.0	0.0
UNACEM	18.5	23.2
Pluspetrol Perú Corporation	14.1	17.8
Contugas	10.0	29.3
SDF Energía	9.4	4.8
Cerámica Lima	4.4	2.3
Otros	12.4	9.1
Total mercado local	655.0	310.9
Perú LNG	620.0	125.0
TOTAL	1,275.0	435.9

Fuente: TGP

Los cinco principales clientes explican el 79.6% del total de ingresos por transporte de NG 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, 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), lo que reduce el riesgo crediticio de su portafolio de ventas.

Ingresos por Transporte de GN - 2014

Clientes	% Ingresos	Tipo de Cliente	Plazo Remanente Contrato	Rating Local
Perú LNG	23.4%	Otro	14 años	AA+
Cálidda	17.2%	Distribuidor	19 años	
Edegel	13.0%	Generador	11 años	AAA
Kallpa	13.8%	Generador	19 años	AAA
Enersur	12.2%	Generador	16 años	AAA
Otros	20.4%	Gen/Ind/Dist		

Fuente: TGP

Por el lado de los NGL, 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).

De esta forma, en el 2014, el 97.4% de los ingresos provino del servicio de transporte en firme de NG y NGL, mientras que la diferencia provino del servicio de transporte interrumpible (94.8% en el 2013).

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 NG y NGL, existen altas barreras de entrada por las fuertes inversiones, su cercanía geográfica al principal yacimiento gasífero del país y las economías de escala que obtiene por su llegada a Lima. En caso un nuevo transportista quisiera ingresar al mercado, el costo de la inversión traído al valor actual asciende a aproximadamente US\$5,000 millones, lo que implicaría una tarifa por más del triple que la de TGP para recuperar la inversión.

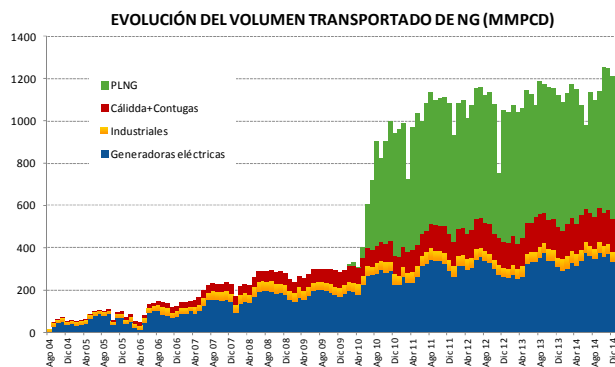
Mercado Doméstico

El mercado doméstico del transporte de NG abarca a los clientes industriales, generadoras eléctricas y distribuidoras. 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 1.11 para el periodo marzo 14 – febrero 15), por lo que no se encuentra expuesta al riesgo regulatorio.

En el 2014, este mercado explicó el 50.5% de los ingresos (50.7% en el 2013). Las generadoras eléctricas son los principales clientes con una participación del 34.4% del total de ingresos (35.1% en el 2013), seguidos por las distribuidoras Cálidda y Contugas (una encargada de la distribución de NG en Lima y Callao y la otra en Ica, Nazca y Marcona) con el 12.0% (11.5% en el 2013), y las empresas industriales (consumos de NG superiores a los 30,000 m³/día) con el 4.0% de los ingresos totales (4.1% en el 2013).

Durante el 2014, el volumen transportado de NG al mercado doméstico se incrementó en 14.2%, alcanzando un total de 200,517 MMPCD, con un volumen promedio de 573 MMPCD, y un pico de 587 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.

El crecimiento en el volumen transportado se explica principalmente por la mayor demanda por parte de las generadoras termoeléctricas, la cual se incrementó en 17.0% (64.1% del total del volumen transportado) producto de la mayor potencia efectiva térmica, impulsada por el crecimiento de la economía y el bajo costo del NG; seguido por el incremento del volumen transportado a los clientes regulados (Calidda y Contugas) en 9.7% (27.0% del total del volumen transportado). Asimismo, los clientes industriales incrementaron su demanda en 9.0% (participan con el 8.9% 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 2014, este mercado explicó el 49.5% del total de los ingresos de TGP (49.3% a diciembre 2013), y se espera se reduzca a 40.5% de los ingresos para el 2016 producto del crecimiento de la demanda doméstica de NG.

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

En el caso de PLNG (15.4% de los ingresos totales), TGP mantiene con dicho cliente un Contrato en Firme por 620 MMPCD por 18 años a partir de junio del 2010. Cabe señalar que TGP abastece a dicho cliente luego de

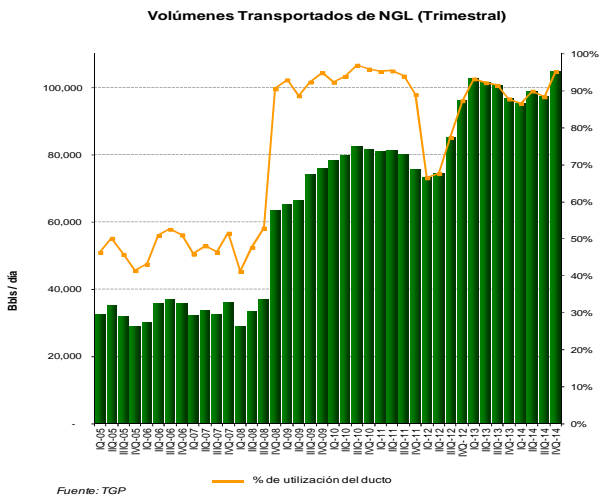
garantizar una capacidad de 450 MMPCD para el mercado doméstico (920 MMPCD a partir del 2016). La tarifa pactada con dicho cliente varía según el precio del Henry Hub (HH), con un mínimo de US\$0.29/MPC y un máximo de US\$0.48/MPC. Cabe destacar que dicha tarifa es inferior a la tarifa base del mercado 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 2014, el volumen transportado a PLNG fue de 216,692 MMPCD, lo que equivale a ingresos por US\$82.9 millones. Se espera que PLNG represente alrededor de 13% del total de los ingresos, durante la vigencia del contrato.

Por otro lado, el Consorcio de Productores del yacimiento de Camisea (Lote 88, Lote 56 y Lote 57), es el único cliente del poliducto, y, al cierre del 2014, representó el 34.1% de los ingresos totales (34.2% en el 2013).

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 (hasta el 2028 y 2033, respectivamente). En el caso del contrato con el Lote 88, la cantidad contratada se incrementa de 50,000 a 70,000 BPD desde junio del 2009 y tendrá vigencia hasta el final del contrato o nueva adenda, a un costo mensual de US\$7,473,375, reajustado por la inflación Americana. Por su parte, en el contrato del Lote 56 se estipula que la capacidad inicial fue 10,000 BPD la cual varió en *steps* 10,000-15,000 y 40,000 BPD hasta el 23/03/2014. Actualmente, la capacidad es de 45,000 BPD y esta tiene vigencia hasta el 31/12/2020, la misma que, desde el 2021 hasta el 2028, empezará a reducirse en *steps* de 30,000 – 25,000 – 20,000 – 15,000 – 5,000 BPD. El costo inicial definido en este contrato fue de 4.00US\$/bbl, el cual fue modificado a 3.51US\$/bbl desde el 2012 con vigencia hasta finales del 2028, y de igual manera, se actualiza con la inflación Americana. La tarifa vigente para el 2015 es 4.45US\$/bbl.

En el 2014, el volumen de NGL transportado se redujo en 1.0% respecto del 2013, alcanzando los 36.5 millones de barriles con un promedio diario de 99,908 barriles.



Inversiones

TGP mantiene en su plan de inversiones, la ampliación de la capacidad garantizada de 450 a 920 MMPCD, según lo establecido en la adenda al contrato BOOT con el Estado, firmada en el 2011.

Así, las ampliaciones permitirán que la capacidad instalada de TGP se incremente a 1,540 MMPCD en el caso del gasoducto (incluye la capacidad de transporte de 620 MMPCD para PLNG en el tramo de la selva).

No obstante, debido a los problemas de seguridad que ocurrieron en el 2012 y la necesidad de atender la demanda proveniente de los contratos por vencer y los nuevos contratos firmados en el último *open season*, el MEM aprobó una nueva adenda al contrato BOOT de TGP, en setiembre del 2013. Así, la ampliación consistirá de:

- i) La construcción de una planta compresora más grande que la considerada inicialmente, que consistirá de cuatro equipos turbocompresores de 18,000 HP cada uno y contará con la posibilidad de agregar una máquina adicional en el futuro. Cabe resaltar que las especificaciones técnicas definidas permitirán que se pueda alcanzar una capacidad de 920 MMPCD solo con tres turbocompresoras, permitiendo que la cuarta se mantenga en *standby* y se garantice la confiabilidad y operatividad de la planta.
- ii) La construcción de un *Loop* Costa de 24 pulgadas de diámetro y 31 km, que irá desde Chilca (donde se conectará con el *Loop* Costa existente) hasta Lurín, (donde se conectará con el *City Gate* Lurín).

Cabe mencionar que se extinguió la obligación de ejecutar el *Loop* Sur, luego de la redefinición de obras explicado anteriormente.

Por otro lado, la adenda incluye el proyecto de Derivación Principal a Ayacucho, el cual comprende un ducto pequeño de 14 pulgadas y de 20 km de longitud, que se dirige del KP 277 hacia el *City Gate* de Ayacucho. El proyecto representará una inversión de US\$37.0 millones y recibirá ingresos garantizados mensualmente, los cuales se aplicarán a la tarifa actual de transporte mediante un factor de aplicación tarifaria.

Es importante mencionar que TGP no espera destinar un importante volumen a dicho punto, ya que en línea con el objetivo de masificar el NG, éste será para uso vehicular, residencial y para pequeñas compañías. Adicionalmente, el volumen destinado a dicho punto se encuentra considerado en el volumen máximo de 920 MMPCD.

Como resultado de la nueva adenda firmada, se modificaron los montos de las inversiones, las cuales consideran un *capex* de US\$233 y 33 millones para 2015 y 2016, con lo que se alcanzará un nivel de capacidad de transporte de 920 MMPCD.

Durante 2014, el Estado peruano realizó importantes esfuerzos para restaurar las condiciones de seguridad ante los incidentes de febrero 2014 en la zona donde se ubica la Planta Compresora, situada en la selva KP 127; como consecuencia de los cuales fue posible continuar con la construcción del proyecto de expansión consistente en la construcción de la Planta Compresora KP 127 y un *Loop* en la costa entre Chilca y Lurín.

En tal sentido, en el 2014 se ha trabajado en la construcción de la Planta Compresora, lográndose cumplir con los objetivos previstos en el correspondiente programa anual. Al mismo tiempo, concluidos los rescates arqueológicos durante el 2013, en el 2014 se ha lanzado y está en proceso de desarrollo, las actividades vinculadas con las negociaciones con propietarios para liberar el Derecho de Vía que se utilizará para los trabajos del *Loop* de la Costa II.

En cuanto al proyecto de realizar el gasoducto de derivación a Ayacucho, durante el 2014 se han ejecutado todas las tareas vinculadas a ingeniería, adquisición de equipos y materiales y contratación de la firma que ejecutará los trabajos durante el 2015.

La compañía espera que la ampliación inicie operaciones comerciales entre enero y julio del 2016, siendo el grado de avance alrededor de 60% a mayo 2015. Por su parte, en 2014 se realizó el décimo sexto *open season*, para licitar los

107 MMPCD de capacidad que se mantienen pendientes. Así, se concedieron 87 MMPCD de transporte en firme: 55.2 MMPCD para Generadoras y 31.5 MMPCD para clientes industriales.

Además, en el proceso de oferta pública se contrataron 5 MMPCD producto de capacidad disponible no contratada, vencimiento de contratos y disminución de capacidad contratada. Por otro lado, en abril del 2014 se suscribieron contratos por un total de 45 MMPCD provenientes de un incremento temporal de capacidad en el sistema de transporte. La mencionada capacidad fue adjudicada a los Clientes que firmaron contratos de transporte en el marco del décimo quinto *open season* por el proyecto de ampliación en curso.

Capacidad de Suministro GN - Camisea (MMP)	2010	2012	
Capacidad Procesamiento de GN	1,300	1,820	
Capacidad de Entrega a TGP	1,150	1,680	
GN a Perú LNG	(620)	(620)	
GN a Mcdo Local 1/	530	1,060	
Transporte GN - TGP (MMPCD)	2010	2012-2015	2016
Capacidad transporte Mcdo Local	530	610 / 655	920
Transporte Contratado en firme 2/	(530)	(610)	(900)1/
Capacidad Transporte por colocar Mcdo Local	-		20

1/ al cierre del 2014, el Lote 88 mantenía contratos en firme con el Mcdo Local por 740 MMPCD

2/ al cierre del 2014, la capacidad contratada en firme de TGP incluye los 87 MMPCD del último open season

Fuente: Pluspetrol, TGP

Por su parte, los *sponsors* de Camisea apuestan por desarrollar el mercado NG ya que confían que las reservas recuperables (15.5 TPC) serán suficientes para atender la demanda de los próximos años, la cual se basa en el desarrollo del mercado residencial, comercial, de gas natural vehicular y comprimido y de la industria petroquímica. De esta manera, la estrategia de los *sponsors* para los próximos años se basa en la maximización del yacimiento, por lo que se encuentran realizando inversiones en exploración con el fin de incrementar las reservas y las inversiones en compresión para optimizar el nivel de producción suavizando la declinación natural de los pozos en el tiempo.

■ 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 NG, 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 el 2014, el EBITDA de TGP se incrementó en 3.1% a US\$366.9 millones, principalmente por mayores ingresos por la mayor capacidad de transporte de gas y líquidos.

Así, los ingresos por transporte de NG se incrementaron en 4.8%, respecto a los registrados en el 2013. Por su parte, los ingresos por transporte de NGL se incrementaron en 5.2%, durante el 2014, como consecuencia de la mayor tarifa producto del ajuste anual a la inflación americana (el incremento en el volumen *Ship or Pay* se dio en el 2012). A nivel agregado los ingresos crecieron en 5.6%.

El mayor transporte de NG y GNL en el año llevó a que los costos operativos se incrementaran en 40.9%, respecto al 2013. No obstante, cabe mencionar que el período se vio afectado por gastos extraordinarios por litigios y donaciones a la comunidad de influencia. Lo anterior llevó a que el margen EBITDA se redujera a 68.2% (69.8% en 2013).

TGP generó una utilidad neta mayor a la del 2013 (US\$107.0 millones vs. US\$63.4 millones, respectivamente). Esto se vio beneficiado por menores gastos financieros del período, debido a que no se tuvieron gastos extraordinarios como las comisiones por cancelación de deuda que hubo en el 2013, ni los ajustes de costos por el cambio del proyecto de expansión del ducto. Así, los gastos financieros se redujeron a US\$74.9 millones, de US\$107.5 millones en el 2013.

Lo anterior, junto con la disminución en 17.0% del patrimonio neto promedio por el reparto de dividendos por US\$200.0 millones, llevaron a que se registrara un incremento en el ROE durante el 2014, el cual ascendió a 24.1% (11.5% en 2013).

En términos de generación de caja, durante el 2014 TGP generó un flujo de caja operativo de US\$253.7 millones (US\$189.9 millones en el 2013), que le permitió cubrir la inversión en activos fijos, el reparto de dividendos y otras inversiones, por US\$115.6, 200.0, y 1.7 millones, respectivamente. Si bien la caja se redujo US\$63.6 millones

y cerró en US\$265.0 millones, ésta se mantiene holgada y cubre en 9.3x la parte corriente de la deuda.

Se espera que los niveles de caja se reduzcan a medida que se finalice las obras de expansión, no obstante, la Clasificadora destaca que la empresa se ha caracterizado por registrar holgados ratios de liquidez, registrando en el 2014, un indicador de 3.29x (5.72x en el 2013).

■ Estructura de Capital y Estrategia Financiera

Al cierre del 2014, la deuda financiera ascendió a US\$969.7 millones, 0.5% por debajo del 2013. No obstante, dada la disminución del patrimonio, el ratio deuda financiera / capitalización ascendió a 62.8%, superior al del 2013 (58.6%).

Detalle de la Deuda Financiera Senior a Diciembre 2014 (US\$ MM)

Acreeador	Monto desemb	Saldo*	Plazo (años)	Fecha Venc.	Tasa
Program. I Bonos	78.9				
Cuarta	70.0	105.3	25	2029	VAC + 7.125%
Sexta	8.9	13.0	25	2030	VAC + 6.25%
Bono 144 A / Reg S	850.0	851.6	15	2028	4.25%
Total	929	970			

* Incluyen intereses devengados y costos de emisión de deuda

Fuente: TGP

La deuda mostraba, al cierre del 2014, un adecuado calce de monedas; así, la mayor parte de ésta, 87.8%, se encuentra pactada en dólares (12.2% en soles VAC), acorde con su generación. Se espera mantener tal proporción en los próximos años.

El incremento en el EBITDA llevó a que el nivel de apalancamiento financiero se redujera, pasando de 2.74x a 2.64x, del 2013 al 2014, respectivamente. Si se considera la deuda neta de la caja acumulada, el indicador se reduce a 1.92x, superior al 1.81x del 2013 por la menor caja acumulada.

Por su parte, los niveles de cobertura que presentó TGP, al cierre del 2014, definidos por los ratios EBITDA/GF y EBITDA/SD fueron 4.90x y 3.54x en el 2014 (3.31x y 2.61x en el 2013, respectivamente).

Es importante mencionar que hasta antes de la emisión internacional realizada en 2013, TGP mantenía una estructura de endeudamiento y garantías tipo *Project Finance*, características que ya no reflejaban la situación actual de la compañía. De esta manera, la eliminación de las garantías, *covenants* y resguardos financieros para las emisiones vigentes, responde al hecho de que la empresa

cuenta con más de diez años de operación mostrando un satisfactorio desempeño operativo y financiero, y muestra sólidas proyecciones financieras (ya que ha dejado de ser un *Project Finance* a pesar de estar inmerso en un proceso de expansión, para pasar a ser un *utility*).

Cabe señalar que el indicador objetivo de apalancamiento de la empresa es de alrededor de 3.0x. Si bien se han tenido períodos por encima de eso, dadas las altas inversiones iniciales, AAI espera que dado el mayor grado de madurez de las operaciones y la solidez de sus flujos, la empresa pueda mantener un nivel moderado de apalancamiento.

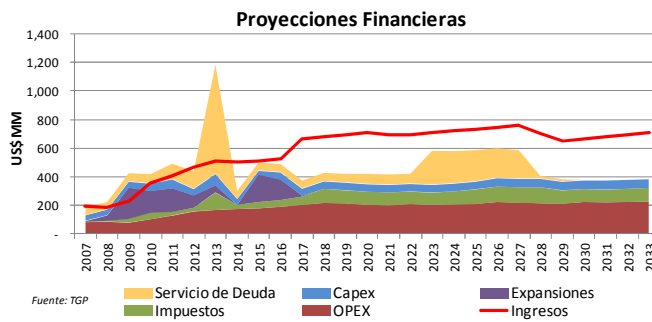
Proyecciones financieras

Las proyecciones realizadas por AAI incorporan los contratos actualmente firmados, tanto en firme como interrumpibles (se estima que estos últimos se conviertan en firme en los próximos *open season*), el incremento de la capacidad de procesamiento de los productores (culminada en el tercer trimestre del 2012), así como el retraso en la expansión del sistema de transporte, la cual, en un escenario conservador, culminará en el 2017 y alcanzará los 920 MMPCD para el gasoducto. Además, éstas consideran que el monto pendiente de *capex* por US\$266 millones se financiará con la generación de caja.

Con todo lo anterior, se espera un crecimiento importante en los ingresos de la empresa luego de culminada la ampliación del sistema producto de la mayor demanda local de NG. Asimismo, se espera que tanto los EBITDA como los márgenes de EBITDA se incrementen, dado los costos relativamente estables.

Así, se espera que los ingresos totales de la Empresa pasen de US\$537.9 millones en el 2014, a más de US\$650 millones a partir del 2017, asumiendo una contratación del 100% del gasoducto y el LTA de los NGL.

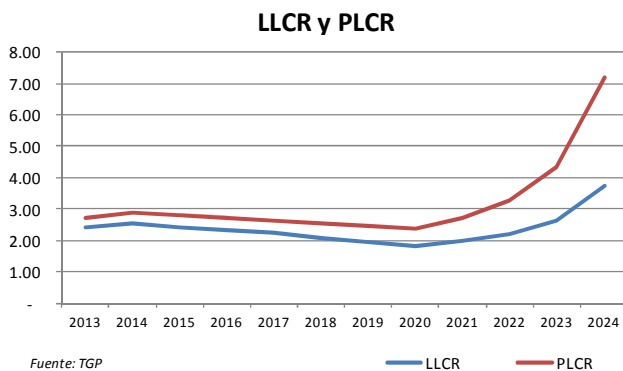
Por su parte, se espera que la empresa incremente considerablemente su EBITDA, de niveles de US\$366.9 millones en el 2014, a niveles promedio de US\$505.7 millones anuales entre los años 2017 y 2028, con un máximo de US\$545.5 millones y un mínimo de US\$475.9 millones (con márgenes EBITDA promedio de 70.3% para el mismo periodo). Cabe mencionar que el EBITDA se reduce, en los últimos años, por la reducción gradual del contrato de servicio de líquidos, en línea con la declinación natural de la producción de NGL del lote y al vencimiento del contrato con PLNG en el 2028.



Luego de deducir los impuestos y el *capex* de mantenimiento, el flujo de caja libre (FCL) anual ascendería a US\$70.2 y 335.4 millones en promedio, entre los años 2015-2016 y 2017-2028, respectivamente.

La emisión de bonos internacionales otorgó una mayor flexibilidad financiera a TGP, dado que ampliará el *duration* de la misma, de 7.88 a 12.24 años, mientras se tendrá un *tail* de tres años. Por su parte, la amortización se realizará a partir del 2023 (la deuda local se amortizará desde el 2019). De esta manera, el ratio de cobertura de servicio de deuda (FCL/SD) será en promedio 4.26x entre el 2015 y 2022, y 1.63x en promedio entre el 2023 y 2027, con mínimos de 1.13x y 1.50x, respectivamente. El mínimo de 1.13x se proyecta para el 2015, como consecuencia del mayor *capex* proyectado. No obstante, si se incluye la caja acumulada al cierre de 2014, el ratio se incrementa a 6.01x.

Por otro lado, la empresa muestra sólidas coberturas si se considera el *Loan Life Coverage ratio (LLCR)* y el *Project Life Coverage Ratio (PLCR)*, equivalentes al valor presente del FCL durante el periodo de la deuda/plazo de la concesión, según corresponda, respecto al saldo de la deuda financiera en cada año. Así, entre el 2015 y 2022, el LLCR y el PLCR alcanzan un promedio de 2.23x y 2.65x, respectivamente; mientras que durante la vida de la deuda financiera (2015-2028), éstos serían en promedio 4.52x y 11.56x, con mínimos de 1.81x y 2.37x, respectivamente.



Se espera que se reduzca el nivel de endeudamiento a partir del 2017, luego de culminada la expansión del gasoducto y poliducto, a niveles de 2.09x y se mantenga en 2.01x en promedio hasta el 2022, para luego reducirse progresivamente con la amortización de la deuda.

Cabe señalar, que el ratio reservas / producción (equivalente a 33 años) permite inferir que la oferta de NG se encuentra razonablemente garantizada y supera la vida de los bonos. Asimismo, la liberación de las reservas del Lote 88 ha permitido que actualmente se cubra el nivel de capacidad máximo de TGP hasta el 2033 (7.5 vs. 6.4 TPC, respectivamente). Adicionalmente, es importante mencionar que el potencial de reservas recuperables con las que cuenta el yacimiento asciende a 15.5 TPC.

Por otro lado, el holgado nivel de capitalización de la empresa, los bajos costos operativos y la estabilidad de sus ingresos, permiten que la empresa no requiera mantener una contratación del 100% para cubrir sus compromisos financieros, ya que muestra ratios de cobertura bastante sólidos y holgados. Así, incluso con 56.5% de contratación en promedio entre el 2015-2028, la compañía es capaz de cubrir con holgura sus obligaciones financieras. Dicho nivel de contratación promedio involucra reservas de tan solo 2.6 TPC para el mismo periodo, las cuales son inferiores a las reservas actuales por 7.3 TPC según *Netherlands Sewell & Associates -NSAI-* (neto de los 0.57 TPC para PLNG y 1 TPC para el gasoducto del sur), mientras que la totalidad del NG requerido con una utilización del ducto de 100% para el mismo periodo asciende a 4.7 TPC, también inferiores a las reservas actuales.

AAI considera que TGP presenta indicadores muy sólidos y un adecuado nivel de flexibilidad financiera, originados en gran parte por la predictibilidad de ingresos de la compañía, principalmente por las empresas generadoras de electricidad que han permitido mitigar casi totalmente el riesgo de demanda. Lo anterior se ve reforzado por la acumulación de caja que la empresa ha venido realizando como consecuencia del retraso en las ampliaciones, lo que le otorga fortaleza patrimonial.

Por otro lado, el que TGP signifique un activo estratégico para la economía peruana, ya que como se mencionó anteriormente, transporta casi la totalidad del NG y NGL fiscalizados del país y el NG transportado abastece el 48.0% de la matriz energética del país (51% en época de estiaje) y le genera al Estado un importante nivel de ingresos. En consecuencia, lo anterior permite asegurar que el Estado respaldaría a la compañía en caso fuera necesario.

Primer Programa de Bonos Corporativos – Cuarta y Sexta Emisiones

La totalidad del Primer Programa por US\$350 millones fue colocada en cuatro emisiones durante el 2004, los cuales fueron destinados a financiar el proyecto en sus inicios. Al cierre del 2013, solo se mantienen vigentes los bonos emitidos bajo la Cuarta y Sexta Emisión, por US\$123.1 millones. Cabe mencionar que el Agente Aplicable que representa a los Acreedores Peruanos es el Banco de Crédito del Perú (BCP).

**Características de los Bonos Corporativos
Primer Programa**

	Cuarta	Sexta
Moneda	S/.	S/.
Monto	236.6 MM	28.9 MM
Periodicidad Pago	Trimestral	Trimestral
Amortización	Straight Line	Straight Line
Fecha Emisión	24-Ago-04	24-May-05
Fecha Venc.	24-Ago-29	24-May-30
Plazo	25 años	25 años
Periodo gracia	15 años	15 años
Tasa interés	VAC	VAC
<i>Spread</i>	7.125%	6.125%

Como ya se mencionó, se han eliminado las garantías que respaldaban a dichas emisiones, así como los resguardos financieros y no financieros, lo cual no impacta negativamente al *rating* por el sólido desempeño operativo y financiero de la compañía.

Resumen Financiero - Transportadora de Gas del Perú S.A. 1/
(en miles de US\$)

	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11	Dic-10
Rentabilidad					
EBITDA	366,942	356,027	322,084	273,945	238,703
Margen de EBITDA (%)	68.2%	69.9%	69.5%	67.4%	67.5%
(FFO + Gastos Financieros Pagados) / Capitalización	19.5%	13.9%	13.8%	14.8%	13.0%
FCF (incl. nueva deuda) / Ingresos	-11.5%	178.7%	20.1%	15.3%	46.0%
Retorno sobre el Patrimonio Promedio (%)	24.1%	11.5%	18.0%	20.0%	22.0%
Cobertura					
(FFO + Gastos Financieros Pagados) / GF Pagados	6.42	6.16	5.54	5.78	5.73
EBITDA / Gastos financieros Pagados	7.83	9.46	7.74	6.33	6.95
EBITDA / Servicio de deuda	4.86	5.36	1.86	2.03	4.83
(FCF + Gtos Fin. Pagados + Nuevas deudas neto) / SD	-0.20	1.92	0.05	0.31	2.72
(FCF + Gtos Fin. Pagados + Nuevas deudas neto + Caja) / SD	3.31	6.87	1.46	2.38	9.11
(Ebitda-capex neto de financiamiento-impuestos) / SD	2.70	16.89	1.09	0.86	3.91
CFO / Inversión en Activo Fijo	2.19	3.18	2.02	0.86	0.79
Deuda Financiera Senior / VCBC	0.69	0.67	0.55	0.60	0.60
Estructura de capital y endeudamiento					
Deuda financiera / Capitalización	62.8%	58.6%	51.4%	54.5%	55.8%
Deuda ajustada total / Capitalización	70.6%	67.2%	66.8%	72.7%	75.1%
Deuda ajustada total / EBITDA	2.97	3.14	3.45	4.47	4.78
Deuda financiera / EBITDA	2.64	2.74	2.65	3.35	3.54
Deuda financiera neta / EBITDA	1.92	1.81	1.90	2.34	2.36
Costo de financiamiento estimado	15.8%	11.2%	8.2%	7.1%	7.2%
Deuda ajustada CP / Deuda ajustada total	2.6%	2.6%	11.8%	7.5%	4.3%
Balance					
	-0.5%				
Activos totales	1,767,383	1,848,663	1,851,571	1,865,402	1,746,193
Caja e inversiones corrientes	265,094	328,724	243,985	278,565	281,691
Deuda financiera Corto Plazo	28,612	28,758	131,400	91,400	49,453
Deuda financiera Largo Plazo	963,258	967,653	745,895	843,737	796,497 ¹
Deuda financiera senior	969,705	974,280	855,034	918,344	845,950
Deuda financiera subordinada	-	-	97,347	141,848	136,485
Deuda financiera total	969,705	974,280	952,381	1,060,192	982,435
Otras deudas de Largo Plazo (servicio de compresión) parte corrient	22,165	22,131	22,261	16,793	
Otras deudas de Largo Plazo (servicio de compresión)	98,781	120,926	135,875	148,367	157,389
Deuda ajustada total	1,090,651	1,117,337	1,110,517	1,225,352	1,139,824
Patrimonio Total	453,416	546,373	552,651	461,199	377,100
Capitalización	1,544,067	1,663,710	1,663,168	1,686,551	1,516,924
	-17.0%				
Flujo de caja					
Flujo generado por las operaciones (FFO)	253,706	194,332	188,705	206,799	162,487
Variación de capital de trabajo	-	(4,422)	(4,053)	(26,062)	13,362
Flujo de caja operativo (CFO)	253,706	189,910	184,652	180,737	175,849
Inversiones en Activos Fijos	(115,623)	(59,811)	(91,615)	(209,301)	(223,611)
Dividendos comunes	(200,000)	(70,000)	-	-	-
Flujo de caja libre (FCF)	(61,917)	60,099	93,037	(28,564)	(47,762)
Otras inversiones, neto	(1,713)	(4,906)	(1,534)	(1,425)	(1,699)
Ingreso por nuevas deudas	-	850,000	-	90,659	210,267
Amortizaciones nuevas deudas	-	(820,454)	(126,083)	(63,796)	(28,120)
Variación neta de deuda	-	29,546	(126,083)	26,863	182,147
Variación neta de capital	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	-	-	-	-	(3,937)
Variación de caja	(63,630)	84,739	(34,580)	(3,126)	128,749
Resultados					
Ingresos	537,872	509,403	463,694	406,343	353,527
Variación de Ventas (%)	5.6%	9.9%	14.1%	14.9%	31.5%
Utilidad operativa (EBIT)	296,435	284,238	249,321	203,771	173,811
Gastos financieros	74,846	107,463	82,742	72,612	63,887
Resultado neto	107,043	63,432	91,482	83,964	74,728
Transporte					
GN (en miles de MMPC)	415.59	404.32	384.11	373.85	230.67
LGN (en millones de barriles)	36.47	36.83	30.12	28.99	29.43
Valor Contable de los Bienes de la Concesión (MMUS\$)	1,412.67	1,449.00	1,551.40	1,533.30	1,406.34

Vencimientos de Deuda Senior de Largo Plazo (Dic13)

Año (miles de US\$)	2015	2016	2017	2018	2019+
Vencimientos (Principal)	-	-	-	-	1,009,039

EBITDA: Ut. operativa + depreciación y amortización.

FFO: Ut. neta + depreciación y amort + resultado vía 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 CxC 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

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo

1/ A partir del 2011, la compañía adopta las NIIF para registrar sus EEEF, según en cumplimiento de la regulación de la SMV. Los EEEF al 2010 han reexpresado para fines comparativos. Los ejercicios anteriores no son comparables

ANTECEDENTES

Emisor:	Transportadora de Gas del Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. Víctor Andrés Belaunde 147, Vía Principal 155 Torre Real 3, Of 501, San Isidro.
RUC:	20499432021
Teléfono:	(511) 617-7777
Fax:	(511) 617-7701

RELACIÓN DE DIRECTORES

Bruce Hogg	Presidente del Directorio
Alfonso Bustamante Canny	Vicepresidente del Directorio
David San Frutos Tome	Director
Karim Ait Said	Director
Hector Marcelo Coppellotti	Director
Alfredo Ergas Segal	Director
Eunho Lee	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Ricardo Ferreiro	Gerente General
Tomás Delgado	Gerente Administración y Finanzas
Renzo Viani	Gerente Legal
Rafael Guarderas	Gerente de R. Institucionales y Gestión Social

RELACION DE ACCIONISTAS

Tecgas Camisea Inc.	23.60%
Enagás	20.00%
Sipco Peru Pipelines Corporation	21.18%
Carmen Corporation	13.18%
Graña y Montero S.A.A.	1.64%
S.K. Innovation Co, Ltd.	11.19%
International Power S.A.	8.07%
Corporación Financiera de Inversiones S.A.	1.14%

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 CONASEV N° 074-98-EF/94.10, acordó la siguiente clasificación de riesgo para los instrumentos de 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

Definición

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de las obligaciones, reflejando el más bajo riesgo crediticio. Esta capacidad no se vería afectada significativamente ante eventos imprevistos.

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.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales (AAI) Clasificadora de Riesgo, constituyen una opinión profesional independiente y en ningún momento implican una recomendación para comprar, vender o mantener un valor, ni 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 AAI considera confiables. AAI 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 AAI 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.

Limitaciones- En su análisis crediticio, AAI se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como AAI siempre ha dejado en claro, AAI 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 AAI, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de AAI. 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.