

GASODUCTO DE INTEGRACIÓN BOLIVIA-BRASIL

(RG-0028)

RESUMEN EJECUTIVO

PRESTATARIO: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia Brasil-TBG

GARANTE: República Federativa del Brasil

**ORGANISMO
EJECUTOR:** TBG

MONTO Y FUENTE:	BID:	US\$ 240 millones (OC)
	Banco Mundial	US\$ 310 millones
	CAF	US\$ 84 millones
	BEI	US\$ 60 millones
	Socios y ACEs:	<u>US\$1.005 millones</u>
	Total:	US\$1.699 millones

PLAZOS Y CONDICIONES FINANCIERAS:	Plazo de amortización:	20 años
	Período de desembolso:	3 años
	Tipo de interés:	variable
	Inspección y vigilancia:	1%
	Comisión de crédito:	0.75%
	Moneda:	Dólares de los Estados Unidos de América

OBJETIVOS: El objetivo general del Proyecto es contribuir a la integración energética regional, al posibilitar la expansión de la industria y del mercado del gas natural a través de la conexión de los yacimientos en Bolivia con el mercado de las regiones centro y sur del Brasil. En Brasil, la introducción del gas natural boliviano permitiría acelerar un cambio favorable de la matriz energética mediante un uso más extendido de un combustible preferido desde el punto de vista ambiental, y de eficiencia más compatible con el desarrollo industrial del país. En Bolivia, la apertura del mercado del Brasil, de una escala muchísimo mayor, posibilitaría la puesta en valor del gas natural mediante el pleno desarrollo de las reservas de este recurso.

Los objetivos específicos del proyecto son los de atender, en el caso del Brasil, parte del crecimiento de la demanda energética de los consumidores en el área económicamente más importante del país. En el caso de Bolivia, se trata de abrir un nuevo mercado de exportación para permitir el aumento de la producción de gas y en general la expansión de esta

industria, con consecuencias positivas sobre la actividad económica del país y su balanza comercial.

DESCRIPCION:

El gasoducto, de una longitud de 3.146 km, será construido desde la ciudad de Río Grande en Bolivia hasta la ciudad de Porto Alegre, pasando cerca de las ciudades brasileñas de Campo Grande, Araraquara, Campinas, Guararema (en el área de São Paulo) y Curitiba. De la longitud total, 557 km se desarrollan en Bolivia y 2.589 km en Brasil. El diámetro de la tubería será de 32" en el tramo inicial, decreciendo hasta 16" en el tramo final. Ha sido diseñado para una capacidad final de transporte de 30 millones m³/día, la que podría ser alcanzada en varias etapas mediante el agregado de estaciones compresoras.

El presente Proyecto se refiere a la capacidad de transporte a ser alcanzada a mediano plazo, que sería de 18 millones de m³/día, y el préstamo del Banco está destinado a cubrir una parte de los costos del gasoducto en territorio brasileño.

**REVISION
AMBIENTAL:**

El CESI en la reunión del 21/01/97 solicitó que fuera preparado un Informe Ambiental, el cual fue aprobado por dicho Comité el 29/10/97 y cuyas conclusiones y recomendaciones fueron incorporados a este informe (§ 3.14). Las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) y los Planes de Manejo Ambiental fueron colocados a disposición del público en ambos países durante la semana del 23 al 27 de junio de 1997 y en el PIC a partir de 15 de julio de 1997 (§ 3.13).

BENEFICIOS:

La construcción del gasoducto permitirá incrementar sustancialmente el consumo de gas natural en Brasil, con impactos positivos de largo plazo sobre el medio ambiente y la competitividad del sector industrial, y en la balanza comercial de Bolivia. En ambos países, el proyecto contribuiría positivamente al avance y consolidación de las reformas económicas e institucionales del sector energético, abriendo oportunidades concretas para la expansión de la participación privada.

RIESGOS:

El principal riesgo de la operación está relacionado con el cumplimiento del objetivo de crear en Brasil las condiciones para un mercado de combustibles competitivo, y para el desarrollo autosostenido del mercado del gas natural en el largo plazo. Este riesgo está considerablemente acotado a partir de la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos y será minimizado con su reglamentación, cuyos principales elementos serán: (i) la desregulación del mercado y

de los precios de los combustibles; (ii) el acceso abierto a la capacidad de transporte de gas; (iii) las limitaciones a la propiedad cruzada entre empresas en las distintas etapas de la industria del gas natural; (iv) la regulación de los precios del transporte de gas bajo principios económicos, financieros y comerciales adecuados.

La implementación de estas medidas tendrá lugar a través del otorgamiento de la Autorización de Operación del gasoducto a TBG (§ 5.47), y de la implantación de los principios acordados con el Gobierno sobre acciones en materia de precios de combustible y de organización del sector gas, plasmados en la Carta de Compromiso presentada al Banco (§ 5.30 y 5.31).

**ESTRATEGIA DEL
BANCO EN EL PAIS
Y EN EL SECTOR:**

La estrategia y el programa de operaciones del Banco para Brasil durante el ciclo 1996-98, descriptos en el Documento de País de febrero de 1996, son plenamente consistentes con los objetivos de la Octava Reposición, el enfoque del Gobierno de eliminar sistemáticamente las causas de la pobreza (aliviando algunas de sus consecuencias sociales) y la necesidad de promover la modernización de la economía. Los elementos principales de la estrategia de los préstamos del Banco (§ 1.39) procuran apoyar directamente y mediante interrelaciones las siguientes áreas: (i) **Modernización del Estado**, dando prioridad al mejoramiento de la capacidad de planificación y de gerencia, a la reforma de las actividades del sector público y a la reforma fiscal; (ii) **Infraestructura Productiva**, apoyando la apertura de la economía, la integración regional y la iniciativa de reducción del "Costo Brasil", incorporando inversiones prioritarias en los sectores de transporte y energía; y (iii) **Sectores sociales, saneamiento básico y medio ambiente**. El Proyecto se enmarca en los acápites (i) a (iii) mediante la sólida interconexión gasífera que proporciona entre Bolivia y Brasil, contribuyendo a rebajar los costos industriales e incorporando al sector privado en la construcción y operación de las instalaciones, y por el aumento de la calidad de vida en el área afectada por el consumo de gas, combustible ambientalmente mejor que sus alternativas, mitigando situaciones ambientales críticas ya existentes. La participación del Banco como financiador del proyecto está así plenamente justificada (§ 1.40, 1.41, 1.42 y 1.43).

**CRITERIOS DE LA
POLITICA RELATIVA
A LA POBREZA Y
ASPECTOS SOCIALES:**

Conforme a lo estipulado en el documento de la Octava Reposición (AB-1704) se ha determinado que el programa propuesto no cumple con las características de un programa focalizado en los sectores pobres, ni geográficamente ni en cuanto a sus beneficiarios, y no se dirige específicamente a la mujer (§ 5.32).

**CONDICIONES
CONTRACTUALES
ESPECIALES:**

Como condiciones previas al primer desembolso se incluyen: (i) implantación del mecanismo de supervisión ambiental de las obras y de gestión de la implementación de los programas ambientales (§ 3.19), y presentación del primer informe de la empresa supervisora y del parecer del auditor ambiental independiente (§ 3.18); (ii) suscripción de los aportes de recursos de los socios de TBG (§ 4.21); (iii) disponibilidad de los recursos de las restantes fuentes de financiación del gasoducto (§ 4.2); (iv) presentación del Plan de Desarrollo de las Comunidades Indígenas para el tramo brasileño del proyecto (§ 3.14); (v) transferencia a TBG de los contratos firmados y de otras obligaciones contraídas por PETROBRAS para el financiamiento y ejecución de la construcción del gasoducto (§ 3.46); y (vi) vigencia de los acuerdos societarios y otros contratos relacionados con TBG y participación máxima de 51% en el capital de TBG por parte del Gobierno (§ 4.4, 4.5 y 4.6).

Otras condiciones previstas en el Contrato de Préstamo son: (i) firma de convenios con IBAMA y órganos estatales para la implantación de los Programas de Compensación Ecológica (§ 3.21); (ii) presentación de informes sobre el cumplimiento de los aspectos ambientales durante la ejecución del proyecto (§ 3.20); (iii) contratación de estudios y servicios del programa de fortalecimiento institucional ambiental de PETROBRÁS (§ 3.23); (iv) modalidad de operación y mantenimiento del gasoducto (§ 5.38); (v) presentación de proyecciones financieras de TBG; (vi) condiciones para la declaración o pago de dividendos; (vii) límites a la adquisición de nuevas obligaciones financieras (§ 4.18 y 4.21); (viii) presentación de informes anuales de mantenimiento (§ 3.47); (ix) implantación de los programas de compensación ambiental y socio-económica previstos en los Estudios Ambientales (§ 5.43); (x) manutención de la estructura de gestión ambiental durante la ejecución de todo el Proyecto (§ 3.19); y (xi) suministro de informaciones sobre el desarrollo de las obras a cargo de PETROBRAS para toda la extensión del gasoducto (§ 3.2).

Se prevé el reconocimiento de gastos con cargo al aporte local, a partir de 02/01/97, que no deberán superar un monto de US\$336,2 millones. Igualmente, se prevé el reembolso de gastos con cargo al financiamiento del Banco, a partir de 02/01/97, que no deberán superar US\$30 millones (§ 3.42 y 3.43).

El Gobierno Federal, a través de la Carta de Compromiso presentada al Banco, se compromete por su parte, a que: (i) emitirá la Autorización para la Operación del gasoducto de acuerdo con lo acordado con el Banco (§ 3.22 y 5.47); (ii) limitará la participación accionaria del Gobierno en TBG a un máximo del 51% (§ 4.5); (iii) presentará una propuesta de reglamentación de la Ley de Hidrocarburos con base en los principios establecidos en dicha Carta de Compromiso; y (iv) participará de reuniones de seguimiento de la implementación de la Autorización de Operación a TBG y de las medidas previstas en la Carta de Compromiso (§ 5.50).

**EXCEPCIONES A LA
POLÍTICA DEL
BANCO:**

No se contemplan excepciones a las políticas del Banco.

**CONTRATACIONES DE
OBRAS, BIENES Y
SERVICIOS DE
INGENIERÍA Y
CONSULTORÍA:**

Se aplicarán los procedimientos acordados con el Banco para la adquisición de bienes y la contratación de obras y de servicios de consultoría a ser financiados con los recursos del préstamo. Los montos límites mínimos por sobre los cuales las adquisiciones del Proyecto se harán por concurso ó licitación pública internacional son: US\$200.000 para el concurso de consultoría, US\$350.000 para la licitación de bienes y US\$5.000.000 para la de obras. Para las adquisiciones hechas con recursos de contrapartidas o cuyos valores sean inferiores a estos montos, se procederá de acuerdo con la legislación nacional (§ 3.25).

I. MARCO DE REFERENCIA

A. Consideraciones generales

- 1.1 La integración energética entre los países del Cono Sur de América avanzó en forma importante en las últimas décadas a través de una fuerte interconexión de los sistemas eléctricos de Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil, con numerosos beneficios técnicos y económicos. Este desarrollo, basado en el gran potencial hidroeléctrico existente, se ve reforzado por el incremento de la potencia térmica en cada país con base en el desarrollo del gas natural. Desde el punto de vista de la ampliación de la integración energética, la electricidad, a través de aprovechamientos hidroeléctricos y líneas de transmisión, y el gas mediante gasoductos, se proyectan como los desarrollos más atractivos.
- 1.2 Las reservas de gas natural probadas de esta sub-región alcanzan a un billón cien mil millones (1,1 billón) de m³ ubicadas principalmente en las cuencas sedimentarias de Argentina y Bolivia, y son compatibles con el abastecimiento a los mercados de los restantes países mediante la construcción de gasoductos para tal fin. El gas natural reemplazaría parcialmente derivados del petróleo y biomasa para la generación eléctrica y el consumo industrial, aumentando su participación en la matriz energética de la región. Por estos propósitos hay varias iniciativas, además del gasoducto entre Bolivia y Argentina, en operación desde 1972, tales como: (i) gasoductos entre Argentina y Chile, uno de ellos ya en operación; (ii) un gasoducto en Argentina para generación termoeléctrica de 600 MW en Uruguaiana en Brasil, para suministrar electricidad al Estado de Rio Grande do Sul; y (iii) gasoductos de Argentina hacia Uruguay, uno de Buenos Aires a Montevideo y otro que llegaría a las ciudades en ambas márgenes del Río Uruguay.
- 1.3 La idea de construir un gasoducto entre Bolivia y Brasil ya fue planteada en varias ocasiones, materializándose finalmente en el presente Proyecto, el que se encuadra en el concepto de integración regional indispensable al desarrollo de países gasíferos como Bolivia que tienen como vecinos un gran centro de consumo como Brasil. Las exportaciones de Bolivia serán del orden de US\$200 millones/año para los volúmenes ya contratados, pudiendo incrementarse hasta US\$300 millones/año, constituyendo así una sustancial contribución a sus exportaciones, actualmente del orden de US\$1.000 millones/año.

B. La matriz energética brasileña y el consumo de gas natural

- 1.4 La actual oferta interna de energía en Brasil se caracteriza por una participación relativamente elevada de fuentes renovables, representando la energía hidráulica un 37% y la biomasa un 25%. Los combustibles fósiles por su parte participan con alrededor de un 36%. La participación del gas natural en el consumo final

energético es sin embargo del 2,4%, todavía baja comparada con otros países (en Argentina, por ejemplo, llega al 38%). Una de las razones que explican esta baja participación es que las reservas probadas de gas natural son hasta ahora relativamente escasas, representando menos del 2% del total de la Región.

- 1.5 En las últimas décadas Brasil desarrolló intensamente su sector energético, concentrando las inversiones en la exploración y explotación de las reservas petroleras y en el desarrollo del potencial hidroeléctrico. Estas inversiones, en su mayoría a cargo del sector público, junto con la expansión de la biomasa como recurso energético a cargo del sector privado, permitieron al país desarrollar ampliamente sus fuentes renovables de energía y sustituir en gran medida los combustibles importados.
- 1.6 Sin embargo, el potencial hidroeléctrico más económico ya está siendo explotado y las reservas remanentes son más caras de desarrollar debido a la distancia a los centros de consumo y los costos ambientales asociados. Por otra parte, existe conciencia de que hay que mejorar las condiciones de vida en las grandes ciudades, afectadas por la contaminación del aire provocada por el uso de los combustibles fósiles. Finalmente, la integración económica entre los diversos países de la región, y en general la mayor apertura económica, impone el uso de los combustibles adecuados para mejorar la competitividad de los sectores productivos. Todas estas razones llevaron al Gobierno a promover la expansión del gas natural, tanto doméstico como importado, de modo de mejorar el perfil de la matriz energética del país a través de una mayor flexibilidad y diversificación de fuentes, y acompañar la tendencia en los países más desarrollados a una mayor participación del gas natural en la matriz energética.

C. Instalaciones físicas y consumo de gas natural en Brasil

- 1.7 En Brasil hay actualmente en operación 2.730 km de gasoductos de propiedad de Petróleos Brasileiros S.A. (PETROBRAS), la empresa petrolera estatal federal, divididos en dos sistemas, uno en el Noreste y otro en el Centro-Sur del país, donde se concentran la mayor parte de las ventas de gas natural. La longitud total de las redes de distribución es de 4.300 km, siendo 2.170 km operados por la Companhia Estadual do Gás do Estado do Rio de Janeiro (CEG), y 1.608 km por la Companhia de Gas de São Paulo (COMGAS).
- 1.8 Actualmente el consumo de gas natural asciende a aproximadamente 10 Mm³/día, del cual los Estados de Rio de Janeiro, São Paulo y Minas Gerais utilizan casi 7 Mm³/día. La extensión del gasoducto Rio de Janeiro-São Paulo a Belo Horizonte, en Minas Gerais, alimentado por gas de las cuencas de Campos y Santos, se completó en 1996, lo que proporcionó un mercado adicional de 1 Mm³/día a PETROBRAS. Además, COMGAS contrató con PETROBRAS la compra de 1,5 Mm³/día adicionales de producción doméstica durante los próximos tres años, lo que le facilita expandir su mercado a corto plazo.

- 1.9 A pesar de su competitividad frente a otras formas de energía, el gas natural ha capturado únicamente una pequeña proporción de su mercado potencial, debido a las limitaciones del suministro de gas de las mencionadas cuencas para los mercados en el Centro-Sur.

D. Estrategia de desarrollo del sector gasífero en Brasil

- 1.10 La actual política energética del Gobierno propicia un papel más relevante del gas natural (con la meta de llegar al 12% del consumo de energía primaria en el año 2010), en razón de sus ventajas de orden ambiental y de eficiencia energética respecto de otros combustibles como el fuel oil, la leña y el carbón mineral. Adicionalmente, la introducción del gas natural permitiría aumentar la competitividad a nivel industrial, en especial en algunas industrias como las manufacturas de cerámicas y de vidrio que hacen un uso intensivo de la leña.
- 1.11 La demanda de energía se concentra en el Centro-Sur del país, en tanto que la mitad de las reservas actuales de gas se sitúan en el mar y las áreas más promisorias para encontrar nuevos yacimientos están en la Amazonia, muy lejos de los potenciales consumidores. Por ello la posibilidad de importar gas de Argentina y Bolivia es una alternativa que se impuso naturalmente a los responsables de la política energética brasileña. Por esta razón PETROBRAS inició negociaciones con empresas de estos países y en febrero de 1993 firmó un convenio con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), para la importación de 18 Mm³/día entre los años 2006 y 2018, comenzando con 9 Mm³/día en 1999 y subiendo gradualmente en los años siguientes, con la opción de ampliar estas compras de gas en 6 Mm³/día hasta un máximo de 24 Mm³/día.
- 1.12 La importación del gas de Bolivia permitiría dar un fuerte impulso al crecimiento del mercado del gas natural en el Brasil, creando las condiciones para la ulterior expansión de dicho mercado a partir de la importación desde Argentina, y del desarrollo de las propias reservas en Brasil, en el contexto de una creciente integración de los mercados energéticos en la Región.

E. Aspectos regulatorios e institucionales

- 1.13 Recientes modificaciones a la Constitución de Brasil han eliminado la delegación que poseía PETROBRAS para la explotación, transporte e importación del gas natural, actividades que continúan siendo responsabilidad del Estado Federal, pero que pueden ser delegadas mediante concesión o autorización a la iniciativa privada. La distribución del gas, por su parte, debe ser realizada por empresas privadas o estatales mediante concesiones otorgadas por los Estados de la Federación.
- 1.14 El Gobierno otorgó alta prioridad a las reformas del sector, habiendo sido aprobada por el Congreso Nacional y promulgada el 6 de agosto de 1997 la Ley N° 9.478 de Hidrocarburos, que permitirá mayor competencia y participación del sector privado en los

sectores de petróleo y gas, y establece claramente la separación entre funciones de fijación de políticas, reguladoras y empresariales del Estado. Para ello la ley establece el Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) y crea la *Agência Nacional de Petróleo* (ANP), esta última a cargo de las funciones de regulación y fiscalización de todas las actividades vinculadas con el petróleo, sus derivados y el gas natural. Además de la administración de los derechos de exploración y explotación de petróleo y gas natural, la ANP desempeñará otras vitales funciones para el desarrollo del sector hidrocarburos en un marco eficiente y competitivo, entre ellas asegurar el acceso abierto a las instalaciones de transporte de petróleo y derivados, y de gas natural. Para ello la ANP se constituirá como un ente autárquico con recursos y régimen de personal propios, y con una dirección colegiada nombrada por el Presidente con acuerdo del Senado, de modo de asegurar su funcionamiento autónomo.

- 1.15 Aún antes de la aprobación de la ley, varias medidas ya fueron tomadas para desregular la industria de petróleo y derivados, habiendo avanzado sustancialmente la liberalización de la distribución y comercialización de derivados de petróleo a través de la liberación gradual de precios y eliminación de subsidios. La ley establece un período de transición de hasta 36 meses para llegar a la desregulación de los mercados y precios basados en la competencia, al cabo del cual de mantenerse subsidios a los combustibles los mismos sólo podrían ser propuestos por el CNPE para ser aprobados por el Congreso. Comparando los actuales precios ex-refinería con los precios de referencia (precios internacionales más gastos de internación), las principales distorsiones existentes son el subsidio al Gas Licuado de Petróleo (GLP) y el sobreprecio de la gasolina, y en menor medida el subsidio al diesel oil. En el caso del fuel oil, principal competidor del gas natural, el subsidio actual se estima en un 15%. Para cumplir con lo dispuesto por la ley, el Gobierno implementará durante el período de transición los criterios establecidos en la Carta de Compromiso presentada al Banco, lo cual sería acompañada por el Banco en reuniones periódicas establecidas contractualmente.
- 1.16 La reglamentación de la nueva ley haría efectiva la eliminación del monopolio de PETROBRAS en las etapas de exploración, producción, refinación y comercio exterior de hidrocarburos, y fijaría reglas para el desarrollo de un mercado abierto y competitivo. Sin embargo, hasta tanto no se reglamente la nueva ley, las actividades del sector seguirán siendo ejercidas básicamente a través de PETROBRAS en función de la regulación anteriormente vigente. Por este motivo, mientras se efectivizan las reformas legales para permitir una mayor participación privada en las distintas fases de la industria del gas natural, el Gobierno decidió encargar a PETROBRAS que se asociara con empresas privadas para desarrollar el proyecto de importación y transporte de gas natural boliviano hasta los principales centros urbanos del Sur-Sureste de Brasil, de manera de acelerar el proceso de cambio de la matriz energética y

ampliar en el mercado para el gas natural en esa región.

- 1.17 Para la implementación de los nuevos principios de organización y funcionamiento establecidos por la ley, que alcanzarían a las distintas actividades de las industrias de petróleo y gas, el Gobierno se apoyará en un conjunto de estudios de consultoría que serán ejecutados con recursos del Banco Mundial, según Términos de Referencia que el Banco considera adecuados. Las recomendaciones de estos estudios serían utilizadas por el Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) del Ministerio de Minas e Energia (MME), para la organización y funcionamiento de la ANP y para la reglamentación de las actividades del sector gas.
- 1.18 Del lado de Bolivia, el Gobierno promulgó una moderna ley relativa a la producción, transporte y venta de hidrocarburos. El proceso de capitalización de YPFB se completó en diciembre de 1996, habiéndose dividido aquella empresa en dos compañías de exploración y producción (E&P) y otra de transporte por ductos. Un grupo argentino y otro norteamericano se hicieron cargo de las compañías de E&P, adquiriendo la obligación de entregar a YPFB los volúmenes de gas pactados por aquella empresa con PETROBRAS. De acuerdo con la ley, YPFB será el agregador de la producción de gas y seguirá como responsable ante PETROBRAS por el suministro de los volúmenes contratados. Además, será también la agencia estatal encargada de la administración de las reservas y adjudicación de yacimientos para explotación. La compañía que operará los ductos existentes, Transportes de Hidrocarburos S.A. (TRANSREDES), está constituida por ENRON y SHELL, con participación de los Fondos de Pensión bolivianos al igual que en el caso de las E&P. Los recursos financieros resultantes de estas licitaciones serán mantenidas en una "escrow account" para ser invertidos por las mismas compañías. Estos fondos serán suficientes para: (i) el desarrollo y producción del gas natural necesario para atender el acuerdo entre YPFB y PETROBRAS; y (ii) proveer las mejoras necesarias al sistema para entregar al gasoducto el gas en la toma de Río Grande.

F. Organización empresarial para la ejecución del Proyecto

- 1.19 La ejecución y operación del gasoducto para el transporte del gas desde los pozos bolivianos hasta los principales mercados en Brasil estaría a cargo de dos empresas de transporte "ad-hoc", una del lado boliviano y otra del lado brasileño. Del lado brasileño PETROBRAS, a través de su subsidiaria Petrobrás Fertilizantes S.A (PETROFERTIL), constituyó la empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil (TBG). A esta empresa se integrarán los socios privados minoritarios de PETROFERTIL, British Gas del Reino Unido (BG), TENNECO Gas Internacional (El Paso), de Estados Unidos, y The Broken Hill Proprietary Company Ltd. (BHP) de Australia, constituidos en el llamado Consorcio de BG, BHP y El Paso (BTB), además de empresas privadas brasileñas y, eventualmente, el grupo que constituye la empresa transportadora del lado boliviano. El esquema definitivo prevé que PETROFERTIL tenga el 51% de las acciones de TBG, lo que posibilita la gestión de préstamos de la

banca multilateral para aquella empresa, garantizados por el Gobierno brasileño.

- 1.20 Del lado boliviano el gasoducto estaría a cargo de la sociedad Gas Transboliviana S.A. (GTB) de mayoría de capital privado (98%) integrada por Enron Development Corporation de Estados Unidos (ENRON), Shell del Reino Unido y Países Bajos (SHELL), y TRANSREDES. También participarían de la sociedad los socios de TBG. El principio general sería que los socios de la empresa de transporte del lado brasileño tendrían una participación minoritaria en la empresa de transporte en Bolivia, y viceversa.
- 1.21 Para el desarrollo de este Proyecto en el lado brasileño, PETROBRAS está estableciendo con sus futuros socios un nuevo modelo empresarial que incorpora el enfoque y dirección de las reformas institucionales que están siendo implantadas, y se basa fuertemente en la participación de capital privado. Se trataría de la primera sociedad comercial con el sector privado en actividades comprendidas en el monopolio del gas en Brasil.

G. Estado actual de la ejecución

- 1.22 El contrato suscrito entre PETROBRAS e YPFB prevé el suministro de gas prácticamente seco por un plazo de 20 años, puesto que los líquidos serán extraídos en Unidades de Procesamiento de Gas Natural (UPGN) en el área de Santa Cruz antes de su entrega al gasoducto (Ver ¶ 1.11).
- 1.23 Para respaldar este contrato, PETROBRAS ya suscribió con las empresas distribuidoras estatales contratos por volúmenes que parten de 4 Mm³/día en 1999 y llegan a 14,25 Mm³/día a partir del año 2007, incluyendo en estos valores una previsión para generación eléctrica de plantas termoeléctricas a gas. En el contrato de suministro a CONGAS y de transporte con la GTB hay fuertes multas contra PETROBRAS de no operar el gasoducto hasta diciembre de 1998.
- 1.24 Para permitir el inicio de la operación del gasoducto llegando hasta Campinas en la fecha acordada, las adquisiciones de todas las tuberías y compresores ya fueron hechas, y los trabajos preliminares de construcción desde Rio Grande en Bolivia hasta Guararema en Brasil tuvieron que ser iniciados en la estación seca de 1997 (abril a septiembre). Ello se debe a que el gasoducto atraviesa varios ríos y áreas con presencia de gran cantidad de agua durante el período de lluvias, como es el caso del Pantanal de Mato Grosso do Sul, además de áreas con carreteras de servicio para acceso al sitio de trabajos del gasoducto, como es el caso del lado boliviano. Si los trabajos no hubieran empezado en este período del año se hubiera perdido productividad ya que durante la estación de lluvias, que empieza en octubre y termina en marzo, el ritmo de obras cae fuertemente.
- 1.25 Por estas razones el proceso de licitación fue iniciado a principios de 1997, en que fueron publicados los avisos de

licitación de los pliegos para la construcción y montaje del gasoducto en el tramo boliviano y en la porción brasileña entre Corumbá y Guararema.

- 1.26 Para el Tramo Sur también se anunció en el Development Business el llamado a la precalificación de empresas y, con la aprobación del Banco Mundial, fue iniciado el proceso licitatorio, con apertura de propuestas en diciembre de 1997 y contratación prevista para marzo de 1998.
- 1.27 Con relación a la obtención de financiación, la tubería y los compresores adquiridos para los dos países ya tienen préstamos de agencias de crédito a la exportación asegurados. PETROBRAS financia toda la construcción de la parte boliviana. El BNDES y la CAF (ésta del lado brasileño y boliviano) también aprobaron sus préstamos, faltando solamente definir la parte del BID, del BEI y del Banco Mundial para completar el cuadro financiero. Faltan por lo tanto definir alrededor del 28% de los recursos financieros necesarios a la ejecución de la totalidad del gasoducto, justamente los que serían financiados por estos bancos. El BEI programó aprobar su préstamo en diciembre de 1997 y el Banco Mundial más tardar en enero de 1998.

H. Reservas de gas en Bolivia

- 1.28 Las reservas de gas boliviano existentes a comienzos del año 1996, recientemente validadas por un auditor internacional independiente, ascendían a 181.500 Mm³, divididas en 52% de Reservas Probadas (RPr), 28% de Reservas Probables (RPb) y 20% de Reservas Posibles (RPs). Las RPr son suficientes para producir un volumen de gas natural que viabiliza económicamente el gasoducto, y para que YPFB pueda atender los compromisos de venta a PETROBRAS correspondientes a los contratos que esta empresa ya firmó con las distribuidoras.

I. Precios de transporte y del suministro

- 1.29 El precio de compra del gas dentro del acuerdo de Brasil con Bolivia está basado en un valor nominal de US\$0,95/MBTU, variando a través de la vida del contrato hasta US\$1,06/MBTU. El precio base es ajustable por índices basados en las variaciones de precio de una canasta de tres tipos de fuel oil.
- 1.30 La tarifa de transporte tanto de la compañía del gasoducto del lado brasileño como del lado boliviano prevé un cargo por capacidad inicial de US\$1,53/MBTU (ajustable anualmente) y un cargo relativo a los costos variables de operación.
- 1.31 A efectos de crear un mercado inicial para el gas, el Gobierno decidió que el precio del gas natural para las concesionarias distribuidoras, correspondiente a los volúmenes contratados de hasta 18 Mm³/día, será el mismo en cualquier city-gate. Este precio, que es de alrededor de US\$2,70/MBTU, es competitivo con los combustibles alternativos y permitiría cubrir el costo del gas y

los cargos de transporte que PETROBRAS tiene que pagar a TBG, garantizando una rentabilidad adecuada para los patrocinadores.

J. Experiencia del Banco y de otras instituciones multilaterales

- 1.32 Históricamente, el financiamiento del Banco al sector energético de Brasil se concentró en el subsector eléctrico, incluyendo proyectos de centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión asociadas a las mismas, y obras de distribución y de electrificación rural.
- 1.33 El Banco Mundial (BM) ha efectuado préstamos a los sectores eléctrico y de petróleo y gas, y actualmente financia una expansión de la red de COMGAS. Asimismo está en ejecución un préstamo a PETROBRAS para un proyecto de transporte de hidrocarburos por US\$260 millones. El BM financiaría también el gasoducto y la preparación de la operación está siendo hecha en estrecha colaboración entre ambos bancos.
- 1.34 La Corporación Andina de Fomento (CAF) no ha trabajado con el sector energético en Brasil, aunque actualmente se encuentra tramitando un préstamo para la interconexión eléctrica con Venezuela. Con la reciente entrada de Brasil como miembro de aquella institución, su expectativa es que haya un número creciente de proyectos a ser financiados por la CAF. La CAF aprobó su préstamo para esta operación el 22 de julio de 1997.
- 1.35 El Banco Europeo de Inversiones (BEI) también estaría proporcionando por primera vez un préstamo al sector gasífero brasileño.

K. Programa del Gobierno y fundamento de la participación del BID

- 1.36 El Gobierno Federal de Brasil ha establecido como objetivos principales de su política macroeconómica expandir en el país la economía de mercado, redefinir el papel del Estado, reformar la administración pública, reducir la inflación y reactivar el desarrollo socio-económico. En consonancia con dichos objetivos, se estableció para el Sector Energía un nuevo enfoque que define el campo de acción y la responsabilidad de los diferentes niveles de la administración federal y estatal, y se busca estimular a la iniciativa privada a participar en forma más activa en la expansión, administración y mantenimiento de la infraestructura de energía. Con esto, el Gobierno procura elevar la confiabilidad y calidad de los servicios y reducir el llamado "costo Brasil", mediante la disminución de los costos de suministro de combustibles, y preservando el medio ambiente.
- 1.37 En este sentido el Gobierno de Brasil está llevando adelante reformas para aumentar la participación privada en el sector energía. Mientras esta participación se desarrolla y consolida, el Banco debería brindar el apoyo necesario, inclusive financiero, para facilitar este proceso, caso en que se enmarca el presente proyecto, que se insertaría adecuadamente dentro del nuevo enfoque

de política energética del Gobierno, tendiente a la desmonopolización y su apertura a inversionistas y operadores privados. Asimismo, el desarrollo del mercado del gas natural, iniciado con este Proyecto, proporcionará posibilidades concretas para una mayor participación del capital privado en nuevos proyectos de inversión y en la operación del sector, y en otras actividades como la distribución y prestación de servicios.

1.38 La estrategia de préstamos del Banco a Brasil en el ciclo de programación 1996-98, descritos en el Documento de País de febrero de 1996, es consistente con los objetivos de la Octava Reposición, con la prioridad del Gobierno de eliminar sistemáticamente las causas de la inflación crónica, y con la necesidad de promover la modernización de la economía.

1.39 Los elementos principales de la estrategia de los préstamos del Banco procuran apoyar directamente y mediante inter-relaciones las siguientes áreas:

- a. Modernización del Estado: Se da prioridad al mejoramiento de la capacidad de planificación y gerencia, a la reforma de las actividades del sector público y a la reforma fiscal. El Proyecto propuesto contribuye a ese objetivo mediante la incorporación del sector privado en la construcción, operación y mantenimiento de una infraestructura que permitirá un cambio drástico en la matriz energética del Brasil.
- b. Infraestructura productiva: Se apoya la apertura de la economía, integración regional y la iniciativa de reducción del "Costo Brasil" incorporando inversiones prioritarias en los sectores de transporte y energía. El Proyecto contribuye fuertemente a la integración gasífera entre los países del Cono Sur, constituyéndose, más que una iniciativa para Brasil, en un proyecto de alcance regional, puesto que permite el uso intensivo del principal recurso energético de Bolivia, aportando una nueva solución para sus problemas de balanza comercial con Brasil. Es también un paso concreto en el sentido de abrir para Argentina, a mediano plazo, un mercado de exportación de gran volumen para sus excedentes de reservas de gas no absorbidas en el mercado interno. El Proyecto contribuye también a la reducción del Costo Brasil, mediante el suministro de un combustible que aumentará la eficiencia y reducirá los costos industriales en las ciudades de los estados involucrados, que son los principales centros productivos del país.
- c. Sectores sociales, saneamiento básico y medio ambiente: Los aspectos pertinentes del Proyecto resultan de la disminución de la contaminación del aire con el uso de un combustible más limpio que sus alternativas, provocando la mitigación de situaciones ambientales ya críticas en áreas como la de la ciudad de São Paulo.

- 1.40 El Proyecto también se enmarca dentro de las prioridades nacionales hasta el año 1998, confirmadas, el mes de agosto de 1996, por el Gobierno Federal en un Plan de Metas y en los acuerdos del Banco con el Gobierno.
- 1.41 De manera general, la presencia del Banco en el Proyecto permite: (i) actuar como **elemento esencial y catalizador, tornando financiable** un complejo **proyecto transnacional**, inclusive por otras instituciones financieras. Ello se lograría dentro de un cronograma compatible con la terminación de las exportaciones bolivianas de este combustible a Argentina; (ii) **apoyar el sector de exportación de Bolivia**, estimulando las actividades de exploración y explotación de gas, con la creación de un mercado en Brasil; (iii) **apoyar el desarrollo en el corto plazo de un mercado de gas en las regiones sur, sureste y centro-este de Brasil**, proporcionando al sector energético una alternativa adicional para evitar la falta de fuentes adecuadas para atender al crecimiento de la demanda de energía; (iv) **apoyar el desarrollo de comercio entre los dos países a través de la integración energética**, creando un mercado sub-regional para el gas, a más largo plazo; (v) **mejorar las condiciones ambientales en Brasil** al sustituir el uso de combustibles más contaminantes en **centros urbanos** y **evitar** el uso, en algunas industrias, de biomasa obtenida de **deforestación**; y (vi) **proporcionar beneficios ambientales regionales** que el Banco y los países pueden lograr a través del financiamiento del Proyecto.
- 1.42 Además, se debe tomar en cuenta no solamente la **presencia** del Banco sino también la **del Gobierno** de Brasil en el Proyecto. La solicitud de un préstamo con garantía del Gobierno, ubicándolo en la ventanilla tradicional del Banco, permite que **la interacción Banco/Gobierno agregue** al Proyecto, además de los seis puntos arriba mencionados, **un componente esencial** que seguramente no lo estaría si se tratara de un Proyecto exclusivamente privado: la cooperación que el Banco puede brindar, junto con el Banco Mundial, para la **consolidación de la reforma del sector energético en el país**. En este contexto, la presencia del Banco permitirá que se vean atendidas las condiciones básicas de su Política para los Servicios Públicos.
- 1.43 Finalmente, cabe tener presente que debido a las características del proyecto, el mismo requiere para su ejecución la obtención de financiamientos a largo plazo, que permitan optimizar el servicio de la deuda, ofreciendo niveles de cobertura compatibles con la proyección de ingresos previstos. La presencia del Banco conjuntamente con el BM como financiadores parciales del proyecto tiene su impacto por su contribución a lograr el efecto mencionado, así como también por el efecto catalizador resultante.

II. EL PROYECTO

A. Objetivos

- 2.1 El objetivo general del Proyecto es contribuir a la integración energética regional, al posibilitar la expansión de la industria y del mercado del gas natural a través de la conexión de los yacimientos en Bolivia con el mercado de las regiones centro y sur del Brasil. En Brasil, la introducción del gas natural boliviano permitiría acelerar un cambio favorable de la matriz energética mediante un uso más extendido de un combustible preferido desde el punto de vista ambiental, y de eficiencia más compatible con el desarrollo industrial del país. En Bolivia, la apertura del mercado del Brasil, de una escala muchísimo mayor, posibilitaría la puesta en valor del gas natural mediante el pleno desarrollo de las reservas de este recurso.
- 2.2 Los objetivos específicos del proyecto son los de atender, en el caso del Brasil, parte del crecimiento de la demanda energética, colocando el gas natural a la disposición de los consumidores de algunas ciudades situadas en el área económicamente más importante del país. En el caso de Bolivia, se trata de abrir un nuevo mercado de exportación para permitir el aumento de la producción de gas y en general la expansión de esta industria, con consecuencias positivas sobre la actividad económica del país y su balanza comercial. En ambos países, el proyecto contribuiría positivamente al avance y consolidación de las reformas económicas e institucionales del sector energético, posibilitando la apertura de oportunidades concretas para la expansión de la participación privada.

B. Metas

- 2.3 La implantación del Proyecto permitirá aumentar el consumo de gas natural en Brasil, contribuyendo a que este combustible incremente su participación en el consumo de energía primaria del 2% en 1995 al 12% en el año 2010. Como consecuencia de ello se reducirán las emisiones totales de SO_x y de material particulado, alcanzando estas reducciones en el año 2006 el 20% y 40%, respectivamente, en el caso de la región metropolitana de São Paulo (ver el Marco Lógico del Proyecto, Anexo II-1).
- 2.4 Las metas que se presentan seguidamente se irán alcanzando a medida que entren en servicio los diferentes componentes del Proyecto:
- a. El gasoducto transportará 9 $Mm^3/día$ en 1999, aumentando ese transporte para un mínimo de 18 $Mm^3/día$ en 2006.
 - b. Las exportaciones de gas de Bolivia aumentarán de 6,0 $Mm^3/día$ en 1996 hasta por lo menos 18 $Mm^3/día$ en 2006.

C. Descripción del Proyecto

- 2.5 Aunque el Banco estará involucrado solamente en la financiación de la construcción de la parte brasileña del gasoducto, esta obra, en términos técnicos, económicos y socio-ambientales debe ser encarada como un proyecto integrado que incluye la producción en Bolivia, el gasoducto y la entrega del gas en los "city gates" en las ciudades brasileñas, desde dónde será distribuido a los consumidores finales.
- 2.6 El gasoducto, que tiene un diámetro de 32" en el tramo inicial, decreciendo hasta 16" en su tramo final, será construido desde la ciudad de Río Grande en Bolivia hasta la ciudad de Porto Alegre en Río Grande do Sul, pasando cerca de las ciudades brasileñas de Corumbá, Campo Grande, Araraquara, Campinas, Curitiba, Florianópolis y Porto Alegre. Es interesante notar que habrá una interconexión, entre Campinas y Guararema, del nuevo gasoducto con el existente entre Rio de Janeiro, Belo Horizonte y São Paulo. La longitud total del gasoducto es de aproximadamente 3.146 km, de los cuales 557 km se desarrollan en Bolivia y 2.589 km en Brasil. La parte brasileña está dividida en el Tramo Norte, entre Corumbá y Campinas (1.256 Km), a ser financiado por BID/CAF, y el Tramo Sur, entre Campinas y Porto Alegre (1.180 Km), financiado por BM/BEI, además de la interconexión (153 km), financiada por CAF. Suministrará gas a un total de 37 city-gates en Brasil (12 en el tramo norte, 23 en el tramo sur y 2 en la interconexión).
- 2.7 El gasoducto ha sido diseñado para una capacidad final de transporte de 30 millones m³/día, la que podría ser alcanzada en varias etapas mediante el agregado de estaciones compresoras. Sin embargo, el presupuesto básico adoptado solamente se refiere a una capacidad de transporte máxima entre 18 y 24 millones de m³/día, en términos de estaciones de bombeo, por ser las capacidades que tienen mayor probabilidad de ser alcanzadas a mediano plazo.

D. Costos

- 2.8 El costo total del gasoducto se estima en US\$2.149,5 millones, siendo US\$450,0 millones el costo de la parte boliviana y US\$1.699,5 millones el costo de la parte en territorio brasileño, para la cual fue solicitada la participación del Banco, de la Corporación Andina de Fomento-CAF, del Banco Europeo de Inversiones-BEI y del Banco Mundial.
- 2.9 El tramo boliviano será financiado con préstamos directos de US\$130 millones de PETROBRAS para obras y de Agencias de Crédito a la Exportación (ACE), como Eximbank de Japón y Marubeni Corporation of Japan (MARUBENI) de US\$160 millones para el suministro de la tubería y de estaciones compresoras; con recursos para la compra de capacidad de transporte adicional por PETROBRAS (TCO, US\$80 millones a ser financiado por la CAF) y con recursos de capital de los socios (US\$80 millones).

1. Costo del tramo brasileño

- 2.10 El costo del gasoducto en el lado brasileño, cuya distribución por categoría de inversión y fuentes de financiamiento está en la tabla siguiente, se ha estimado en el equivalente a US\$1.060.440.000 para el Tramo Norte (Corumbá - Campinas), US\$573.250.000 para el Tramo Sur (Campinas - Porto Alegre), y US\$ 65.850.000 para la interconexión, con un total de US\$1.699.540.000.

CUADRO II-1 COSTOS DEL PROYECTO (en miles de US\$)							
DESCRIPCIÓN	BANCO	CONTRAPARTIDA				TOTAL	%
		Socios	ACE's	B.M.	CAF/BEI		
1. SUPERVISION E INGENIERÍA	0	25.760	0	29.820	1.360	56.940	3,4
1.1 Supervisión Construcción	0	23.000	0	27.000	1.360	51.360	3,0
1.2 Supervisión Ambiental	0	2.520	0	0	0	2.520	0,2
1.3 Diseño y Estudios	0	240	0	2.820	0	3.060	0,2
2. COSTOS DIRECTOS	237.600	342.970	332.010	193.050	136.920	1.242.550	73,1
2.1 Tubería	0	223.570	261.670	0	0	485.240	28,6
2.2 Compresores/Medidas	0	57.290	47.950	39.050	3.030	147.320	8,7
2.3 Sistema SCADA	4.580	850	0	0	0	5.430	0,3
2.4 Construc/Montaje (Tr. 3 y 8)	0	10.000	0	0	73.530	83.530	4,9
2.5 Cons/Mont. (Tramos 4-7)	218.020	17.260	0	10.000	0	245.280	14,4
2.6 Cons./Mont. (Tramos 9-13)	0	30.000	0	130.000	60.000	220.000	12,9
2.7 Valv./Almacenaje/Cruces ríos	15.000	4.000	22.390	14.000	360	55.750	3,3
3. COSTOS CONCURRENTES	0	32.220	0	23.000	0	55.220	3,3
3.1 Derecho de Vía	0	30.000	0	0	0	30.000	1,8
3.2 Medio Ambiente	0	2.220	0	23.000	0	25.220	1,5
4. GASTOS CONTINGENTES	0	116.340	0	0	0	116.340	6,8
4.1 Imprevistos	0	86.270	0	0	0	86.270	5,1
4.2 Escalamiento de costos	0	30.070	0	0	0	30.070	1,8
5. COSTOS FINANCIEROS	2.400	151.570	4.440	64.130	5.950	228.490	13,4
5.1 Intereses	0	136.160	4.400	0	5.310	145.870	8,6
5.2 Comisión de crédito	0	15.410	40	0	640	16.090	1,0
5.3 Otros Gastos Financieros	0	0	0	64.130	0	64.130	3,8
5.4 Inspección y vigilancia	2.400	0	0	0	0	2.400	0,1
6. TOTAL GENERAL	240.000	668.860	336.450	310.000	144.230	1.699.540	100,0
7. Porcentajes (%)	14	39	20	18	8	100	

2. Componentes del costo

a. Supervisión e Ingeniería (US\$56.940.000)

- 2.11 La subcategoría de Supervisión de la construcción (US\$51.360.000) incluye los recursos requeridos para la supervisión y el control técnico de las obras del Proyecto, funciones que serán desempeñadas

esencialmente por PETROBRAS, con el apoyo puntual de consultoras especializadas para servicios de campo. Incluye también los gastos de administración relativos al personal de PETROBRAS/PETROFERTIL ya acordados entre los socios de TBG, aplicados para la ejecución del Proyecto, durante su construcción. Este costo equivale al 4,1% del costo directo de construcción previsto y se considera adecuado.

- 2.12 La subcategoría de Supervisión Ambiental (US\$2.520.000) incluye los gastos con la contratación de consultoría especializada para la supervisión de los trabajos ambientales en el campo, los cuales serán controlados también por PETROBRAS y El Paso Energy.
- 2.13 La subcategoría de Diseño y Estudios (US\$3.060.000) incluye los gastos con la terminación del diseño básico y ejecutivo de todas las obras del Proyecto, así como algunos pequeños estudios todavía necesarios.

b. Costos directos (US\$1.242.550.000)

- 2.14 Esta categoría cubre los costos directos de adquisiciones de tubería y de equipos de bombeo, de comunicaciones y de mediciones, de construcción civil y montaje de las obras previstas. Han sido determinados con base en las cantidades de obra a ejecutar derivadas de los diseños de ingeniería, aplicándose precios unitarios internacionales adaptados a la realidad brasileña, estimados con base en la experiencia de las empresas participantes en la propiedad del gasoducto y en los resultados de las licitaciones ya realizadas. Del total, serán invertidos en el Tramo Norte del gasoducto (Corumbá - Campinas) US\$781.220.000, US\$412.430.000 en el Tramo Sur (Campinas - Porto Alegre), y US\$48.900.000 en la interconexión.

c. Costos concurrentes (US\$55.220.000)

(i) Derecho de vía (US\$30.000.000)

- 2.15 Cubrir los costos de adquisición de derechos de vía, aplicándose de este total US\$12.710.000 en el Tramo Norte, y US\$17.290.000 en el Tramo Sur. La interconexión es hecha en terrenos de PETROBRAS, no habiendo gastos en este rubro para esa parte del gasoducto.

(ii) Medio ambiente (US\$25.220.000)

- 2.16 Esta suma cubrirá los costos de implantación de las medidas de protección ambiental en general (mitigadoras y compensatorias), conforme a lo acordado con los órganos ambientales, incluyendo: (i) comunicación social (US\$400.000); (ii) interferencia con las actividades mineras (US\$120.000); (iii) rescate del patrimonio arqueológico (860.000); (iv) medidas ambientales en las obras (US\$2.440.000); (v) revegetación de áreas (US\$2.830.000); (vi) medidas de salud y seguridad en las obras (US\$3.220.000); (vii) compensación socio-económica a las municipalidades

(US\$1.000.000); (viii) apoyo a las comunidades (US\$2.000.000); (ix) compensación ecológica (US\$7.500.000); (x) fiscalización de medidas ambientales (US\$1.680.000); (xi) desarrollo de las comunidades indígenas (US\$1.000.000); (xii) entrenamiento (US\$300.000); y (xiii) gerenciamiento de riesgos ambientales en la construcción (US\$1.870.000). Estos montos no incluyen algunos de los costos de las medidas mitigadoras que son parte del costo directo de las obras civiles. Tampoco incluyen los costos de supervisión ambiental de las obras que están incluidas en la Supervisión presentada en ¶ 2.11 y 2.12. De este total US\$16.470.000 corresponden al Tramo Norte y US\$8.750.000 al Tramo Sur. No habrá gastos de esta naturaleza en la interconexión por ser construida junto a un ducto ya existente.

d. Gastos Contingentes (US\$116.340.000)

- 2.17 Estos gastos, que se dividen en US\$70.370.000 para el Tramo Norte, US\$40.770.000 para el Tramo Sur, y US\$5.200.000 para la interconexión, comprenden: (i) el escalamiento de los precios durante la ejecución de las obras, desde la fecha en que se elaboraron los presupuestos básicos hasta su conclusión (US\$30.070.000); y (ii) los costos de imprevistos en los diseños de las obras y los atribuibles al mercado de la industria de fabricación de equipos y de la construcción (US\$86.270.000).
- 2.18 En el cálculo del escalamiento de los precios se han empleado los índices de inflación interna y externa, así como de tipo de cambio, proyectados por el Banco para los próximos años. Por su parte, la suma asignada para cubrir gastos imprevistos corresponde al 10% de la suma de los costos de supervisión e ingeniería, de los costos directos (excepto los ya contratados) y concurrentes estimados para las obras, sumados a 5% de los costos directos ya contratados.

e. Gastos financieros (US\$228.490.000)

- 2.19 Esta categoría, que comprende US\$138.550.000 de gastos con el Tramo Norte, US\$79.550.000 de gastos con el Tramo Sur, y US\$10.390.000 con la interconexión, incluye: (i) los intereses durante la ejecución del Proyecto del préstamo del Banco (US\$22.830.000); (ii) la correspondiente comisión de crédito (US\$2.720.000); (iii) los gastos de inspección y vigilancia del Banco (US\$2.400.000); (iv) US\$123.040.000 de intereses de los recursos de las otras entidades financieras involucradas en el proyecto; (v) US\$13.370.000 de gastos con comisiones de crédito de estas entidades (incluye la tasa pagada anticipadamente sobre el valor del financiamiento, cobrada por las instituciones de crédito multilaterales y por las ECAs, y la tasa sobre los saldos de los financiamientos no utilizados); y (vi) US\$64.130.000 de gastos financieros diversos con las instituciones de crédito (consultorías legales y financieras, costos para el desarrollo del negocio, como certificación de reservas, etc, y reserva asignada para eventual servicio de la deuda).

E. Financiamiento

1. Recursos del Banco

- 2.20 TBG solicitó que el Banco y la CAF financien las obras civiles y montaje del Tramo Norte y de la interconexión y que el Banco Mundial y el BEI financien los correspondientes al Tramo Sur. El Banco contribuirá con un financiamiento de US\$240.000.000 que serán en divisas con cargo al Capital Ordinario y que equivalen aproximadamente a 14,1% del costo total del Proyecto.
- 2.21 Los recursos del Banco cubrirán 88,9% de los costos directos de construcción de 4 lotes entre Miranda y Campinas, 84,3% de los gastos de la implantación del Sistema de Control de Supervisión/Adquisición de Datos (SCADA) y la totalidad de los gastos de obras en cruces de ríos en el Tramo Norte y de Inspección y Vigilancia.

2. Contrapartida

- 2.22 La contrapartida por el equivalente de US\$1.459.540.000 corresponde al 85,9% del costo total del Proyecto y será cubierto por: (i) préstamo del Banco Mundial por un monto de US\$130.000.000, equivalente al 8,9% de la contrapartida para financiar parcialmente los gastos directos de construcción y montaje del Tramo Sur; (ii) garantías parciales del Banco Mundial para una emisión de bonos por el equivalente a US\$180.000.000, correspondiente al 12,3% del aporte local para financiar parcialmente los gastos en la supervisión de las obras, en diseño y estudios, en adquisición y montaje de compresores, en obras en el Tramo Norte y Sur, en medidas ambientales y en gastos financieros; (iii) US\$84.230.000 de préstamo de CAF, correspondiente al 5,8% del aporte local para financiar parcialmente las obras civiles y de montaje del Tramo Norte y de la interconexión, la supervisión de construcción, la adquisición de compresores, de válvulas y estaciones de medida, intereses y comisiones de crédito; (iv) US\$60.000.000 del Banco Europeo de Inversiones (BEI) para financiar parcialmente las obras del tramo Sur; (v) US\$336.450.000 de repase, por parte de PETROBRAS / PETROFERTIL, de préstamos para compra de tubería, válvulas y de estaciones compresoras, tomados de BNDES, EXIMBANK de Japón y Marubeni; (vi) recursos de capital (US\$309.570.000), incluyendo préstamos subordinados; (vii) compra anticipada de Opción de Capacidad de Transporte (TCO) por parte de PETROBRAS (US\$302.000.000); y (viii) recursos generados por la TBG en la operación del gasoducto (US\$57.290.000).
- 2.23 Esa contrapartida financiará 15,7% del sistema SCADA, 11,1% de las obras del Tramo Norte, y la totalidad de todos los otros gastos en Supervisión e Ingeniería, y en Costos Directos, Concurrentes, Contingentes, y Financieros del Proyecto.

III. EJECUCIÓN DEL PROYECTO

A. Organismo ejecutor

- 3.1 La empresa propietaria del tramo brasileño del gasoducto y la ejecutora del Proyecto será TBG. PETROBRAS, mediante acuerdo de delegación de TBG, es la responsable por la gestión del Proyecto, encargándose de las adquisiciones y de la construcción. Para ello está contratando empresas privadas para el suministro y transporte de tubería y equipos, además de los contratistas para los trabajos de montaje y obras civiles. La supervisión de los contratistas estará también a cargo de PETROBRAS y, en el caso de los aspectos ambientales, de una firma consultora contratada para este fin. La gerencia del Proyecto está a cargo de un Comité de Coordinación con representantes de todos los socios de TBG.
- 3.2 La construcción del tramo boliviano del gasoducto, que es simultánea a la de la parte brasileña entre Corumbá y Guararema, será también responsabilidad de PETROBRAS por delegación de YPF, con un contrato "llave en mano" que prevé fuertes multas por retraso en la fecha de operación acordada. Esto garantiza la coordinación indispensable en este tipo de obra y minimiza el riesgo de retrasos y aumentos de costos. PETROBRAS está contratando empresas privadas para la ejecución de las obras, quedándose siempre como supervisora y gestora de las mismas. Para dar mayor confort al Banco y teniendo en cuenta su importante rol en el Proyecto, PETROBRAS se comprometió a suministrar al BID, a través de TBG, informaciones bimestrales sobre el desarrollo de las obras y de la implantación de las medidas ambientales del lado boliviano, lo que será reflejado en el contrato de préstamo.

B. Diseños de ingeniería y planos de construcción

- 3.3 El Proyecto se encuentra significativamente avanzado ya que los diseños conceptual y básico fueron desarrollados para todo el gasoducto para la preparación de los documentos de licitación.
- 3.4 El diseño ejecutivo de obras civiles y montaje (soldaduras, logística, etc) es parte de la propuesta a ser presentada por los oferentes, razón por la cual PETROBRAS ha desarrollado términos de referencia muy precisos para tales obras, los cuales fueron examinados por el Banco y considerados satisfactorios. PETROBRAS y los socios de TBG prefieren esta solución ya que concentra la responsabilidad de la ejecución en el contratista.
- 3.5 Los estudios ambientales ejecutados permitieron, además de establecer las medidas que serían adoptadas directamente por el ejecutor durante la construcción del gasoducto, orientar a los contratistas en cómo proceder durante la construcción y, en el futuro, al propietario en la operación de las instalaciones.

- 3.6 Se dispone de todos los documentos requeridos para ejecutar correctamente el Proyecto, incluyendo: estudios técnicos; diseños conceptuales de ingeniería; planos de construcción para las obras del gasoducto; y especificaciones ambientales y técnicas de construcción generales y particulares. Para elaborar dichos documentos, se realizaron los estudios topográficos, hidrológicos, geológicos, geotécnicos, ambientales y otros requeridos.

C. Derechos de vía

- 3.7 Aunque el gasoducto estará totalmente enterrado, su trazado fue decidido no solamente con base en las condiciones técnicas, sino también de manera compatible con la preservación del medio ambiente, permitiendo cumplir con las normas pertinentes. En la mayor parte del área afectada en el caso del gasoducto se aplicará el uso del derecho de vía en propiedades privadas y no adquisiciones de terrenos. En Brasil, el sistema de adquisición de terrenos o la obtención del derecho de pasaje para ejecución de obras de interés público permite al órgano responsable tomar posesión de los terrenos requeridos inmediatamente, aunque no se haya terminado con los trámites de expropiación o las negociaciones de pasaje.
- 3.8 Para el uso del derecho de vía en el caso presente, preferentemente se negocia con los propietarios aunque ya haya un decreto de expropiación que garantice el derecho de acceso y utilización de la faja para la construcción. Para las estaciones de bombeo y "city gates", las áreas serán adquiridas por compra y no expropiadas, siempre que fuese posible.
- 3.9 Para la interconexión entre el gasoducto Bolivia-Brasil y el existente entre São Paulo, Rio de Janeiro y Belo Horizonte el derecho de vía ya pertenece a PETROBRAS y no hay ningún trabajo o gasto a ser realizado. Para el Tramo Norte esta empresa concluyó la liberación del derecho de vía en fines de julio. Para el Tramo Sur, el proceso concluye a finales de marzo de 1998. Todos los derechos de vía y los terrenos comprados están siendo registrados en los organismos oficiales correspondientes.
- 3.10 El Proyecto no requiere reasentar familias, puesto que los ocupantes de las áreas a ser expropiadas son dueños legales de las propiedades y serán indemnizados de acuerdo con las leyes vigentes sobre expropiación por utilidad pública. Las condiciones de compra por PETROBRAS cumplen con los requisitos de la política del BID de reasentamiento involuntario.

D. Impacto ambiental y social

- 3.11 Aunque el Banco esté financiando sólo parte de la construcción en territorio brasileño, la evaluación ambiental fue realizada para el proyecto como un todo, independientemente de las fronteras existentes. El proceso de evaluación ambiental incluyó la

elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), y de los respectivos Proyectos Básicos Ambientales (PBA), detallando los programas de compensación y mitigación. Asimismo, fue elaborado un Plan de Desarrollo de los Pueblos Indígenas (PDPI), para el tramo boliviano del proyecto, y se encuentra en elaboración un PDPI para el tramo brasileño, con el objeto de dar un tratamiento adecuado a los temas relativos a estas comunidades.

- 3.12 Finalmente, fue realizada una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Proyecto como un todo, en la cual fueron abordados temas de la más alta relevancia, que exceden el alcance de un simple EIA, tales como: (i) la sinergia del gasoducto con otros grandes proyectos en la región (Hidrovia Paraguay/Paraná, reconstrucción y pavimentación de la carretera Pailón-San Jose, etc.); (ii) el impacto potencial en la calidad del aire debido a la construcción de nuevas centrales termoeléctricas; y (iii) el impacto ambiental de la exploración de nuevos campos de gas en Bolivia para atender la capacidad final del gasoducto. Esta evaluación fue la primera de estas características realizada para proyectos del sector de energía en Bolivia y Brasil. Como resultado de la evaluación fue recomendada la preparación de un Plan de Gestión Ambiental de los nuevos desarrollos gasíferos. El costo total de la elaboración del Plan es de US\$400 mil los que, por no ser parte del costo del Proyecto, serán financiados con recursos provenientes de préstamos del Banco a Bolivia actualmente en ejecución.
- 3.13 Los estudios fueron presentados a las autoridades competentes de los dos países, y al público en general, en diversas audiencias públicas realizadas en diversos sitios a lo largo del trayecto del gasoducto. En la semana de 23 a 27 de junio fueron colocados anuncios en los principales periódicos de ambos países, informando sobre la disponibilidad de los estudios ambientales realizados. Desde el 1 de agosto de 1997 los estudios ambientales se encuentran disponibles en INTERNET y fueron colocados a la disposición del público en las representaciones del Banco en Brasilia y La Paz. Además, los Bancos patrocinaron la realización de dos seminarios abiertos al público en Campo Grande (Brasil) y Santa Cruz de la Sierra (Bolivia), para los cuales fueron enviadas invitaciones para cerca de 80 ONGs de todo el mundo. Para facilitar la participación de ONGs locales, los ejecutores pagaron los gastos de viaje y permanencia de representantes de diez ONGs de cada país, elegidos por la propia sociedad civil de los mismos países.
- 3.14 No habrá impacto directo de la construcción sobre las comunidades indígenas, ni habrá reubicaciones y reasentamientos de tales poblaciones, ya que todas están a considerable distancia de la faja. Sin embargo, habrá un plan de compensación social (el PDPI), involucrando diversos programas. En Bolivia el PDPI contempla recursos para titulación de las tierras indígenas, sistemas de suministro de agua, generadores de electricidad, puestos de salud móviles con médicos y vehículos, entrenamiento y capacitación de jóvenes, auxilio para la apertura de pequeñas empresas y servicios

de infraestructura. El programa de mayor significado es el de la titulación de las tierras, con un costo total de US\$1,5 millones. En Brasil, el PDPI contempla apoyo a servicios de infraestructura, que están siendo objeto de negociaciones con las comunidades indígenas. La conclusión del PDPI del lado brasileño, elaborado según los términos de referencia acordados con el Banco, será condición previa al primer desembolso del préstamo.

- 3.15 Los estudios de impacto ambiental realizados prevén la implementación de un conjunto de 23 programas de mitigación y compensación sócio-económica, con un costo aproximado de US\$35,8 millones para los dos países, siendo US\$27,7 millones aplicados del lado brasileño. El Informe Ambiental del Banco fue presentado al CESI y aprobado el 29 de octubre de 1997, habiendo sido incorporadas sus recomendaciones a este Informe. Los ejecutores ya obtuvieron todas las licencias ambientales necesarias para la implantación del proyecto en todo el tramo boliviano y en la parte del tramo brasileño a ser financiada por el Banco.
- 3.16 En el tramo boliviano del gasoducto está prevista la ejecución de un conjunto importante de medidas ambientales, tales como: (i) apoyo al desarrollo de poblaciones indígenas (PDPI de US\$3.716 mil), que incluye la gestión del parque Gran Chaco; (ii) supervisión ambiental de las obras (US\$911 mil); (iii) gestión ambiental de las obras (salud y gerencia de riesgos de construcción, por US\$1.730 mil); (iv) apoyo a las comunidades no indígenas (US\$890 mil); (v) fondo para estudio de Eco-Turismo (US\$96 mil); (vi) revegetación de la faja (US\$276 mil); (vii) estudio de biodiversidad (US\$110 mil); (viii) programa de recuperación arqueológica (US\$32 mil); (ix) programa de comunicación y educación pública (US\$95 mil); y (x) gerente ambiental y auditor independiente (US\$204 mil). Estos gastos (US\$8.060.000) no están incluidos en el valor presentado en ¶ 2.16.
- 3.17 Durante la construcción los contratistas son responsables por la implementación y mantenimiento de medidas preventivas de accidentes y escapes de productos peligrosos, así como por la elaboración de un Análisis Preliminar de Peligros (APP), de Planes de Gerenciamiento de Riesgos (PGR) y Planes de Acción de Emergencia (PAE), para enfrentar eventuales siniestros que ocurran durante ese período. El inicio de la construcción en cada tramo sólo es autorizado por PETROBRÁS después de la aprobación de la APP y de los PGR y PAE presentados por el contratista.
- 3.18 PETROBRAS será responsable ante el Banco y, con la anuencia de TBG y de YPFB, de la implantación de todas las medidas ambientales previstas en el Proyecto durante la construcción (¶ 2.16 y 3.16), y será una condición contractual el compromiso de TBG de que PETROBRAS implante dichas medidas en ambos países. El compromiso de PETROBRAS fue establecido en la Carta Acuerdo presentada por esta empresa al Banco en el marco de las negociaciones del préstamo.

- 3.19 Para garantizar la adecuada implementación de las medidas mitigadoras y compensatorias en ambos países, fue prevista la implantación de una estructura de gestión ambiental del proyecto con los siguientes componentes: (i) contratación de una empresa de consultoría especializada para ejecutar la fiscalización ambiental de las obras y supervisar la implantación de todos los programas de compensación socio-económica y ecológica, presentando a TBG informes de la marcha de los trabajos, por lo menos cada dos meses; (ii) contratación de un auditor ambiental independiente en tiempo integral, que auditará los informes de supervisión y se reportará directamente a los Bancos. Es condición contractual mantener esa estructura en funcionamiento durante la ejecución del Proyecto. La empresa consultora ya fue contratada con recursos de contrapartida e inició sus trabajos en el campo. La contratación del auditor ambiental está prevista para fines de 1997, y la presentación de su primer informe de trabajo demostrando a satisfacción del Banco que la estructura de gestión ambiental está implantada, y que los trabajos se están desarrollando adecuadamente en Bolivia y Brasil, será condición previa al primer desembolso del préstamo.
- 3.20 Cada dos meses, durante la ejecución del proyecto, TBG presentará al Banco un informe ambiental sobre los avances de los trabajos, indicando el estado de cumplimiento de las medidas y programas ambientales en Bolivia y Brasil, incluyendo el informe preparado por la consultora responsable por la supervisión y control ambiental de las obras, debidamente revisado por el auditor ambiental independiente (§ 3.19).
- 3.21 Antes de los 6 meses de la fecha de la firma del contrato de préstamo, TBG (o PETROBRAS, si fuera el caso) deberá formalizar los convenios con el Instituto Brasileño de Medio Ambiente (IBAMA) y con las Secretarías de Medio Ambiente de los Estados para la implantación de los Programas de Compensación Ecológica (§ 2.16) según la Resolución 02/96 del Comité Nacional de Medio Ambiente (CONAMA).
- 3.22 El Gobierno incluirá en la autorización para la operación y mantenimiento del gasoducto, y el Banco incluirá en el contrato de préstamo, la obligación de TBG de implementar, durante la fase de operación del gasoducto, directamente o por la empresa elegida para operarlo, las medidas de control ambiental acordadas para la obtención de las licencias ambientales (§ 2.16).
- 3.23 PETROBRAS, que a través del Servicio de Ingeniería de PETROBRAS (SEGEN) está construyendo este Proyecto por delegación de TBG, contratará un programa de capacitación y entrenamiento en las áreas de gestión ambiental, evaluación de impactos ambientales de proyectos petrolíferos, preparación y análisis de proyectos, fiscalización y auditoría ambiental. Asimismo, PETROBRAS está en proceso adelantado para obtener la certificación de las normas ISO Serie 14.000. Como se trata de una empresa de gran porte que tiene decenas de subsidiarias y empresas vinculadas, la certificación

está siendo realizada por etapas. La certificación de SEGEN, que además del gasoducto se responsabiliza por la planificación e implantación de nuevos proyectos, se inició en 1996 y sería concluida a fines de 1999, para lo cual ya sido contratada una empresa especializada. Ya fueron elaborados el Manual de Medio Ambiente y los Procedimientos del Sistema de Gestión Ambiental. Fue implantado el Sistema Informatizado de Gestión Ambiental, el cual fue auditado por una entidad independiente, según las Normas ISO 14.001. PETROBRAS se comprometió mediante una Carta Acuerdo presentada al Banco, a demostrar seis meses después de la firma del contrato, que fue contratado el programa de entrenamiento de PETROBRAS ya informar sobre la marcha del proceso de certificación ISO Serie 14.000.

- 3.24 El Estudio de Análisis de Riesgo para la fase de operación mostró, con base en los bancos de datos para proyectos similares, que en todas las fases del proyecto fueron aplicadas normas internacionales. El riesgo individual fue calculado en 10^{-7} fatalidades por año, considerado muy bajo. El Plan de Contingencia definitivo para la fase de operación del gasoducto deberá estar concluido antes del inicio de la fase de pruebas de pre-operación.

E. Procedimientos de ejecución

- 3.25 Las licitaciones para contratación de todos los servicios, equipos, obras civiles y de montaje del gasoducto están siendo hechas de acuerdo con procedimientos acordados con el BID, aplicándose los procedimientos estipulados en los Anexos B y C del contrato de préstamo para los rubros financiados por el Banco. La licitación pública internacional es obligatoria para los trabajos de consultoría que excedan a US\$200.000, para adquisiciones de bienes y contratación de servicios cuyo valor exceda US\$350.000 y US\$5.000.000 para obras de construcción, puesto que en proyectos similares no se han presentado concursantes del exterior para montos inferiores a dichos valores. Cuando los valores financiados por el Banco fueran inferiores a estos límites o las licitaciones relativas a obras y servicios fueran financiadas con la contrapartida nacional, se aplicarán los procedimientos previstos en la legislación nacional o los de la entidad financiadora.
- 3.26 Las licitaciones de la adquisición de la tubería y del sistema SCADA están siendo hechas para toda la extensión del gasoducto. Para las obras civiles y de montaje del Proyecto se ha dividido el gasoducto en tres tramos para fines de licitaciones y contrataciones. El primero se ubica dentro de Bolivia y no es financiado por el Banco; el segundo, entre Corumbá y Guararema, comprende 1.419 km en 6 lotes y el tercero comprende otros 5 lotes con 1.180 km entre Campinas y Porto Alegre, estos últimos financiados por el BM. Las licitaciones de compresores, estaciones de medición, de válvulas y de almacenaje serán construidas a medida que sean necesarias. El Anexo III-1 presenta la relación y el costo estimado de estas licitaciones.

- 3.27 Todas estas adquisiciones de obras, de servicios y de equipos están siendo motivo de licitaciones internacionales sin restricciones para empresas de los países miembros del Banco. Las licitaciones del Tramo Norte fueron hechas de acuerdo con los procedimientos del Banco, el cual aprobó oportunamente los documentos de licitación. En este caso específico, los pliegos de licitación permitieron propuestas para ejecutar separadamente uno o más de los lotes licitados, estando los proponentes obligados a presentar pólizas de seguro de garantía de mantenimiento de la propuesta (bid bond) y de desempeño (performance bond) para cada uno de los lotes.
- 3.28 Para acelerar la construcción y aumentar el número de oferentes, los documentos de licitación permitieron propuestas para ejecutar simultáneamente más de un lote, hasta un máximo de tres lotes por empresa constructora. La licitación fue concedida en base a la oferta evaluada como la más baja que cumplía sustancialmente con los documentos de licitación para el conjunto de lotes. Este procedimiento permitió igualmente la participación de grandes y medianas empresas nacionales y extranjeras. Sin embargo, para obtener la adjudicación de dos o más lotes, la empresa tuvo que demostrar, antes de su contratación y de manera fehaciente (con pruebas y el seguro garantía de fiel cumplimiento del contrato para los lotes correspondientes), que contaba con el personal, equipos y recursos financieros para ejecutar simultáneamente los tramos y cumplir los plazos de construcción previstos.
- 3.29 La evaluación de las propuestas de obras civiles y de montaje del Tramo Norte fue hecha con una precalificación basada en la propuesta técnica y otros documentos que probaban la adecuación económica, financiera y empresarial del ofertante. Estos elementos fueron suministrados por el proponente en un sobre abierto el día de su entrega. Un segundo sobre con el precio fue abierto para las propuestas que atendían los criterios de esa preselección.
- 3.30 La licitación del sistema SCADA fue hecha sin precalificación, con apertura de la propuesta y su examen en dos etapas, la primera referente al precio. Será evaluada la propuesta técnica que ofrezca el menor precio y será elegido si aquélla es aceptada. Las propuestas fueron presentadas para toda la extensión del gasoducto pero serán adjudicados dos contratos, uno para cada país.
- 3.31 Es importante tener en cuenta que las licitaciones de las obras civiles y de montaje del Tramo Sur, comprendiendo servicios semejantes a los del Tramo Norte, están siendo hechas de manera de permitir la participación de los países miembros del BID que sean también miembros del Banco Mundial, que va a financiarlas.
- 3.32 Los términos de referencia para la supervisión de los trabajos ambientales del Proyecto fueron discutidos y acordados con PETROBRAS, PETROFERTIL y sus futuros socios, y fueron considerados adecuados por el Banco. La empresa de supervisión ambiental fue contratada por concurso internacional y llegó a los emplazamientos

de obras juntamente con los contratistas para el inicio efectivo de los trabajos.

F. Cronograma de ejecución

- 3.33 La construcción del tramo boliviano, del Tramo Norte y de la interconexión, tomará alrededor de 17 meses aún con un cronograma apretado (dos meses para completar la movilización del contratista y 15 meses de obras). Para operar el gasoducto hasta Campinas en diciembre de 1998, los trabajos de construcción de estos tramos fueron iniciados en la estación seca de 1997.
- 3.34 El proceso de licitación fue iniciado a principios de 1997 para la construcción del gasoducto en el tramo boliviano y en la porción brasileña entre Corumbá y Guararema. Las propuestas técnicas fueron abiertas en 30 de abril de 1997, y las propuestas de precio el 3 de junio. Las adjudicaciones fueron hechas el mes siguiente a la apertura de las propuestas y las contrataciones a fines de julio, para movilizar los contratistas a comienzos de agosto. Para el Tramo Sur las licitaciones también se iniciaron y las contrataciones están previstas para marzo de 1998.
- 3.35 El proceso de licitación de las demás adquisiciones (compresores, estaciones de medición, etc) y contratos para el Tramo Norte se completaría en 1997. En el Anexo III-1 se presenta el programa de licitaciones de todos los componentes de los distintos tramos del proyecto, tanto del Tramo Norte como del Sur.
- 3.36 El período principal de ejecución del gasoducto se extendería por 36 meses contados desde el inicio de 1997, con la habilitación a fines de 1998 del Tramo Norte y de la interconexión hasta Guararema, cerca de São Paulo, y del Tramo Sur hasta Porto Alegre en diciembre de 1999. Sin embargo, serán instalados compresores adicionales inclusive después del año 2000, ya en el período de operación. Los plazos indicados son compatibles con el tipo y volumen de las obras del Proyecto, con los procedimientos constructivos a adoptar y con la capacidad institucional del organismo ejecutor, al igual que las posibilidades de los diversos socios de efectuar el respectivo aporte financiero.

G. Licitación y contratación anticipada de obras y servicios

- 3.37 El cronograma vigente de licitaciones y contrataciones toma en cuenta las distintas modalidades operativas e intereses de las entidades financiadoras y de la entidad ejecutora del Proyecto, así como las restricciones impuestas por las condiciones físicas de construcción y los plazos necesarios para la fabricación de equipos y ejecución de las obras. Dicho cronograma es compatible con las condiciones contractuales pactadas por PETROBRAS con YPF, con las compañías transportadoras del lado boliviano y brasileño y con las empresas distribuidoras de gas, y con los cronogramas de procesamiento de los préstamos de las diversas instituciones de

crédito.

- 3.38 Actualmente ya se han adjudicado los contratos para la provisión de toda la tubería relativa a la construcción del gasoducto en Brasil y en Bolivia. El ganador fue un consorcio de empresas fabricantes de acero y tubería de producción japonesa, argentina, americana, italiana, alemán y austriaca con brasileñas (CONFAB y EBSE). Los gastos de estos contratos serán reconocidos como contrapartida, puesto que fueron hechos siguiendo normas aceptadas por el Banco y están dentro del plazo admitido de 18 meses.
- 3.39 PETROBRAS contrató también todos los lotes de la parte que será financiada parcialmente por el Banco, de manera de poder cumplir el cronograma establecido y evitar perjuicios financieros para sí y para YPF. Los ganadores de estas licitaciones fueron dos consorcios, uno de empresas brasileñas y americanas, que quedó a cargo de tres lotes, y otro de brasileñas, argentinas e italianas que construirán dos lotes. El lote correspondiente a la interconexión fue contratado con una empresa brasileña.
- 3.40 Las obligaciones de estos últimos contratos cumplen con los requisitos del Banco para su financiamiento retroactivo, puesto que fueron contraídas siguiendo los procedimientos del Banco dentro del plazo de 12 meses previsto.

H. Calendario de inversiones

- 3.41 Con base en el Anexo III-1 y en el cronograma físico de obras se ha elaborado el calendario de inversiones presentado a continuación:

CUADRO III-1 Calendario de Inversiones (US\$Millones)										
FUENTE	1997		1998		1999		Después de 99		TOTAL	
BID	30,0	8,2	203,2	23,6	6,8	1,6	0,0	0,0	240,0	14,1
SOCIOS	185,9	50,8	250,8	29,2	188,0	43,7	44,2	100,0	668,9	39,4
B.MUNDIAL	0,0	0,0	176,0	20,5	134,0	31,2	0,0	0,0	310,0	18,2
ACEs	139,8	38,2	137,5	16,0	59,1	13,7	0,0	0,0	336,4	19,8
BEI	0,0	0,0	18,0	2,1	42,0	9,8	0,0	0,0	60,0	3,5
CAF	10,5	2,9	73,7	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	84,2	5,0
TOTAL	366,2	21,5	859,2	50,6	429,9	25,3	44,2	2,6	1.699,5	100,0

I. Reconocimiento de gastos previos

- 3.42 Para mantener el cronograma de obras acordado será necesario invertir alrededor del 21% del costo total durante 1997. Tomando en cuenta que la presentación del préstamo al Directorio ocurrirá a fines del año, se prevé el reconocimiento de estos gastos previos a la aprobación de la operación. El reconocimiento de gastos con

cargo al aporte local alcanzará un máximo de US\$336,2 millones, incluyendo gastos, a partir del 2/01/97, para la preparación e ingeniería del Proyecto; medidas ambientales que no puedan ser postergadas para después de la aprobación de la operación; adquisición de terrenos, movilizaciones de los contratistas y realización de las primeras obras; y pagos de adquisiciones de equipos y de tubería (§ 3.38 y 3.39).

- 3.43 Existen también gastos anticipados a ser reembolsados con recursos del préstamo para los primeros pagos de movilización de los contratistas de los lotes financiados por el Banco (§ 3.40). Estos anticipos, sin embargo, no deberán exceder el 12,5% del monto del préstamo, puesto que se estima que los gastos previos con estos rubros, a partir del 2/01/97, no deberán superar un monto de US\$30.000.000 para los gastos anticipados de recursos del Banco.

J. La autorización para construir y operar el gasoducto

- 3.44 La Ley de Hidrocarburos establece que las empresas necesitarán una autorización de la ANP para construir instalaciones y efectuar cualquier modalidad de transporte de petróleo, sus derivados y gas natural, sea para suministro interno o para importación y exportación. Sin embargo, las normas en que se basará la ANP para juzgar la habilitación de los interesados y las condiciones con que se dará tal autorización y la transferencia de su titularidad, para el cumplimiento de las normas de seguridad y de protección ambiental, todavía no están establecidas.
- 3.45 En el caso presente, el DNC a través de una Resolución de 2/7/97 autorizó a TBG a construir el gasoducto en territorio brasileño, dejando claro que la autorización para su operación sería motivo de otro acto específico, después de completada con éxito la construcción y atendidas las especificaciones aprobadas. Los principios que orientarán tal autorización de operación y mantenimiento del gasoducto están presentados en § 3.22 y 5.47.
- 3.46 Para el Banco es esencial que puedan transferirse los derechos y las responsabilidades relativas al gasoducto asumidas por el Gobierno y PETROBRAS a TBG, tanto las referentes al financiamiento como a la construcción y la operación del Proyecto. Por ello, será una condición previa al primer desembolso que TBG presente los documentos que regirán las transferencias de derechos y obligaciones derivados de la firma de contratos y de otras obligaciones contraídas por PETROBRAS con otras entidades para el financiamiento y construcción del gasoducto.

K. Mantenimiento

- 3.47 El Prestatario deberá comprometerse a mantener adecuadamente las instalaciones y equipos a partir de la conclusión de las obras del Tramo Norte, de acuerdo con normas técnicas aceptables, y presentar anualmente al Banco, con anterioridad al 31 de agosto de cada año y

por un período de 10 años a partir de la vigencia del contrato de préstamo, informes de mantenimiento que incluirán, entre otros, una evaluación de los resultados del mantenimiento efectuado el año anterior y el plan de mantenimiento para el siguiente año fiscal.

- 3.48 El mantenimiento del lado de Bolivia está indirectamente garantizado por los acuerdos entre PETROBRAS, TBG y GTB que prevén el suministro de gas en montos y fechas determinadas, con fuertes multas en caso de incumplimiento.

L. Monitoreo

- 3.49 Para el seguimiento de la implantación de la nueva política sectorial y de la marcha general del Proyecto, fue acordada la realización durante el período de ejecución del Proyecto, de reuniones periódicas de consulta con las autoridades del MME y otras agencias de gobierno con responsabilidad sectorial, la primera de las cuales se efectuaría en junio de 1998. Dos meses antes de cada reunión el MME propondrá al Banco los temas a tratar en la misma, con base en lo cual será acordada la agenda de la reunión y las medidas que se adoptarán para su preparación, incluyendo el envío de la información requerida por el Banco con anterioridad a la celebración de la reunión.
- 3.50 Los temas que en principio se abordarían en las reuniones periódicas serían: el avance en la implantación de las reformas en los sectores de combustibles y gas natural en el marco de la aplicación de la nueva Ley de Hidrocarburos y de la Autorización de Transporte para el gasoducto; la evolución de la política de precios de los combustibles y tarifas de transporte y distribución de gas natural; el desarrollo de las actividades de regulación y fiscalización a cargo de la ANP; el avance de los estudios para la reglamentación de la mencionada Ley, la discusión de sus resultados y los planes para la instrumentación de sus recomendaciones, y otros aspectos que las partes juzguen relevantes. En la misma oportunidad, el Banco daría seguimiento junto a TBG a las actividades de implantación del proyecto, y el estado de avance de la implementación de los programas ambientales.

IV. EL PRESTATARIO Y EL EJECUTOR

A. El Prestatario y el Ejecutor

- 4.1 El prestatario de la presente operación será TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S.A). Esta empresa, constituida por tiempo indeterminado en abril de 1997, bajo las normas legales de Brasil, tiene por objeto principal la construcción y operación en Brasil de un gasoducto destinado a transportar gas proveniente de Bolivia. La empresa fue creada solamente con la presencia de PETROFERTIL, pero su futura constitución accionaria prevé la participación privada, como se describe en ¶ 1.19 y 1.21.

B. Acuerdos entre los Socios

- 4.2 Para que se consideren elegibles los eventuales préstamos de los Bancos será necesario que se haya suscrito un "Acuerdo Financiero" entre los socios de TBG (Funding Agreement). Dado que la estructura de financiamiento del Proyecto requiere una amplia participación de las entidades multilaterales, resultará necesario que se demuestre que estarán aprobados los préstamos de estas entidades o que están disponibles recursos de otras fuentes para empezar el desembolso del préstamo.
- 4.3 El "Plan de Implementación de TBG" presentado a los Bancos, prevé que los socios privados efectúen los primeros aportes financieros en oportunidad del denominado "Dry Financial Closure". Ello ocurrirá inmediatamente después de la aprobación de los préstamos por los Bancos Multilaterales. Estos aportes financieros serán efectuados por los socios en carácter de prestamos puente. Su ingreso definitivo en términos de aporte de capital y deuda subordinada se concretará con posterioridad al "Dry Financial Closure", una vez obtenida la elegibilidad de los prestamos de la Banca Multilateral.
- 4.4 Las "Bases de los Acuerdos" ya fueron celebrados entre PETROFERTIL y BTB, pero no incluyen todavía una definición sobre la participación de ENRON/SHELL en el lado brasileño. Esta participación sería deseable para impulsar un esquema permanente de participación cruzada, que resultaría positiva en términos de sustentabilidad del Proyecto, puesto que contribuye a facilitar la solución de conflictos.
- 4.5 Aunque la participación de los socios privados en TBG es considerada esencial para cumplir los objetivos del Proyecto, los Bancos que están financiando la operación entienden que este objetivo también puede ser logrado con la participación de otras empresas internacionales. e recomienda que el contrato de préstamo incluya como condición previa al primer desembolso que la

participación privada en el capital social de TBG no sea inferior al 49%. En el caso en que dicha participación pase a ser mayoritaria, y por lo tanto los socios privados pasen a tener el control de TBG, la garantía soberana del gobierno se limitaría a las obligaciones financieras asumidas por el prestatario. Con relación a las restantes obligaciones incluídas en el contrato de préstamo, su cumplimiento sería, en ese caso, garantizado por los compromisos asumidos por los patrocinadores del proyecto en el contrato de aportes de capital de los socios, y los otros acuerdos anteriormente mencionados. Asimismo, la Carta de Compromiso estipula que, en el caso de que algún accionista privado resuelva enajenar total o parcialmente su participación accionaria en TBG, el Gobierno de Brasil no incrementaría su participación en el capital de dicha empresa por encima del 51%.

- 4.6 Así es que, si no se lograra un acuerdo con todos los potenciales socios, ello no constituiría un impedimento para proseguir con la operación, puesto que la constitución en TBG del Comité de Coordinación con la participación de la mayoría de los eventuales socios privados para supervisar la construcción y asumiendo PETROBRAS la responsabilidad por la construcción de los tramos boliviano y brasileño constituye una buena garantía de solución de eventuales problemas durante la construcción (§ 3.1 y 3.2). Además, los acuerdos mencionados en § 4.4 garantizan el transporte adecuado de gas del lado boliviano y su suministro a TBG en la frontera con Brasil. En este sentido, se recomienda que el eventual contrato de préstamo incluya como condición previa al primer desembolso que el prestatario presente al Banco evidencia satisfactoria de que los compromisos asumidos en las "Bases de los Acuerdos" celebrados entre los accionistas de TBG se encuentran vigentes.

C. Organización de TBG

- 4.7 La empresa estará presidida por un Consejo de Administración de 10 miembros (5 de PETROFERTIL, 3 de BTB y 2 representando a los demás grupos privados). Los mismos serán elegidos por un período de 2 años por la Asamblea de Accionistas de TBG. Los accionistas designaran al Presidente del Consejo quien tendrá voto en caso de que no se logre mayoría para una decisión. Respondiendo al Consejo, TBG contara con un Comité de Coordinación integrado por 5 miembros (3 por PETROFERTIL, 1 por BTB y 1 por otros socios) con el fin de supervisar a la Gerencia de Construcción a cargo de SEGEN y efectuar recomendaciones a la administración de TBG relativo a decisiones sobre la construcción.
- 4.8 La organización de TBG ya ha sido acordada por sus socios y prevé la implementación de una estructura basada en tres áreas geográficas (Divisiones Oeste, Este y Sur) que permita administrar eficientemente la empresa. Cada División contara con un Área de Apoyo Técnico y otra de Apoyo Administrativo y Financiero. El plan de funcionamiento de la empresa prevé la contratación con terceros

de los servicios de operación y mantenimiento. Se estima que los arreglos institucionales acordados entre los socios del proyecto son adecuados.

D. Control externo

- 4.9 Para la operación en estudio se recomienda que los estados financieros del Prestatario, durante la vigencia del contrato y los del proyecto durante su ejecución, sean presentados al Banco dictaminados por una firma de contadores públicos independiente (como prevé la La Ley de Sociedades Anónimas de Brasil) aceptable al Banco, y de acuerdo con requisitos satisfactorios para éste.

E. Estructura de financiamiento de TBG

- 4.10 El esquema de financiamiento de TBG para la ejecución del proyecto, a que se ha hecho referencia en el Capítulo II, prevé 4 clases diferentes de fuentes de recursos que deberán estar disponibles para la construcción: (i) financiamiento de la Banca Multilateral (BID, BM, BEI y CAF) por un total de US\$ 694,2 millones; (ii) opción de capacidad de transporte (TCO) adquirida por PETROBRAS en US\$ 302 millones; (iii) financiamiento de PETROBRAS para la adquisición de la tubería (proporcionado a PETROBRAS por BNDES y JExim/Marubeni) por US\$ 336,5 millones; y (iv) aportes de capital de los socios, incluyendo deuda subordinada, por un total de US\$ 309,6 millones. Cuando empiece la operación, se agrega como fuente la generación de recursos propia de TBG, que se estima en US\$57,3 millones para completar los gastos con instalación de compresores adicionales.
- 4.11 El capital, incluyendo la deuda subordinada, tendría la siguiente composición: PETROFERTIL US\$157,9 millones; BHP, El Paso y British Gas US\$25,8 millones cada uno, inversores privados brasileños US\$12,4 millones y otros inversores privados, eventualmente los socios de GTB, US\$61,9 millones. La participación de los socios en el capital y el monto del TCO será aportado a pro-rata con los desembolsos del conjunto de los préstamos de la banca multilateral.

F. Capacidad financiera de TBG

- 4.12 Para evaluar la capacidad financiera de TBG se analizaron las proyecciones financieras de la empresa que abarcan el período de construcción del gasoducto (1997-1999) y se extienden hasta el año 2019.
- 4.13 Para la preparación de tales proyecciones se tomaron en consideración los siguientes supuestos básicos: (1) Costo del proyecto (lado de Brasil): US\$ 1,642,3 millones, excluidos los costos adicionales de compresión, y US\$1.699,5 millones para el total; (2) Financiamiento de la banca multilateral de US\$ 240 millones del Banco, US\$ 310 millones del BM y US\$ 144,2 millones de CAF/BEI; (3) otras fuentes, como detallado en los párrafos 4.10 y

- 4.11; (4) Volumen máximo de gas transportado: 18 Mm³/día a partir de 2007; y (5) Tarifa básica inicial 1.22 US\$/MBTU y tarifa básica promedio 1.30 US\$/MBTU.
- 4.14 Las proyecciones de los ingresos por venta del servicio de transporte durante todo el período analizado serían suficientes para cubrir los costos de operación fijos y variables del gasoducto y los cargos por concepto de intereses y otros gastos financieros derivados del esquema de financiamiento del proyecto. La empresa estaría en condiciones de cubrir a partir del año 2003 los cargos por depreciación y generar utilidades. A efectos impositivos la empresa utilizará un mecanismo de depreciación acelerada (10 años). Ello le ofrecería ventajas impositivas a la compañía, la que recién generará utilidades impositivas sujetas al pago de impuestos a las ganancias a partir del año 2006.
- 4.15 Los recursos que generaría internamente la empresa durante todo el período permitiría cubrir el pago total del servicio de la deuda, la amortización en 20 años del TCO y contribuir al desarrollo de inversiones adicionales requeridas para la operación del gasoducto. Los saldos resultantes permitirían el pago de dividendos a los socios a partir del año 2005, fecha en que se generarían las utilidades impositivas, y a partir del año 2002 la disponibilidad de excedentes financieros a los que podrían acceder los socios en carácter de préstamos a ser reintegrados en forma prioritaria cuando la empresa comience a generar ganancias.
- 4.16 Los flujos de fondos proyectados permitirían a la empresa generar tasas de retorno financieras a partir de 2006. Las mismas crecerían anualmente hasta alcanzar un valor máximo de 18.5% en el año 2018. Es de notar que el desarrollo del proyecto se lleva a cabo con un elevado nivel de apalancamiento financiero, lo que genera elevados niveles de servicio de la deuda. Por tal motivo resulta importante destacar que los recursos que generaría la operación del gasoducto permitirán un nivel de cobertura promedio del servicio de la deuda de la banca multilateral de aproximadamente 2.39 veces, y en ningún año inferior a 1.29 veces. Estos valores se consideran apropiados para garantizar el pago oportuno de las obligaciones contraídas. Cabe destacar que las proyecciones de los volúmenes vendidos no consideran la operación a máxima capacidad del gasoducto de 30 Mm³/día, sino solamente los 18 Mm³/día mas la compra anticipada por PETROBRAS del TCO.
- 4.17 Complementando lo anterior debe destacarse que TBG prevé crear una reserva de tres meses para atender el servicio de la deuda contraída con los Bancos Multilaterales.
- 4.18 Concordante con lo anterior, y a efectos de evitar que la relación entre la deuda y el patrimonio de TBG no aumente por encima de ciertos niveles considerados aceptables, se propone que el eventual contrato de préstamo incluya una condición mediante la cual el prestatario se comprometa a adoptar las acciones necesarias a

efectos de que la relación entre la deuda a largo plazo (excluidos los saldos no amortizados del TCO y la deuda subordinada) y el patrimonio mas pasivo total no sea superior a 67%.

- 4.19 Finalmente, a efectos de evaluar el impacto derivado de la participación de la banca multilateral en el esquema de financiamiento del proyecto, se prepararon sensibilidades considerando escenarios alternativos de financiamiento. El efecto de reemplazar los financiamientos de la banca multilateral por condiciones de banca comercial resulta en una disminución importante de la tasa interna de retorno financiera, la que alcanza un valor máximo de 13% al cabo de 20 años. Asimismo, la TIR recién comenzaría a mostrar valores positivos a partir del año 2009 o sea 3 años después que en el caso base. Para igualar las tasas internas de retorno financieras a los valores originales considerados en el caso base (con financiamiento de la banca multilateral) se estimó que sería necesario incrementar la tarifa de transporte en un 20.5% en términos reales.
- 4.20 En el Capítulo V se presenta las conclusiones sobre la viabilidad financiera de la operación y se proponen otras condiciones contractuales de naturaleza financiera que se han considerado razonables para asegurar el logro de los objetivos del proyecto.
- 4.21 Sin perjuicio de ello, y a los efectos de asegurar el cumplimiento de las hipótesis consideradas en la evaluación de la operación, se propone que el contrato de préstamo incluya las siguientes condiciones:
- a. Previo al primer desembolso del financiamiento, el prestatario se compromete a presentar al Banco evidencia satisfactoria de que los socios del proyecto en TBG han aportado los recursos financieros previstos de conformidad con el esquema de financiamiento acordado (§ 4.2).
 - b. A partir de la firma del contrato y durante su vigencia, el prestatario se compromete a: (i) presentar anualmente al Banco proyecciones financieras actualizadas de TBG que demuestren que la empresa contará con los recursos necesarios para atender las obligaciones derivadas del pago de su servicio de la deuda; (ii) para que TBG declare o pague dividendos, salvo que sea en sus propias acciones, deberá haber cumplido los siguientes requisitos: 1) estar al día en el cumplimiento de todas las obligaciones derivadas de la ejecución del proyecto a su cargo; 2) que haya comprobado que va a disponer de recursos suficientes para cumplir con las obligaciones exigibles dentro de los siguientes doce meses; y 3) que demuestre que dispone de utilidades acumuladas líquidas y realizadas, suficientes para atender su pago; (iii) TBG no asumirá nuevas obligaciones financieras con vencimientos mayores de un año distintas a las contempladas en el esquema de financiamiento para la ejecución del proyecto, a consecuencia de las cuales la relación entre la

generación interna de fondos y el servicio de sus deudas sea menor de 1,5 veces.

G. Capacidad Financiera de los Socios

- 4.22 Los socios privados que conforman el Grupo BTB son empresas de reconocido prestigio internacional y con demostrada capacidad financiera para aportar oportunamente los recursos previstos para la ejecución del proyecto. En los párrafos siguientes se resumen principales aspectos de la situación financiera de tales empresas, ilustrando en forma sucinta la solidez financiera de las entidades involucradas para la ejecución del proyecto.
- 4.23 The Broken Hill Proprietary Company, es una de las compañías mas grandes de Australia en términos de valor de mercado, con operaciones en mas de 20 países. En 1994-1995 BHP contribuyó aproximadamente 1,4% del PIB de Australia y al 8% de las exportaciones totales de ese país. Desarrolla actividades en exploración y producción de hidrocarburos, exploración y producción de minerales, minería y refinación del cobre y producción de acero. Los activos totales de BHP ascendían al 31-12-96 a aproximadamente US\$ 28 billones. Las ventas del año representaron US\$ 15,6 billones y la utilidad operativa anual US\$ 826 millones.
- 4.24 Tenneco/El Paso es una de las empresas más grandes de los Estados Unidos de América en el área de procesamiento, transporte y comercialización de gas natural. La red de gasoductos de esta empresa es de aproximadamente 38,000 millas y transporta el 30% del gas natural del país. Los activos combinados de Tenneco y el Paso ascienden a US\$ 8 billones, los que generaron ingresos por ventas de US\$ 3 billones y utilidades operativas por US\$ 550 millones.
- 4.25 British Gas Américas es una subsidiaria de British Gas, siendo esta la empresa integrada de gas natural mas grande del mundo occidental. En 1995 sus activos totales ascendían aproximadamente US\$ 27 billones, generando ingresos por ventas por US\$ 13,5 billones y utilidades operativas por US\$ 1,6 billones.
- 4.26 PETROBRAS S.A. es la empresa nacional de petróleo de Brasil. El Gobierno Federal tiene una participación en la propiedad del 51% de las acciones de la empresa. En 1995 sus activos ascendían a US\$ 31,8 billones, generando ingresos por ventas por US\$ 24,1 billones y utilidades por US\$ 639 millones.

V. FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

A. Factibilidad técnica

1. Las reservas de gas en Bolivia

- 5.1 Dependiendo del grado de información disponible, las reservas de gas pueden clasificarse en Probadas (RPr), Probables (RPb) o Posibles (RPs). Las RPr constituyen los volúmenes de gas que pueden producirse en pozos perforados y ya probados. Las RPb resultan del volumen considerado recuperable y que está yacente en los mismos campos donde fueron perforados los pozos mencionados. Las RPs, por último, son los volúmenes de gas que podrían producirse en campos donde fueron hechos estudios sísmicos y de correlaciones con campos próximos ya estudiados en más detalle. Las RPr de gas en Bolivia alcanzan un volumen de 93.600 Mm³, las RPb 51.000 Mm³ y las RPs 36.900 Mm³, resultando en Reservas Totales (RT) de 181.500 Mm³.
- 5.2 Las RPr de gas en Bolivia son suficientes para que YPFB pueda atender los compromisos de venta a PETROBRAS correspondientes a los contratos que esta empresa ya firmó con las distribuidoras brasileñas, por un volumen de 14,25 Mm³/día. Para garantizar el suministro del volumen total contratado por PETROBRAS a YPFB, que llega a 18 Mm³/día a partir de 2006, serían necesarios 120.000 Mm³ de reservas de gas.
- 5.3 Un criterio normalmente aceptado en operaciones similares, es el de adoptar 100% de las reservas probadas, 50% de las probables y 10% de las posibles como regla para establecer qué reservas pueden ser consideradas suficientes para respaldar un proyecto de gasoducto. De acuerdo con este criterio, utilizado habitualmente por el BM, las reservas existentes podrían soportar una producción de 19 Mm³/día constantes por 20 años a partir del 2006, a ser transportados por el gasoducto. Estos volúmenes ya estarían por encima de los necesarios para viabilizar el Proyecto.
- 5.4 Para llegar a los 24 Mm³/día a partir del año 2006 que cubrirían también la opción de compra ya existente (TCO) en favor de PETROBRAS, o sea 5 Mm³/día adicionales, sería necesario que, además de las RPr, 100% de las RPb y 53% de las RPs se convirtieran en probadas. Para alcanzar la capacidad máxima de transporte compatible con el diámetro del gasoducto, de 30 Mm³/día, serían necesarias el 100% de las RT.
- 5.5 A partir de la capitalización de YPFB y de las perspectivas de exportación al mercado brasileño, las probabilidades de crecimiento de las RT en Bolivia han aumentado considerablemente. Es importante notar que hasta ahora sólo han sido estudiadas en este país 15% de las áreas potenciales, existiendo expectativas de que, no solamente en el área donde fueron identificadas las reservas existentes, sino también en otras todavía no exploradas, haya

volúmenes razonables de gas. La expectativa de YPFB es que alrededor del año 2000 las RT serían 80% superiores a las actuales, lo que excedería las posibilidades de transporte del gasoducto. Cabe destacar que, sólo en 1995 las RT se han incrementado en 40.000 Mm³.

- 5.6 Por otra parte, el gasoducto que hoy transporta gas desde la misma área de producción hacia Argentina, podría ser revertido y transportar 6 Mm³/día en las condiciones actuales, y con mayor compresión hasta 9 Mm³/día, los que adicionados a los 19 Mm³/día mencionados en ¶ 5.3 aumentarían el volumen de gas transportable a 28 Mm³/día. Las reservas existentes en el noroeste argentino cubrirían holgadamente estos requerimientos, puesto que trabajos hechos por PETROBRAS en aquella área muestran que las reservas existentes son de 79.000 Mm³, lo que podría sostener 24 años de producción de 9 Mm³/día si no dedicada a otros usos, con una reserva potencial adicional de 184.000 Mm³ en descubrimientos bajo investigación.

2. El gasoducto

- 5.7 El gasoducto presenta las condiciones técnicas requeridas para alcanzar el propósito de colocar a la disposición de los consumidores de varias ciudades de la región centro-sur de Brasil el gas natural de Bolivia para atender parte del crecimiento de la demanda energética local.
- 5.8 El gasoducto no presenta dificultades técnicas especiales para su ejecución, cuenta con diseños de ingeniería para las obras previstas, con soluciones adecuadas y acordes en costos de construcción razonables. Aunque sus obras no requieren de tecnologías especiales o avanzadas para su realización por lo que no se prevén problemas en su ejecución física, su realización está garantizada por seguros. Existen también previsiones para cubrir los costos concurrentes y los eventuales costos contingentes, y el escalamiento de los precios de la construcción.
- 5.9 PETROBRAS y sus futuros socios tienen amplia experiencia en la ejecución de gasoductos de este tipo, siendo sus prácticas actuales y sus experiencias de trabajo en este campo adecuadas para el mantenimiento y la operación de las instalaciones, incluyendo sus aspectos de seguridad.
- 5.10 Para la preparación de la operación, los Bancos están teniendo acceso a las informaciones relevantes del lado brasileño y del lado boliviano y ya tuvieron inclusive oportunidad de visitar el lado boliviano para fines de supervisar la ejecución con relación a los aspectos de medio ambiente y poblaciones indígenas. El esquema de coordinación vigente y el hecho que PETROBRAS es responsable por la construcción de los dos lados, otorga seguridad en cuanto a la implantación adecuada y en el debido tiempo en todo el Proyecto.

B. Viabilidad económica

1. El mercado del gas en la región Centro-Sur de Brasil

- 5.11 El gasoducto vinculará los mercados de siete estados en Brasil: Mato Grosso do Sul, São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul, que concentran el 57% de la población y el 75% del PBI. Se estima que el mercado potencial del gasoducto se incrementaría de 22 Mm³/día en 1999 (primer año de operación) a 38 Mm³/día en 2015. Para el caso base de la evaluación económica se consideraron, con relación a los volúmenes a ser transportados por el gasoducto, solamente los acordados en el Transport Contract Quantities, (TCQ), de 18 Mm³/día hasta el año 2006. Estos valores incluyen una previsión para plantas termoeléctricas a gas con capacidad instalada total de 900 MW.
- 5.12 Se supuso que el 85% del gas importado será absorbido por el sector industrial y el 15% restante por la generación de electricidad. En el sector industrial, el gas natural compite con una variedad de combustibles. En la industria pesada, el fuel oil es el principal competidor, así como el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y el diesel oil lo son en las industrias media y liviana, y la energía eléctrica para usos específicos.
- 5.13 No obstante, hay evidencia suficiente de que habrá un consumo adicional basado en la termoelectricidad, ya que existe un protocolo firmado por Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), PETROBRAS y las Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) para la instalación de nueva capacidad de generación de base de hasta 1.350 MW utilizando gas natural, que demandaría un volumen de 6 Mm³/día, equivalentes a la capacidad contratada mediante el TCO. En la misma línea, los análisis preparados por ELETROBRAS sobre la viabilidad de la utilización del gas natural para la generación térmica en el Sur y Sureste de Brasil, indican que la adición de nueva capacidad térmica con base en gas natural resultaría económicamente viable operando en forma integrada con el sistema eléctrico existente, fundamentalmente hidroeléctrico.
- 5.14 Dado que el mercado potencial para el gas natural en la región Centro-Sur-Sureste es considerablemente mayor que el utilizado para analizar la viabilidad del gasoducto Bolivia-Brasil, existen otros proyectos, en distintos estados de preparación, destinados a la misma región. Por ejemplo, además del gasoducto en Argentina que suministrará gas natural a una planta de 600 MW mencionada en el párrafo 1.2, a ser construida en Rio Grande do Sul, también COMPAGAS, compañía distribuidora de gas del Estado de Paraná, ha firmado un protocolo con un grupo privado para suministro de gas del norte argentino para el oeste del Estado, a unos 700 km de Curitiba.
- 5.15 Los casos descriptos no compiten por el mismo mercado que el gas

proveniente de Bolivia porque están muy lejos de los puntos de llegada del gasoducto, pero existen otros proyectos de gasoductos, a nivel de idea, que saliendo de Argentina eventualmente llegarían a los mismos puntos de consumo atendidos por el gasoducto Bolivia-Brasil. Estos nuevos proyectos eventualmente competirían con el gasoducto por los volúmenes por encima de los 20 Mm³/día, y más probablemente por encima de los 24 Mm³/día, hasta la capacidad final del gasoducto de 30 Mm³/día, por lo que su concreción no afectaría la viabilidad del gasoducto.

- 5.16 Por el contrario, se espera que la concreción del presente proyecto dé un fuerte impulso al desarrollo del mercado del gas natural en esta región del Brasil, favoreciendo en el mediano y largo plazo la concreción de nuevos proyectos de transporte con base en las reservas gasíferas subregionales, incluyendo, además de las bolivianas, las cuencas sedimentarias del norte y oeste de Argentina y las propias reservas domésticas en Brasil.

2. Alternativas, costos y precios considerados en el análisis costo-beneficio

- 5.17 Para definir la actual configuración del gasoducto, PETROBRÁS analizó las alternativas de importar gas por gasoducto desde Bolivia, por gasoducto desde Argentina, y de importar gas licuado. Fueron consideradas dos alternativas de importación desde Bolivia: la ruta norte, de Río Grande hasta Campinas y luego Curitiba vía Mato Grosso do Sul, y la ruta sur, desde Yacuiba hacia Curitiba y Campinas vía Paraguay. La ruta norte fue la escogida entre todas las soluciones como la de mínimo costo. Este análisis incluyó la extensión del gasoducto hasta los Estados de Santa Catarina y Río Grande do Sul, y la vinculación a los gasoductos existentes desde Río de Janeiro a Sao Paulo y Belo Horizonte, habilitando el transporte tanto de gas importado como doméstico.
- 5.18 El cálculo de la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) del proyecto incluye el costo del gas en la cabecera del gasoducto (excluidos impuestos, derechos aduaneros y gastos financieros), el costo de capital del gasoducto y los costos de operación desde Santa Cruz hasta Porto Alegre, además de los costos incrementales de distribución y los costos de conversión de los usuarios de otros combustibles a gas natural. Los beneficios están basados en el costo de oportunidad ("netback value") del gas natural en cada nodo de distribución ("city gate"), entendido como el beneficio neto de la utilización del gas natural con base en el precio de los combustibles alternativos desplazados, ajustado por factores de eficiencia y otros costos.
- 5.19 A nivel del uso final, el valor del gas fue definido como el precio máximo que el usuario industrial está dispuesto a pagar, tomando en cuenta los beneficios de eficiencia, ahorros de costos de capital y de operación, y las ventajas ambientales del gas natural. Las estimaciones incluyeron una prima ambiental de US\$0,50 MBTU allí

donde el gas natural sustituye HSFO, para internalizar los beneficios por menor contenido de azufre en las emisiones atmosféricas. Esta prima supone que el valor del gas natural es semejante al del fuel oil de muy bajo contenido de azufre, que tiene propiedades ambientales de combustión similares a las del gas natural. En el caso de la generación eléctrica, el precio del gas refleja su costo económico, tomando en consideración la expansión de largo plazo del sistema eléctrico y sus implicancias en el cálculo del costo marginal de largo plazo de la generación de electricidad.

- 5.20 El caso base para el cálculo de la TIRE parte del supuesto de un costo de oportunidad del gas natural a nivel de "city gate" de US\$3,20 MBTU, y un precio en la cabecera del gasoducto en Santa Cruz de US\$1,10 MBTU, este último basado en los contratos que dan origen al proyecto. Las variaciones de precios de estos contratos están relacionadas con las de los precios internacionales del fuel oil, y en el caso base se consideró un precio de US\$18 por barril, equivalente a alrededor de US\$3,20 MBTU.

3. Principales resultados y análisis de sensibilidad

- 5.21 La TIRE estimada en el caso base es del 17%, y el proyecto se muestra robusto ya que aún con un volumen similar al de las ventas de gas ya contratadas por PETROBRAS con las empresas distribuidoras, de 13 Mm³/día, se alcanza una TIRE del 12%.
- 5.22 El análisis de sensibilidad de la TIRE a cambios en las variables relevantes mostró que la misma cae al 16% con un aumento del 10% en los costos de inversión y de operación del gasoducto.
- 5.23 Adicionalmente, la TIRE aumentaría al 21% en la medida en que un mayor volumen de gas (6 Mm³/día) sea transportado como resultado de la implementación del TCO, para el cual el precio esperado del gas en Santa Cruz se supuso que sería mayor (US\$1,40 MBTU), que el pactado para el TCQ.
- 5.24 Se realizó también un análisis separado de la rentabilidad de los dos principales tramos del gasoducto: el Tramo Norte o gasoducto principal, de Santa Cruz a Campinas, y el Tramo Sur de Campinas a Porto Alegre. La TIRE estimada para el tramo principal del gasoducto es del 14%, mientras que la correspondiente al tramo sur es del 24%. Para este cálculo fueron agregados a los costos de inversión y de operación del tramo sur (y descontados del tramo norte), los costos de capacidad y de operación incrementales en el tramo norte, necesarios para proveer gas al tramo sur. Estos costos incrementales fueron estimados en un 10% de los costos totales del gasoducto principal, y corresponden esencialmente al aumento del diámetro del gasoducto de 26" a 32". Las distintas TIRE entre el gasoducto principal y el tramo sur pueden explicarse principalmente por las diferencias en la densidad en las ventas finales por km de gasoducto correspondientes a ambos tramos y por

un costo de oportunidad más alto en el tramo sur, en el cual el gas sustituiría en mayor proporción combustibles más caros.

4. La competencia con combustibles alternativos

- 5.25 La competitividad del gas natural respecto de otros combustibles y particularmente del fuel oil de alto contenido de azufre High Sulfur Fuel Oil (HSFO) es crucial para la viabilidad del proyecto. Los principales factores que influyen en la demanda de gas, relativos al fuel oil son: (i) el balance entre la oferta y demanda de fuel oil; (ii) los supuestos sobre los precios internacionales del petróleo crudo y los diferenciales entre el crudo y los subproductos, resultantes en los precios proyectados para el gas y el fuel oil en Brasil; y (iii) el desplazamiento del HSFO por sus equivalentes de bajo contenido de azufre.
- 5.26 Con relación al balance oferta-demanda de fuel oil, las operaciones de refinación de PETROBRAS están mayormente determinadas por la demanda creciente de diesel oil y subproductos livianos. La expansión de la producción de las refinerías normalmente resultará en producción adicional de residuos de vacío, base material del fuel oil. Sin embargo, PETROBRAS planea usar dichos residuos de vacío como materia prima para la refinación de subproductos livianos de alto valor y de diesel de menor calidad. Dado que se consideró altamente probable la continuidad de este programa, el cual tendería a disminuir la expansión de la producción adicional de fuel oil, en el análisis económico se supuso paridad con los precios de importación de fuel oil de alto y bajo contenido de azufre, GLP, diesel oil y kerosene.
- 5.27 El Gobierno está implementando un programa de liberalización de los precios de los combustibles, que gradualmente está removiendo los subsidios entre productos y al transporte de los mismos, y que culminaría al cabo de un período de transición de 3 años a partir de la aprobación de la Ley de Hidrocarburos. Por otra parte, la misma ley elimina el monopolio de PETROBRAS en la importación, producción y refinación del petróleo y subproductos. Estos cambios afectan grandemente la fijación de los precios de los combustibles que compiten con el gas natural, que tradicionalmente han sido administrados por el Gobierno, por lo cual los precios de los derivados eran prácticamente los mismos en cualquier punto del país. En agosto del año 2000, en que todos los precios estarán liberados, todavía se estará en la fase inicial de uso del gasoducto, con alrededor de la mitad del volumen total previsto en el TCQ. Por esa razón se consideró razonable adoptar para el análisis económico el supuesto de vinculación de los precios de los combustibles en Brasil a los precios proyectados en el mercado internacional. Los precios de los derivados de petróleo fueron estimados con base en los mercados de referencia (Costa del Golfo de México en EEUU), y ajustados por flete marítimo, derechos de importación, impuestos portuarios, y costos de manipuleo, almacenaje y transporte a usuarios finales.

- 5.28 Con base en recientes estudios de demanda, se estima que el mercado potencial en Brasil para gas de Bolivia comprende aquellos combustibles sustituibles en el sector industrial que tienen igual o mayor costo económico que el HSFO, así como combustibles para abastecer nuevas plantas térmicas de base alimentadas a gas natural, ya incluidas en el plan de expansión de ELETROBRAS. La demanda de gas tiende a bajar a precios superiores a US\$2,70 MBTU en los "city gates", ya que sólo desplazaría combustibles de alto valor como GLP y leña, pero rápidamente aumenta por debajo de ese valor, en que comienza a reemplazar HSFO.
- 5.29 Las compañías de distribución de gas no podrán limitarse al segmento de mayor valor del mercado, en la medida en que el HSFO es predominante en algunos estados y, además, estas compañías probablemente necesitarán capturar los segmentos de alto y bajo valor del mercado para asegurar la viabilidad financiera de sus inversiones en distribución. Particularmente importante es la captura del mercado del HSFO debido a su posición dominante, la facilidad con que los usuarios de fuel oil puedan convertirse al gas natural, y las ventajas en el desplazamiento de un combustible contaminante por gas natural. Los contratos de suministro de gas entre PETROBRAS y las empresas distribuidoras especifican que, por los primeros cinco años, el precio en los "city gates" estará vinculado al del HSFO, lo que les permitirá tener cierta protección contra las oscilaciones en los precios de este combustible.
- 5.30 Para permitir un desarrollo adecuado y sostenible del sector de hidrocarburos con base en señales de precios que reflejen el costo económico de los distintos combustibles, y así promover un desarrollo eficiente de la industria del gas, es importante continuar y profundizar el programa de racionalización de precios de los combustibles. En este contexto el Gobierno presentó al Banco una Carta de Compromiso para la implantación de las siguientes medidas, de manera consistente con el régimen de precios y administrativo a ser implementado en el marco de la nueva Ley de Hidrocarburos para los combustibles en general, y dentro del período de transición previsto en la Ley:
- a. Fijación de los precios de los derivados de petróleo ex-refinería en paridad con los precios de importación a través de fórmulas automáticas de ajuste;
 - b. Vinculación de los precios ex-refinería del GLP a los precios internacionales a través de fórmulas automáticas de ajuste que permitan la remoción en etapas de subsidios;
 - c. Desigualación geográfica de los precios del fuel oil a través de la liberación de los márgenes de flete desde las refinerías a los centros de distribución;
 - d. Reforma del actual sistema de precios que administra los subsidios al alcohol y otros combustibles a través del FUP; y

- e. Autorización para que el precio del petróleo crudo doméstico en la estructura de costos en las refinerías de PETROBRAS refleje su costo de oportunidad en el mercado internacional.
- 5.31 En el caso específico de la regulación del sector gas, la Carta de Compromiso establece las directrices para la reglamentación de la Ley que, basada en los estudios que serán efectuados definirá:
- a. los Criterios y metodologías para la implantación de la política de precios del gas natural, y desarrollo de los instrumentos a ser aplicados en aquellos casos en que la ANP deba actuar de acuerdo con las competencias que le otorga la Ley. Para ello serán estudiados, entre los temas más relevantes: el tratamiento de los precios de importación; sistemas de tarificación económicamente eficientes para el transporte de gas natural, y la consideración de los aspectos financieros; propuestas para la definición de mecanismos de reglamentación directa o impositivos que puedan ser implantados para reflejar en los precios de los combustibles alternativos los costos implícitos en el uso de combustibles altamente contaminantes como el HSFO; propuestas para la aplicación de sistemas de tarifas de distribución económicamente eficientes y financieramente viables, a ser presentadas para la consideración de las autoridades de los Estados a cargo de la reglamentación de este servicio;
 - b. la forma en que se instrumentará el Acceso abierto a la capacidad de transporte ("open access") de los distintos agentes a las instalaciones de transporte de gas sobre bases no discriminatorias. Ese acceso a la capacidad de transporte de gas será puesto en vigor por la Agência Nacional de Petróleo (ANP), la cual fijará la forma de pago y remuneración adecuada por este servicio;
 - c. cómo serán establecidas las Restricciones a la propiedad cruzada ("cross-ownership") entre empresas para disminuir el riesgo de hegemonía o colusión por parte de algunos de los agentes del mercado, de manera a evitar la superposición de agentes dominantes simultáneamente en la importación, exploración, producción, transporte, y distribución de gas natural, tanto para empresas públicas como privadas. La aplicación de este principio, que también sería adoptado en el sector eléctrico de Brasil, sería vigilada por la ANP; y
 - d. los criterios y metodología que serán aplicados por la ANP para la Fijación y ajustes de las tarifas de transporte, basados en principios económicos, financieros y comerciales que aseguren una utilización plena y eficiente de la capacidad de transporte, la retribución adecuada de las inversiones realizadas, y que otorguen incentivos suficientes para la expansión del mercado del gas natural. Estos criterios incluirán la modalidad de suministro, los volúmenes comprados,

la distancia, la estacionalidad del consumo y la interrumpibilidad del mismo, de manera que puedan ser aplicados precios iguales a cualquier consumidor que atienda a las mismas características de consumo. En los contratos de venta de gas a compañías distribuidoras y grandes consumidores habrá separación del precio de venta del gas en términos de costo del producto y cargo por capacidad.

5. Impacto sobre la pobreza

- 5.32 Conforme a lo estipulado en el documento de la Octava Reposición (AB-1704) se ha determinado que el proyecto propuesto no cumple con las características de un programa focalizado hacia los sectores pobres, ni geográficamente ni en cuanto a sus beneficiarios; y no se dirige específicamente a la mujer.

C. Factibilidad financiera

1. Recursos financieros disponibles

- 5.33 Un aspecto fundamental para asegurar la ejecución de las obras del gasoducto y el logro de los objetivos de desarrollo perseguidos, depende de la oportuna disponibilidad de los recursos financieros requeridos por TBG y GTB. A tal efecto los socios del proyecto en ambos países han estructurado un esquema de financiamiento compatible con las necesidades de ejecución del mismo. Es de hacer notar que el procesamiento de las operaciones de crédito a cargo de los organismos multilaterales de crédito (BM, CAF, BEI y BID), ha sido minuciosamente coordinado, no anticipándose inconvenientes dentro de los plazos programados.
- 5.34 El proyecto cuenta también con financiamiento de proveedores y agencias de exportación (Jeximbank/Marubeni) y de desarrollo (BNDES), para la adquisición de la tubería del gasoducto. Parte de ese financiamiento será transferido por PETROFERTIL en carácter de aporte de capital al proyecto. La adquisición por parte de PETROBRAS del TCO cuenta con un financiamiento del BNDES otorgado por la totalidad del monto requerido. Finalmente el aporte de los socios privados de PETROFERTIL en el proyecto, a ser efectuado bajo la forma de capital directo y deuda subordinada, no ofrece inconvenientes para su oportuna integración.
- 5.35 Las proyecciones financieras de TBG muestran que de mantenerse los supuestos utilizados en su preparación, el proyecto generará los recursos necesarios para atender oportunamente todas sus obligaciones derivadas del pago del servicio de la deuda, ampliaciones requeridas en el gasoducto, impuestos y distribución de utilidades.

2. Beneficios financieros del Proyecto

- 5.36 Una de las razones de la participación de los bancos multilaterales en esta operación fue para garantizar un precio de transporte que resultara en un precio del gas natural para los consumidores finales competitivo con los combustibles alternativos, manteniendo la factibilidad financiera del gasoducto. Como se afirma en ¶ 4.19 si se utilizaran préstamos privados el precio del transporte de los 18 Mm³/día debería ser 20,5% más alto, lo que resultaría en un aumento de alrededor de 16% en el precio en el "city gate", con una disminución importante en la demanda de gas natural (¶ 5.28).
- 5.37 Sin embargo, estas condiciones podrían modificarse en el futuro en un contexto de precios libres y volúmenes adicionales de gas, pudiendo generarse beneficios que deberían ser transferidos a los productores o consumidores de gas natural, y no traducirse eventualmente en beneficios extraordinarios para los patrocinadores del Proyecto, no contemplados en la remuneración del capital proyectada. Por ello, la Autorización de Operación establecerá que los precios de transporte a ser negociados por TBG y eventualmente arbitrados por la ANP no podrán generar rentabilidades sobre el capital de los socios de la empresa que superen sustancialmente la tasa de retorno proyectada.

D. Capacidad institucional

- 5.38 PETROFERTIL, subsidiaria de PETROBRAS, como socia del gasoducto ha tomado todas las acciones iniciales para la ejecución del Proyecto, negociando la constitución de la TBG, mientras el Departamento de Servicios de Ingeniería de PETROBRAS-SEGEN, está proveyendo los servicios de administración, supervisión y coordinación para llevar adelante la construcción e iniciar la operación del gasoducto. TBG presentará dentro de los seis meses de la firma del Contrato de Préstamo una propuesta para la operación y mantenimiento del gasoducto, .
- 5.39 Los socios de TBG para la ejecución y operación del gasoducto son empresas de reconocido prestigio y trayectoria internacional que acreditan amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de esta naturaleza.
- 5.40 Los arreglos organizacionales y operativos dispuestos por PETROBRAS y TBG para la ejecución del proyecto, así como las medidas posteriores a adoptarse para que la nueva empresa opere satisfactoriamente el gasoducto, han sido debidamente analizadas por el Banco y se consideran adecuadas para cumplir oportunamente las metas establecidas.

E. Factibilidad ambiental

- 5.41 Los estudios de impacto ambiental y de evaluación estratégica ambiental realizados indican que el Proyecto es ambientalmente

- viable, comprendiendo el área de producción de gas hasta la totalidad del recorrido del gasoducto, y de importancia significativa para Bolivia y Brasil, atendidas las recomendaciones ambientales elaboradas. Es favorable por los beneficios que traerá a la matriz energética brasileña, al medio ambiente de las grandes ciudades en el sur de Brasil y a la economía de Bolivia. La mayoría de los potenciales impactos negativos podrán ser mitigados en forma satisfactoria y habrá compatibilidad entre el crecimiento económico y la conservación del medio ambiente en forma de desarrollo sostenible. El principal beneficio ambiental del gasoducto es la reducción esperada de los niveles de contaminación del aire en los grandes centros urbanos de Brasil, por la sustitución del fuel oil (en las industrias) y del diesel (en las flotas de autobuses urbanos) por el gas natural.
- 5.42 Los estudios ambientales siguieron las directrices acordadas con los Bancos y las autoridades de los dos países, habiendo sido ya aprobados. Los planes de mitigación y compensación fueron complementados para atender los requerimientos de los Bancos y presentan una calidad y nivel de detalle que representa un significativo avance en la incorporación de los temas ambientales en proyectos petrolíferos en América del Sur, y pueden constituirse en un marco de referencia para futuros estudios similares. Cabe resaltar que, en el proceso de preparación del proyecto, fue realizada la primera evaluación ambiental estratégica en los sectores petrolíferos brasileño y boliviano. Los planes de mitigación y compensación presentan el detalle de las medidas a ser ejecutadas, los cronogramas de ejecución, el presupuesto detallado, el arreglo institucional y la definición de los responsables por los costos.
- 5.43 La mayoría de los impactos negativos identificados son localizados, de pequeña o mediana magnitud y pueden ser mitigados o compensados con medidas simples y de fácil implementación. Se restringen, principalmente, a aspectos físico-bióticos en las áreas adyacentes a la faja de servidumbre y a la perturbación de la vida diaria en las comunidades atravesadas por el gasoducto. Para los impactos considerados de más relevancia fueron propuestos planes de mitigación y compensación compatibles con su magnitud y complejidad. La supervisión de la implementación de todos los programas estará a cargo de una empresa consultora especializada, bajo la fiscalización de un auditor ambiental independiente que sólo podrá ser dimitido con el acuerdo expreso de los Bancos. Las especificaciones ambientales de las obras fueron incorporadas a los contratos de ejecución para garantizar que los trabajos se ejecuten de acuerdo con las especificaciones aprobadas. El contrato de préstamo preverá que 24 meses después de su firma, TBG presentará al Banco evidencia de que fueron implantadas todas las medidas antes mencionadas en ¶ 2.16, tanto durante la construcción (¶ 3.18) como en la operación (¶ 3.22).

F. Aspectos regulatorios y desarrollo del mercado del gas natural

- 5.44 Una de las principales motivaciones para el apoyo del Gobierno y para la participación de la banca multilateral en este proyecto, y la principal justificación para el otorgamiento de las favorables condiciones financieras de que dispondrán los patrocinadores, es la creación de las condiciones para el desarrollo de un mercado energético abierto y competitivo en Brasil. Las condiciones jurídicas para alcanzar este objetivo están siendo establecidas con la reforma ya realizada del artículo 177 de la Constitución y con la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos. La implantación exitosa de los principios establecidos en la Ley, particularmente a través de las medidas previstas en la Carta de Compromiso mencionada en ¶ 5.30, contribuirían al establecimiento de un marco competitivo adecuado para viabilizar nuevos gasoductos financiados en condiciones normales por bancos comerciales, y suministrar gas natural a precios que compitan con los combustibles alternativos, en general más nocivos al medio ambiente.
- 5.45 La nueva Ley de los Hidrocarburos define las condiciones para el desarrollo de un mercado del gas natural abierto y competitivo, con una adecuada regulación en aquellas etapas que constituyen monopolios naturales. Para la efectiva aplicación de la Ley se necesitará, sin embargo, del funcionamiento eficiente de la ANP, de la efectivización de concesiones y autorizaciones, y otros aspectos relativos al establecimiento de las condiciones de operación del mercado. La Ley da un plazo de 6 meses para el establecimiento del órgano regulador, y será necesario también contar con los resultados de los estudios financiados por el BM para la reglamentación de la Ley. Por ello la implantación del nuevo marco regulatorio del sector energético brasileño se dará en forma simultánea con la construcción del gasoducto.
- 5.46 Por otra parte, la Autorización de Operación del gasoducto (¶ 3.45) deberá ser expedida por el Gobierno aún antes de la consolidación definitiva del nuevo marco normativo, por lo cual este documento cobra importancia ya que los principios y criterios en él establecidos constituirían señales importantes para la construcción de nuevos gasoductos y en general para el desarrollo del mercado del gas natural.
- 5.47 En este contexto, la Carta de Compromiso del Gobierno establece que la Autorización de Operación del gasoducto a ser dictada permitirá: (i) asegurar el acceso de terceras partes al uso de la capacidad no utilizada del gasoducto en los términos de la nueva Ley; (ii) eliminar la igualación geográfica de las tarifas de transporte por encima de los volúmenes contratados en el TCQ, tomando en cuenta la distancia, el volumen y los costos de operación y mantenimiento adicionales; (iii) establecer que la TGB no podrá vender gas ni participar de actividades de producción o distribución de gas; y (iv) establecer que el precio de transporte deberá generar rentabilidades para TBG que no superen valores compatibles con

proyectos de esa naturaleza, como las inicialmente proyectadas (§ 5.37).

G. Riesgos

- 5.48 El principal riesgo de la operación está relacionado con el cumplimiento del objetivo de crear en Brasil las condiciones para un mercado de combustibles competitivo, y para el desarrollo autosostenido del mercado del gas natural en el largo plazo. Este riesgo está considerablemente acotado a partir de la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos y será minimizado con su reglamentación, en la cual tendrán oportunidad de colaborar ambos Bancos.
- 5.49 La Carta de Compromiso mencionada en 5.30 y 5.31 abarca, además de la desregulación del mercado y de los precios de los combustibles, que ya está siendo implementada, la implantación del nuevo esquema de regulación, conteniendo los principios con base en los cuales será reglamentada la nueva Ley. Estos principios son los adecuados para el establecimiento en el largo plazo de una industria del gas eficiente y de un mercado abierto y competitivo, y para la adecuada protección de los intereses de los usuarios, de los inversionistas y del Estado.
- 5.50 El cumplimiento de la Carta de Compromiso será verificado durante la ejecución del Proyecto, con la presentación antes de fines de 1998 de una propuesta de reglamentación de la Ley en el sector gas que tome en cuenta los principios planteados en la Carta, y mediante la realización de reuniones de revisión periódicas. En tales reuniones será verificada también la implementación de las medidas previstas en la Autorización de Operación del Gasoducto, y los aspectos ambientales y físicos del desarrollo de las obras del Proyecto, como se detalla en § 3.50.

H. Evaluación ex-post

- 5.51 En consulta con TBG, ésta no manifestó interés en que sea hecha la evaluación ex-post del Proyecto, aun cuando proveería la información relativa al gasoducto para efectuar dicha evaluación, en el caso en que le sea requerida. Por otra parte, el Gobierno normalmente dispone de las informaciones generales del sector que serían complementarias a las del gasoducto, en el caso de que fuera necesario evaluar su impacto económico una vez concluida su ejecución y alcanzado el objetivo de transportar 18 Mm³/día de gas natural de Bolivia.

MARCO LÓGICO DEL PROYECTO
Gasoducto de Integración Bolivia-Brasil
(RG-0028)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
<p>Contribuir a la integración energética al permitir la expansión de la oferta y del mercado del gas natural a través de la conexión de los yacimientos brasileños con el mercado de las regiones centro y sur del Brasil, permitiendo acelerar un cambio favorable de la matriz energética del Brasil con el uso de un combustible preferido desde el punto de vista ambiental y de seguridad, en forma compatible con el desarrollo industrial del país.</p>	<p>1.1 El consumo de gas natural (10 MMCMD) en 1997, representa el 2% de la demanda final de energía de Brasil (576 MMCMD). El consumo de gas natural en Brasil crecerá hasta alcanzar en el año 2010 el 12% del consumo de energía primaria del país.</p> <p>1.2 Las emisiones totales de SO_x y de material particulado se reducirán en el año 2006 el 20% y 40%, respectivamente, con relación a los valores registrados en 1996 en la región metropolitana de São Paulo.</p>	<p>1.1 Balance de Energía preparado por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>1.2 Informes periódicos de la Companhia de Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB).</p>	<p>(Fin a supermeta)</p>
<p>Contribuir a la demanda energética de las ciudades situadas en el área geográficamente más importante de Brasil, que engloba las regiones centro y sur del país, ampliando, mediante el transporte de gas natural proveniente de Bolivia, a través de un gasoducto cuya construcción amplía la participación brasileña en el sector energía.</p>	<p>1.1 El gasoducto transportará 9 Mm³/día en 1999, aumentando ese transporte para un mínimo de 18 Mm³/día en 2006.</p> <p>1.2 Las exportaciones de gas de Bolivia aumentarán de 6,0 Mm³/día en 1996 hasta por lo menos 18,0 Mm³/día en 2006.</p>	<p>1.1 Informes estadísticos anuales de las respectivas empresas distribuidoras de gas natural.</p> <p>1.2 Informes de gestión de TBG.</p> <p>1.3 Informes estadísticos anuales elaborados por YPFB.</p>	<p>(Propósito al fin)</p> <p>1. Se aplican las disposiciones del marco legal para el sector hidrocarburos en Brasil.</p>

MARCO LÓGICO DEL PROYECTO
Gasoducto de Integración Bolivia-Brasil
(RG-0028)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
<p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>Proyecto para el transporte de gas natural de Bolivia a Brasil en operación. El proyecto consiste en un ducto de aproximadamente 1.100 km de longitud total, 32" de diámetro entre Rio Grande y Campinas y 24" de diámetro decreciente entre Campinas y Porto Alegre. Con una capacidad de flujo inicial de 18.0 MMCMD y una capacidad máxima de 30.0 MMCMD con una presión de compresión adicional.</p>	<p>1.1 Gasoducto desde Río Grande hasta Puerto Suarez en Bolivia y desde Puerto Suarez hasta Porto Alegre en Brasil, atravesando las localidades brasileñas de Corumbá, Campo Grande, Araraquara, São Paulo y Curitiba. El tramo Campinas/Paulinia operativo en diciembre de 1998, y el tramo Porto Alegre/Canoas en diciembre de 1999. Las instalaciones estarán diseñadas, construidas y operando de acuerdo con los estándares más altos del Código ANSI B31.8 para Sistemas de Transmisión y distribución de Gas por Cañería o códigos y regulaciones de Bolivia y Brasil. Las instalaciones estarán diseñadas para una presión operativa máxima permisible de 1.420 psig.</p>	<p>1.1 Informes de progreso y terminación de obra elaborado por la Unidad Ejecutora del Proyecto.</p>	<p>(Resultado a propósito)</p> <p>1. Las reservas de gas natural de Argentina destinadas a abastecer el suministro de este combustible por el gasoducto de Integración Bolivia-Brasil son suficientes para atender el consumo previsto y/o se encuentran disponibles reservas de gas en Argentina que pueden eventualmente ser requeridas para complementar la capacidad de flujo de gas natural por el gasoducto de Integración Bolivia-Brasil.</p>
<p>Medición de flujo en cinco puntos del gasoducto.</p>	<p>2. Las 5 estaciones estarán localizadas de la siguiente forma: una a cada lado de la frontera entre Bolivia y Brasil (cerca de Corumbá en Brasil), una cerca de Campinas/Paulinia, Brasil en el punto de entrega al sistema de Petrobras que se extiende hasta Guararema, Brasil y otra cerca de Campinas/Paulinia, Brasil en el punto de entrega a la sección del gasoducto que se extiende a Porto Alegre/Canoas. Todas las estaciones deberán estar en operación en octubre de 1998.</p>	<p>2. Informes de progreso y terminación de obra elaborado por la Unidad Ejecutora del Proyecto en TBG.</p>	<p>2. Se aprueba e implementa un nuevo marco legal para el sector hidrocarburo mediante el cual se establecen mecanismos de regulación del sector asegurando el acceso abierto a los distintos agentes a las instalaciones de transporte de gas.</p>

MARCO LÓGICO DEL PROYECTO
Gasoducto de Integración Bolivia-Brasil
(RG-0028)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
de telecomunicaciones en ón.	3. El sistema deberá permitir las transmisión de sonido y datos. Utilizará un sistema de comunicaciones de radio y sonido VHF y circuitos telefónicos, satelitales y de líneas de radio. Cuando fuera posible y recomendable, el sistema estará diseñado para utilizar los servicios provistos por las empresas locales de telecomunicaciones. Los sistemas correspondientes a los trechos 1 a 8 deberán estar concluidos y en operación en octubre de 1998 y los correspondientes a los trechos 9 a 13 en octubre de 1999.	3. Informes de progreso y terminación de obra elaborado por la Unidad Ejecutora del Proyecto en TBG.	
nes compresoras en operación.	4. Las estaciones compresoras serán instaladas: (a) en Penápolis, en diciembre del 2000, 1 unidad y otra de backup, y en diciembre del 2005, 1 adicional, todas con una capacidad de 7000 hp cada una; (b) en Florianópolis, en diciembre del 2000, 1 unidad y otra de backup de 700 hp cada una, y en diciembre del 2007, 1 unidad adicional de 1200 hp; (c) en Campo Grande/MS, en diciembre del 2001, 1 unidad y otra de backup de 7000 hp cada una y en diciembre del 2005 1 unidad adicional de 7000 hp; (d) en Curitiba en diciembre del 2003, 1 unidad y otra de backup de 1200 hp cada una y en diciembre del 2004 1 unidad adicional de 1200 hp; y (e) en Rio Verde, en diciembre del 2007, 3 unidades de 7000 hp cada una. Se agregarán estaciones adicionales cuando el transporte de gas requiere una entrega por encima de 18 Mm ³ /d.	4. Informes de progreso y terminación de obra elaborado por la Unidad Ejecutora del Proyecto en TBG.	

MARCO LÓGICO DEL PROYECTO
Gasoducto de Integración Bolivia-Brasil
(RG-0028)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
de Control y Manejo de ción.	5. Cada estación compresora y de medición así como las correspondientes válvulas e instalaciones alejadas, contarán con equipos electrónicos de comunicaciones para el procesamiento y control de información y permitir el monitoreo mediante el sistema de telecomunicaciones. El sistema SCADA correspondiente a los trechos 1 a 8 estarán en operación en octubre de 1998 y de los trechos 9 a 13 en octubre de 1999.	5. Informes de progreso y terminación de obra elaborado por la Unidad Ejecutora del Proyecto en TBG.	
DES do a licitación para la adquisición bería de todo el gasoducto. do a licitación para las obras civiles soducto correspondiente a los Corumbá/Campinas y Campi- orto Alegre. o de las ofertas y adjudicación. ción de las obras. do a licitación para la adquisición aciones de medición. o de las ofertas y adjudicación. ción de las estaciones de ción. do a licitación para la adquisición tema de telecomunicaciones. o de las ofertas y adjudicación. ción del sistema de telecomunica- .	Presupuesto detallado del Proyecto.	1.1 Registros contables del proyecto a cargo de la empresa ejecutora. 1.2 Idem. 1.3 Idem. 1.4 Idem. 2.1 Idem. 2.2 Idem. 2.3 Idem. 3.1 Idem. 3.2 Idem. 3.3 Idem.	(Actividad a componente) 1. Los recursos provenientes de a capital, TCO y financiamientos ros están disponibles en los pl previstos, compatibles con el e de ejecución del proyecto.

MARCO LÓGICO DEL PROYECTO
Gasoducto de Integración Bolivia-Brasil
(RG-0028)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
do a licitación para la adquisición e ción de estaciones compresoras.		4.1 Idem.	
o de las ofertas y adjudicación.		4.2 Idem.	
ción de estaciones compresoras.		4.3 Idem.	
do a licitación para la adquisición tema de control y manejo de ación.		5.1 Idem.	
o de las ofertas y adjudicación.		5.2 Idem.	
ción del sistema de control y o de información.		5.3 Idem.	

CALENDARIO DE LICITACIONES
Gasoducto de Integración Bolivia-Brasil (RG-0028)

A. Plan de Licitaciones Públicas Internacionales de Obras en Brasil

TRAMO	Extens. km	Precali- ficación (Si/No) (*)	Costo Directo 10 ³ US\$	Financiado por	Fecha Del Aviso
1 - Construcción y Montaje	2.589		563.810		
1.1 Lote 3 a 7 (Corumbá- Campinas)	1.256	No	305.280	BID/CAF	Ene 97
1.2 Cruces de ríos	0	No	15.000	BID	Ene 97
1.3 Lote 8 (Campinas - Guararema)	153	No	23.530	CAF	Ene 97
1.4 Lotes 9 al 13 (Campinas - P. Alegre)	1.180	Si	220.000	B. MUNDIAL	Jul 97
2 - Tubería	2.589	No	485.240	ACEs	Sep 96
3 - Compresores, Estaciones Medida, Otros	N/A	No	147.320	DIVERSOS	Jul 97
4 - Sistema SCADA	N/A	No	5.430	BID	Jul 97
5 - Válvulas / Almacenaje	N/A	No	40.750	DIVERSOS	Nov 96 Nov 97
6 - Total	2.589		1.242.550		

(*) Propuesta técnica y de precio analizadas en separado en los casos donde no hay pre calificación.

B. Plan de Licitaciones de Empresas de Consultoría e Ingeniería (*)

DISCRIMINACIÓN	Tipo de Licitación (**)	Pre Calific. (Si o No)	Fechas de Avisos	Valor Miles US\$
1 - Supervisión de medio ambiente (Brasil)				4.200
1.2 - Supervisión	CPI	No	3° Trim 97	2.520
1.3 - Gestión y Auditoría	CPI	No	4° Trim 97	1.680
2 - Supervisión de medio ambiente (Bolivia)				910
2.1 - Supervisión	CPI	No	3° Trim 97	800
2.2 - Gestión y Auditoría	CPI	No	4° Trim 97	110
3 - Total				5.110

(*) Habrá un solo contrato de supervisión para Bolivia Brasil. Igualmente un solo contrato de Auditoría para los dos países

(**) CPI = Concurso Público Internacional sin financiamiento de los Bancos.

PROYECTO DE RESOLUCION

**REGIONAL. PRESTAMO/OC-BR
A TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO
BOLIVIA - BRASIL S.A. - TBG
(Gasoducto de Integración Bolivia - Brasil)**

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia - Brasil S.A. - TBG, como Prestatario, y la República Federativa del Brasil, como Garante, para otorgarle al primero un préstamo destinado a cooperar en el financiamiento del Proyecto Gasoducto de Integración Bolivia - Brasil. Dicho financiamiento será por una suma de hasta doscientos cuarenta millones de dólares de los Estados Unidos de América (US\$240.000.000) de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a las "Condiciones Contractuales Especiales" y a los "Plazos y Condiciones Financieras" del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.