

PROYECTO DE INTERCONEXION ELÉCTRICA NORTE-SUR

(BR-0275)

RESUMEN EJECUTIVO

PRESTATARIO: *Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras, S.A.*

GARANTE: República Federativa del Brasil

ORGANISMO EJECUTOR: Eletrobrás, a través de sus subsidiarias Furnas y Eletronorte

MONTO Y FUENTE:	BID:	US\$307 M (OC)
	Cofinanciamiento JEXIM:	US\$300 M
	Aporte local:	<u>US\$329 M</u>
	Total:	US\$936 M

PLAZOS Y CONDICIONES FINANCIERAS:	Plazo de amortización:	20 años
	Período de desembolso:	3½ años
	Tipo de interés:	variable
	Inspección y vigilancia:	1%
	Comisión de crédito:	0,75%
	Moneda:	Dólares de los Estados Unidos de América

OBJETIVOS: El Proyecto vinculará los dos grandes sistemas eléctricos del país, actualmente no interconectados, permitiendo mediante la optimización conjunta de los mismos atender la demanda de energía del servicio público de electricidad al más bajo costo económico posible. Asimismo, el Proyecto apoyará la implementación del proceso de reestructuración del sector eléctrico a través de las actividades de fortalecimiento institucional previstas, destinadas al establecimiento de la *Agência Nacional de Energia Elétrica*, al desarrollo del planeamiento indicativo en el nuevo contexto competitivo y al fortalecimiento de la gestión ambiental del sector eléctrico.

DESCRIPCIÓN: El componente de inversión del Proyecto (costo directo US\$720,2 millones) está constituido por: (i) la línea de Interconexión Norte-Sur de 500 kV, circuito sencillo, con potencia natural (SIL) de 1.300 MW, que conectará la subestación Imperatriz en el Estado de Maranhao con la subestación Serra da Mesa en el Estado de Goiás, con una extensión de 1.030 km, más el tramo Serra da Mesa-Samambaia, de 249 km e iguales características que las del tronco

principal de interconexión; y (ii) la construcción de tres nuevas subestaciones en los municipios de Gurupí, Miracema y Colinas en el Estado de Tocantins y la ampliación de las subestaciones de Samambaia (Distrito Federal), Serra da Mesa (Goiás), Imperatriz y Presidente Dutra (Maranhao) y Marabá (Pará).

El Componente de Fortalecimiento Institucional (CFI) (US\$3,85 millones) del Proyecto está integrado por tres sub-componentes: (i) Apoyo al Establecimiento de la ANEEL, que comprende actividades para la estructuración organizativa de esta agencia, para la reglamentación del libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, y asistencias técnicas para mejorar la capacidad de regulación económica del sector; (ii) Actualización del Inventario de Proyectos Hidroeléctricos, que comprende estudios para la actualización del inventario de proyectos hidroeléctricos, y también la adaptación al nuevo contexto sectorial de los modelos de planeamiento de la expansión a largo plazo de la generación y de la transmisión a través de actividades específicas; y (iii) Fortalecimiento de la Gestión Ambiental del Sector, que incluirá el mejoramiento de los aspectos de organización, desarrollo de instrumentos y capacitación de personal.

**REVISION
AMBIENTAL:**

El Informe Ambiental fue aprobado por el Comité de Medio Ambiente e Impacto Social (CESI) en la reunión del 19 de septiembre de 1997 y enviado al Centro de Información Pública (PIC) el 22 de septiembre de 1997. Las recomendaciones surgidas del CESI están incorporadas en los párrafos 3.11, 3.13 y 3.17.

BENEFICIOS:

El Proyecto tiene una alta prioridad debido a la especial situación por la que atraviesa el sector eléctrico en Brasil, en un contexto de aumento de la demanda por encima de los niveles esperados que coincide con el retraso de las inversiones del sector en los últimos años, y con dificultades para incorporar obras de generación en el corto plazo. En este marco el gobierno decidió adelantar la ejecución de la Interconexión Norte-Sur para fines de 1998. La línea producirá una ganancia energética estimada en 600 MW medios que se origina en las diferencias de los dos sistemas eléctricos a interconectar, que permiten optimizar la operación de sus embalses y reducir la probabilidad de déficit, especialmente en las regiones Sudeste y Centro-Oeste, que son las de mayor concentración de población y actividades económicas. El adelanto en la ejecución de la línea resulta ampliamente competitivo puesto que permitirá obtener energía a un costo de US\$15/MWh, que es

sustancialmente inferior al costo marginal de la expansión de la generación que se ha estimado en US\$35/MWh.

Además, el Proyecto contribuirá directamente al éxito de la reforma sectorial, orientada al establecimiento de un entorno competitivo, a la incorporación de operadores privados y a la separación de los roles de políticas, de regulación y empresariales del Estado. Esto se logrará a través del fortalecimiento de aspectos claves de la misma, en especial la regulación y fiscalización de las actividades en el sector y el planeamiento indicativo.

RIESGOS:

El Proyecto no presenta problemas especiales ni significativos en sus aspectos técnicos, ambientales, financieros o legales. Dado que su ejecución y puesta en marcha será coincidente con el período de implantación de la nueva organización del sector, el principal riesgo de la operación está asociado a la viabilidad operacional y financiera de las nuevas compañías de transmisión a ser creadas a partir de las actuales subsidiarias de *Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras, S.A. (Eletrobrás)*, que estarían a cargo de este servicio en el futuro. Este riesgo ha sido adecuadamente considerado durante la preparación de la operación y es motivo de cláusulas contractuales específicas. Es necesario señalar, no obstante, que los beneficios económicos del Proyecto serían alcanzados en cualquier caso, ya que su materialización está asociada al despacho económico centralizado de cargas, que existe actualmente y que se mantendría en la nueva organización sectorial.

Por otra parte, es razonable esperar que los principales componentes de la estrategia que está implementando el gobierno en el sector energía tengan continuidad, como surge de las medidas ya implantadas y de las que están en desarrollo. Adicionalmente, el Proyecto contribuirá directamente al éxito de la estrategia adoptada a través del apoyo a la instrumentación de aspectos claves de la reforma.

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

El Gobierno Federal de Brasil ha establecido como objetivos principales de su política macroeconómica desarrollar en el país la economía de mercado, redefinir el papel del Estado, reformar la administración pública, reducir la inflación y reactivar el desarrollo socioeconómico. 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 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 la energía y preservando el medio ambiente.

Mediante la presente operación el Banco volvería a participar en el financiamiento del mayor sector eléctrico de la Región a través de un proyecto altamente prioritario, en el nuevo contexto y apoyando el proceso de reestructuración en marcha. La participación del Banco en la actual etapa de reorganización del sector eléctrico facilitaría futuras operaciones en el mismo, estableciendo un marco apropiado tanto para el soporte a proyectos privados en las distintas etapas del servicio eléctrico, como también a nuevas inversiones en áreas que continúen en la órbita del sector público. De acuerdo a estas consideraciones, el presente Proyecto se enmarca perfectamente dentro de la nueva política de servicios públicos del Banco, que busca establecer mercados abiertos, competitivos y autosostenibles, y una regulación autónoma y con base en criterios de eficiencia.

**EXCEPCIONES A LAS
POLÍTICAS DEL
BANCO:**

No se contemplan excepciones a las políticas del Banco.

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

Se aplicará la política vigente del Banco para la adquisición de bienes y la contratación de obras y de servicios de consultoría a ser financiados con los recursos del Proyecto. Cuando se usen recursos del financiamiento del Banco, los montos límites mínimos sobre los cuales las adquisiciones de este Proyecto se harán por licitación pública internacional serán: US\$350.000 para bienes, US\$5 millones para obras y US\$200.000 para servicios de consultoría (párrafo 3.20). Cuando se trate de montos menores se aplicarán las normas de adquisiciones de la legislación brasileña, que son esencialmente compatibles con las del Banco (párrafo 3.23).

**RECONOCIMIENTO DE
GASTOS PREVIOS:**

Serán reconocidos como gastos previos con cargo a la contrapartida local los efectuados a partir del 26 de febrero de 1997, y se estima que ascenderán a la suma de US\$38,1 millones distribuidos así: (i) US\$8,9 millones, por concepto de costos de ingeniería; (ii) US\$13,7 millones, por adquisición de reactores y transformadores de potencia; (iii) US\$5,7 millones por construcción de obras

civiles y montaje de líneas de transmisión; y (iv) US\$9,8 millones, por adquisición de estructuras de líneas de transmisión (párrafo 3.26).

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

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

**CONDICIONES
CONTRACTUALES
ESPECIALES:**

Como condiciones previas al primer desembolso se incluyen: convenio de traspaso de recursos a las entidades ejecutoras (párrafo 4.1); contratación de la empresa consultora y del auditor ambiental independiente para la supervisión ambiental durante la ejecución del Proyecto (párrafo 3.13); y disponibilidad de los recursos de cofinanciamiento (párrafo 5.13).

Otras condiciones especiales previstas son: transferencia de la línea y subestaciones a las empresas de transmisión a ser creadas, y viabilidad operativa y financiera de las mismas (párrafos 1.21 y 4.22); realización de reuniones periódicas de consulta para el seguimiento de la evolución de la política sectorial y de la marcha general del Proyecto (párrafo 3.34); presentación de Términos de Referencia definitivos y de los resultados de las actividades de fortalecimiento institucional (párrafos 3.17 y 3.19); firma de los convenios pertinentes e implementación de los programas de compensación socio-económica y ecológica y de mitigación previstos (párrafo 3.13); presentación de evidencia sobre la adquisición de tierras y posesión legal de las mismas por parte de la comunidad indígena Avá-Canoeiro (párrafo 3.11), y situación financiera del sector (párrafo 4.21).

I. MARCO DE REFERENCIA

A. El sector eléctrico en Brasil: principales características

- 1.1 La energía eléctrica representa el 40% del total de la energía consumida en Brasil, comparado con 22% en 1975, evolución que refleja el gran desarrollo del potencial hidroeléctrico del país en las últimas décadas. Brasil disponía a fines de 1996 de una capacidad instalada en generación eléctrica de 57.232 MW, de los cuales 52.427 MW (92%) correspondían a plantas hidroeléctricas y 4.805 MW (8%) a centrales térmicas. La producción en ese mismo año alcanzó a 273.827 GWh, el 96% de origen hidroeléctrico, y se recibieron 37.552 GWh, provenientes 36.702 GWh de Itaipú y el resto de auto-productores. Por su parte el sistema de transmisión cuenta con unos 155.000 km de líneas y 216.000 MVA en estaciones transformadoras, incluyendo los subsistemas regionales interconectados y aislados.
- 1.2 El consumo de energía eléctrica en 1996 fue de 260.908 GWh, frente a 177.345 GWh en 1986 (un aumento del 47% que se compara con un incremento del PBI del 20%), y registró un crecimiento del 4,7% anual entre 1993 y 1996. El número de consumidores también aumentó significativamente, alcanzando 39,8 millones en 1996 comparado con 25,7 millones en 1986 (un incremento del 55%). El índice de cobertura del servicio eléctrico alcanza actualmente al 92% de los domicilios existentes, si bien con marcadas disparidades regionales. Las disparidades regionales se muestran también en la concentración de mas de 3/4 de la capacidad instalada de generación y del consumo en las regiones Sudeste (la más importante), Sur y Centro-Oeste.
- 1.3 El consumo total anual por habitante en 1996 alcanzó a 1.644 kWh y el consumo anual por consumidor residencial a 2.035 kWh, variando entre 2.372 kWh en el Sudeste y 1.282 kWh en el Nordeste. En cuanto a la distribución sectorial del consumo, el industrial es el más importante con una participación del 46%, siguiéndole los sectores residencial (27%), comercial (13%), gubernamental (11%) y rural (3%).
- 1.4 Otro rasgo importante del sector es la presencia de fuertes empresas de propiedad estadual, que no sólo concentran actualmente el grueso de las actividades de distribución, sino que poseen también más de 1/3 de la capacidad instalada de generación, además de sistemas de transmisión propios.
- 1.5 Las pérdidas totales de electricidad se han mantenido durante los últimos tres años en algo más del 16% de la energía disponible, comparado con valores cercanos al 13% en los años 80 y 90. Se estima que ese 16% está compuesto por 11% de pérdidas en distribución y el 5% restante en transmisión. Las pérdidas técnicas constituyen más del 80% del total; las de carácter comercial están concentradas en la distribución donde representan alrededor de un

tercio del total. El mayor nivel de pérdidas se localizó en las regiones Norte y Nordeste donde alcanzaron el 18,4% y el 18,6% respectivamente; en las regiones Sudeste y Centro-Oeste las pérdidas fueron del 16,2% y en la región Sur del 12,9%.

B. El proceso de reestructuración del sector eléctrico en el Brasil

- 1.6 El sector eléctrico del Brasil se encuentra en una etapa de transición entre el esquema de organización vigente en las últimas décadas, sustentado en un sistema de propiedad pública con empresas de carácter federal [Eletrobrás y sus cuatro filiales en las distintas regiones del país: *Furnas - Centrais Elétricas*, S.A. (Furnas), *Centrais Elétricas do Sul do Brasil*, S.A. (Eletrosul), *Companhia Hidroelétrica do São Francisco* (CHESF) y *Centrais Elétricas do Norte do Brasil*, S.A. (Eletronorte)], y empresas concesionarias estaduais, hacia una estructura más descentralizada, con participación de operadores privados, reglas de juego competitivas y separación de los roles empresarial y regulatorio del Estado.
- 1.7 Desde la conformación del sistema Eletrobrás a principios de la década del 60, el modelo de desarrollo sectorial basado en los sectores públicos federal y estadual permitió una expansión notable del servicio eléctrico. La capacidad instalada en generación se multiplicó a través del desarrollo del gran potencial hidroeléctrico del país, las líneas de transmisión se integraron en dos grandes sistemas, y el servicio público de electricidad se extendió alcanzando una cobertura del 95% de las viviendas urbanas. Sin embargo, desde mediados de la década de los 80 se agravaron algunos problemas derivados de la organización sectorial y del sistema de fijación de tarifas, que se tradujeron en ineficiencias en la asignación de recursos de inversión, en la acumulación de un fuerte endeudamiento de las empresas del sector, y en general en una situación financiera endeble que creó serias dificultades para sostener adecuadamente la operación de las empresas y la expansión del sistema. Los planes de inversión del sector sufrieron demoras considerables que no han podido ser recuperadas en estos últimos años, en que se verificó un repunte sostenido de la demanda de energía eléctrica.
- 1.8 En el contexto general de las políticas de estabilización, reforma del Estado y apertura económica, a partir de 1993 el gobierno comenzó a implementar un conjunto de medidas para el saneamiento financiero del sector eléctrico. Deben destacarse los cambios en la política tarifaria tales como la abolición de la tarifa única de carácter nacional, la recuperación en términos reales de los niveles tarifarios, la eliminación de subsidios y compensaciones intra-sectoriales y la cancelación de pasivos de las empresas. Estas acciones permitieron al sector en su conjunto alcanzar una posición financiera más equilibrada y acercar las tarifas a los costos económicos del suministro eléctrico, sentando así bases propicias para una reestructuración más profunda del sector.

- 1.9 Dentro de las medidas que ya han sido implantadas para la reforma del sector, se destacan la aprobación de las Leyes de Concesiones y de Servicio Público que regulan el otorgamiento de concesiones y autorizaciones para las distintas etapas del servicio eléctrico y las actividades de autoprodutores y productores independientes. También fue creada la *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), cuyas funciones se centran en la regulación y fiscalización de las distintas actividades del sector eléctrico en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- 1.10 Por otra parte, se han privatizado ya las empresas distribuidoras de electricidad del Estado de Rio de Janeiro, *Serviços de Eletricidade, S.A. (LIGHT)* y *Centrais Elétricas de Rio de Janeiro, S.A. (CERJ)*, *ESCELSA* del Estado de Espirito Santo y *Centrais Elétricas de Bahia, S.A. (COELBA)* del Estado de Bahía. En el caso de la *Companhia Energética de Minas Gerais, S.A. (CEMIG)*, del Estado de Minas Gerais, parte del paquete accionario fue vendido mediante licitación a un operador internacional. El Estado de São Paulo también está adelantando la privatización de sus empresas eléctricas, y otras empresas de distribución estatales también serán privatizadas después de una etapa de saneamiento financiero. A su vez, las plantas de generación que son propiedad de las subsidiarias de Eletrobrás forman parte del Plan Nacional de Desestatización que está siendo instrumentado por el *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)*, y está previsto comenzar en 1997 la privatización de centrales de generación de Furnas y Eletrosul. Por otra parte se han otorgado concesiones para la terminación de tres plantas hidroeléctricas con una potencia agregada de 2.860 MW, y se están licitando las primeras plantas térmicas bajo el esquema de productor privado independiente. Finalmente, se están efectuando licitaciones para la importación de energía eléctrica mediante nuevas obras a cargo de inversionistas privados.

C. La nueva organización del sector eléctrico

- 1.11 Para ayudar en el diseño del nuevo modelo de organización sectorial, el gobierno contrató en 1996 un estudio a cargo de una consultora internacional, con financiación del Banco Mundial (BM). El estudio, que involucró ampliamente a los distintos actores del sector eléctrico y otros sectores de opinión, concluyó a mediados de 1997 en una serie de recomendaciones que fueron adoptadas por el gobierno. El modelo propuesto coincide en general con las acciones ya iniciadas y recoge la experiencia reciente de otros países que han reformado sus sectores eléctricos introduciendo un ambiente competitivo a partir de la separación entre generación, transmisión y distribución, la privatización de empresas e incorporación de nuevos operadores privados, y la separación de los roles regulador y empresarial del Estado.
- 1.12 La nueva organización del sector incluirá: (i) una entidad reguladora y fiscalizadora, ANEEL; (ii) una empresa "holding" federal que retendrá la propiedad de las redes de transmisión

existentes, la porción brasileña de la Central Hidroeléctrica de Itaipú (compartida con Paraguay), las plantas térmicas nucleares administradas por *Nuclebras Engenharia, S.A. (NUCLEN)*, las actividades de investigación y desarrollo a cargo de *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)* y los programas de conservación y uso racional de energía; (iii) un agente financiero del sector; (iv) un Operador Independiente del Sistema (OIS), responsable por la coordinación de la generación, de los arreglos financieros derivados de las compras y ventas de energía por parte de los diferentes actores del mercado eléctrico mayorista, y de la operacionalización del libre acceso de los generadores y distribuidores al sistema de transmisión, y (v) un organismo encargado del planeamiento indicativo, fuertemente ligado al *Ministério de Minas e Energia (MME)*.

- 1.13 La nueva estructura sectorial permitirá la competencia en la generación de electricidad, de modo que los precios serán determinados libremente en el mercado eléctrico mayorista. Los precios del transporte de energía eléctrica serían regulados por la ANEEL, de igual modo que las tarifas de distribución para los consumidores cautivos, que no participarán del mercado mayorista. Si bien las tarifas actuales a nivel del consumo están en general próximas a los costos marginales de largo plazo, el funcionamiento de la nueva estructura sectorial permitiría en el mediano y largo plazo racionalizar la estructura tarifaria para tornarla más compatible con los costos económicos de suministro. En particular, se espera que los aumentos de productividad y la mejor asignación de recursos en el contexto de una creciente competencia y de una regulación eficiente, permitan eliminar distorsiones existentes en los márgenes relativos entre las distintas etapas del servicio eléctrico, y derivar mayores recursos para la expansión de la generación y la transmisión.
- 1.14 Mientras se establece en forma definitiva la nueva estructura del sector, Eletrobrás continuará desempeñando las funciones de empresa "holding" federal y agente financiero del sector. Además, prestará apoyo al gobierno para la organización del mercado mayorista de energía eléctrica, en la constitución del OIS y en la continuidad de las actividades de planeamiento y otras funciones a cargo del sector público.

D. Los requerimientos de expansión del sector eléctrico

- 1.15 Dentro de este marco sectorial, y en el contexto de la recuperación de las tasas anuales de crecimiento de la economía, la demanda de energía eléctrica viene registrando tasas de crecimiento superiores a las previstas en los ejercicios de planeamiento realizados en los últimos años. En el Plan Decenal de Expansión 1997-2006, preparado por Eletrobrás, se prevé un crecimiento de la demanda para el servicio público de electricidad del 5,1% anual, lo que representaría para el año 2006 una capacidad instalada de 90.210 MW y un consumo de 424.800 GWh, frente a una capacidad instalada en generación eléctrica en 1996 de 57.232 MW y un consumo en ese mismo año

de 260.908 GWh. Reflejando esta tendencia hacia escenarios con una demanda futura más elevada, el consumo total de las concesionarias proyectado para el año 2006 fue ajustado en 16.442 GWh entre los ejercicios del Plan Decenal de Expansión 1996-2005 y 1997-2006, lo cual representa un incremento del 6,4% entre el consumo proyectado entre ambos ejercicios para el año 2006.

- 1.16 El mayor crecimiento de la demanda, unido al atraso en la ejecución de nuevas obras de generación, crearía serios problemas en el suministro eléctrico en el mercado del Sur/Sureste/Centro-Oeste, donde se concentran el grueso de la población y de las actividades económicas del país, con riesgos de cortes en el suministro de hasta un 14% en 1998 (comparado con un máximo de 5% como criterio operativo), lo que haría prever la necesidad de un racionamiento que podría alcanzar, en 1998 y 1999, entre un 25 a 30% del mercado de esa región, en el caso de repetición de las afluencias hidrológicas más críticas registradas en los últimos 60 años. Esta situación obligó a Eletrobrás a definir un paquete de medidas de corto plazo para aumentar la oferta energética. Entre estas medidas se destaca el adelanto en la ejecución de la interconexión entre los sistemas eléctricos del Norte/Nordeste y los del Sur/Sudeste/Centro-Oeste, Interconexión Norte-Sur de que trata esta operación, y que debería completarse a fines del año 1998.
- 1.17 Frente a las dificultades de incorporar obras de generación en el corto plazo, la Interconexión Norte-Sur incorporaría 600 MW medios de energía originados en las diferencias de los dos sistemas eléctricos a interconectar, que permitirían optimizar la operación de los embalses de las centrales hidráulicas y operar más eficientemente las centrales térmicas, reduciendo la probabilidad de déficit, especialmente en las regiones Sureste y Centro-Oeste. El adelanto en la ejecución de la interconexión resulta ampliamente competitivo puesto que permitiría obtener energía a un costo de US\$15/MWh, comparado con un costo marginal de la expansión de la generación que se ha estimado en US\$35/MWh.
- 1.18 Estaba previsto que este Proyecto podría ser concesionado mediante un proceso de licitación pública siguiendo lo dispuesto por la Ley de Concesiones, para lo cual el *Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica* (DNAEE) encomendó a Eletrobrás la preparación de los diseños básicos y de los estudios de impacto ambiental del Proyecto, que constituyen los elementos básicos para la confección de los documentos de licitación. En forma paralela a estos estudios, sin embargo, se ejecutaron los ciclos de planeamiento que concluyeron con la necesidad de adelantar la ejecución de la interconexión. Dado lo incipiente del proceso de reestructuración del sector eléctrico y ante la necesidad de contar con la línea en un plazo perentorio, que impone un cronograma exigente para este tipo de obras, el gobierno concluyó que dichos plazos no serían cumplidos si se seguían los pasos necesarios para otorgar una concesión a través de un proceso licitatorio estándar.

- 1.19 Esta premura, y la gran experiencia que las dos subsidiarias de Eletrobrás involucradas en el Proyecto, Furnas y Eletronorte, tienen en obras similares de gran porte, llevó al gobierno a la decisión de concesionar las obras directamente a Eletrobrás, de manera análoga a la forma en que han sido construidas las restantes instalaciones de transmisión de propiedad federal. Cabe señalar que esta modalidad de ejecución del Proyecto en nada altera la futura reorganización del sistema de transmisión, ya que una vez finalizadas, las nuevas instalaciones formarían parte del activo de las compañías de transporte a ser creadas, junto con las restantes líneas y subestaciones hoy pertenecientes a las subsidiarias de Eletrobrás.

E. La reestructuración del sector eléctrico y la futura organización del sistema de transmisión

- 1.20 En el marco de la implantación de la nueva organización del sector, el sistema de transmisión en alta y extra-alta tensión quedaría mayoritariamente bajo la órbita estatal, por lo menos hasta tanto se consolide la nueva organización sectorial. Se considera que la participación del Estado en esta actividad permitiría asegurar la implantación de una adecuada competencia en la etapa de la generación a través del libre acceso de generadores y distribuidores al sistema de transmisión. El sistema de transmisión sería operado por un conjunto de compañías de propiedad federal y estadual, y eventualmente empresas privadas concesionarias de instalaciones a ser construidas, dedicadas exclusivamente al transporte de electricidad, que actuarían bajo un Acuerdo de Transmisión, y siguiendo las reglas y coordinación operativa del OIS. Actualmente está comenzando a definirse en detalle el esquema institucional y empresarial definitivo para el transporte de electricidad, así como los aspectos regulatorios relacionados y la organización y funcionamiento del OIS, entre otros temas relevantes. La regulación de los servicios de transporte de energía estará fundada en los principios de acceso abierto ("open access") y tarifas basadas en costos marginales de largo plazo. Las tarifas serían ajustadas de modo de asegurar ingresos operativos que permitan una adecuada rentabilidad financiera a las empresas de transmisión.
- 1.21 El Proyecto, al vincular entre sí a los dos sistemas de transmisión interconectados del Brasil, mejoraría la operación y aumentaría la eficiencia de todo el sistema eléctrico, constituyendo también un vehículo adecuado para apoyar el proceso de reorganización en el área de transmisión. Al mismo tiempo, la organización y reglas que finalmente se adopten para el transporte de energía eléctrica modificarían las condiciones bajo las cuales se lleva a cabo el análisis de la operación de préstamo. Por ello, se recomienda que los contratos de préstamo y de garantía establezcan la transferencia, antes de la puesta en operación del Proyecto, de los activos y pasivos correspondientes a la línea y subestaciones a las empresas de transmisión a ser creadas, cuya viabilidad operativa y financiera deberá ser demostrada a satisfacción del Banco. En caso

de demoras, los activos quedarían en poder de Eletrobrás hasta que puedan ser transferidos.

F. Experiencia del Banco y de otras agencias de financiamiento

1.22 El Banco ha sido una fuente tradicional de financiamiento del sector eléctrico brasileño, habiéndole otorgado 43 préstamos por un total de US\$2.211,4 millones para importantes proyectos hidroeléctricos, de transmisión, distribución y electrificación rural. El BM también ha participado en forma importante en el financiamiento del sector eléctrico en Brasil, con 42 préstamos por US\$4.193,9 en el mismo tipo de obras y también en programas de conservación de energía. Sin embargo, en los últimos años ambos Bancos no participaron en el financiamiento del sector debido a los problemas financieros e institucionales del mismo, aun cuando mantuvieron un seguimiento de su evolución y acompañaron el proceso de reorganización en marcha. Recientemente, el Banco inició la preparación de operaciones a través de la línea de créditos al sector privado, encontrándose en gestión proyectos importantes como los de la Central Hidroeléctrica de Itá y la Central Térmica en Uruguaiana.

1.23 La ejecución de los préstamos de ambos Bancos ha tenido un impacto importante ayudando a desarrollar y consolidar el sector eléctrico brasileño. Las obras fueron completadas satisfactoriamente, aunque con demoras en algunos casos debido a problemas para la disponibilidad de las contrapartidas, esencialmente por los efectos de políticas macroeconómicas que impusieron controles tarifarios y restricciones a los niveles de inversión del sector público. Estos mismos factores condujeron a que los objetivos de fortalecimiento institucional y financiero de las operaciones fueran alcanzados sólo parcialmente. La preparación de la presente operación tomó en cuenta las lecciones aprendidas, especialmente en lo relacionado con la disponibilidad de la contrapartida local y los aspectos de fortalecimiento institucional.

G. Sustentabilidad del Proyecto y del sector eléctrico en el largo plazo

1.24 La ejecución y puesta en marcha del Proyecto será coincidente con el período de implantación de las medidas más relevantes para la futura organización del sector, las que serían determinantes de la sustentabilidad del Proyecto y del sector en el largo plazo. El establecimiento de un entorno competitivo, la incorporación de operadores privados y la existencia de una entidad reguladora con un grado importante de autonomía, permitirán atacar los problemas más importantes señalados reiteradamente por ambos Bancos a partir de la experiencia de pasadas operaciones.

1.25 El gobierno ha definido una estrategia para la reforma sectorial y está implementando las acciones correspondientes. Para el seguimiento de este proceso en el contexto de esta operación, el gobierno presentó al Banco un Plan de Acción para la reforma del

sector, que incluye las medidas más relevantes a ser adoptadas, con su correspondiente cronograma y responsables (ver Anexo I-1). El cumplimiento del Plan de Acción será revisado en reuniones periódicas entre las autoridades gubernamentales y el Banco, y aquellas acciones más directamente relacionadas con la viabilidad del Proyecto constituyen objeto de condiciones contractuales especiales.

- 1.26 Si bien el seguimiento de la reestructuración sectorial abarcará todos los aspectos contenidos en el Plan de Acción, desde el punto de vista del cumplimiento de los objetivos de la participación del Banco a nivel sectorial, los temas considerados más relevantes son:
- a. La compatibilidad de las políticas sectoriales con la política del Banco para el sector energía, de manera de establecer mercados abiertos, competitivos y autosostenibles, y una regulación autónoma y con base en criterios de eficiencia económica.
 - b. Las características y organización de las actividades de regulación sectorial, y la puesta en operación y funcionamiento de la ANEEL.
 - c. La organización y funciones de la institución que se constituirá como OIS.
 - d. La organización futura del sistema de transmisión, y el impacto e inserción de la línea de interconexión Norte-Sur en el nuevo sistema, así como la adopción de criterios económicos para la regulación de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
 - e. La situación financiera general del sector, y la continuidad de las actuales políticas tendientes a mantener niveles de financiamiento y endeudamiento adecuados.
 - f. La continuidad en el desempeño de vitales funciones sectoriales y su adaptación al nuevo modelo sectorial, especialmente de actividades tales como el financiamiento de proyectos, planeamiento indicativo, uso eficiente de la energía y control de impactos ambientales.
- 1.27 Adicionalmente, las actividades del Componente de Fortalecimiento Institucional (CFI) del Proyecto están destinadas a apoyar la implantación de las reformas y, dado que se extenderían más allá de la finalización de las obras físicas del Proyecto, facilitarían la continuidad en el monitoreo del Plan de Acción una vez concluidos los desembolsos asociados a las inversiones físicas del Proyecto.

H. Estrategia y fundamento de la participación del Banco

- 1.28 El Gobierno Federal de Brasil ha establecido como objetivos principales de su política macroeconómica desarrollar 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 busca estimular a la iniciativa privada 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 la energía, y preservando el medio ambiente.

- 1.29 En este sentido el Gobierno de Brasil está implantando reformas para aumentar la participación privada en el sector energía. Mientras esta participación se desarrolla y consolida, el Banco busca 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.
- 1.30 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.
- 1.31 Los elementos principales de la estrategia de los préstamos del Banco procuran apoyar las siguientes áreas:
 - a. Modernización del Estado: Se da prioridad al mejoramiento de la capacidad de planificación y gerenciamiento, a la reforma de las actividades del sector público y a la reforma fiscal. El Proyecto propuesto contribuye a ese objetivo mediante el fortalecimiento de las funciones de regulación, fiscalización y planeamiento indicativo que debe desempeñar el Estado en el marco del nuevo modelo organizativo del sector eléctrico.
 - 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 permitirá la interconexión de los dos grandes sistemas eléctricos del Brasil, permitiendo la optimización conjunta de ambos sistemas con fuertes beneficios económicos.
 - c. Sectores sociales, saneamiento básico y medio ambiente: Los aspectos pertinentes del Proyecto resultan de la disminución del riesgo de fallas y racionamientos en el suministro eléctrico en la región más poblada y de mayor importancia económica del país, que de producirse traerían aparejados la pérdida de producción e ingresos en las zonas afectadas. También al facilitar el aprovechamiento óptimo de la capacidad hidráulica ya instalada, la línea permitirá la utilización de

recursos hidroeléctricos que hoy son desaprovechados, y marginalmente la sustitución de generación térmica contribuyendo a la mitigación de la contaminación atmosférica.

- 1.32 El Proyecto también se enmarca dentro de las prioridades nacionales hasta el año 1998, confirmadas en agosto de 1996 por el Gobierno Federal en un Plan de Metas y en los acuerdos del Banco con el gobierno. La prioridad del Proyecto fue ratificada durante la última Misión de Programación, en julio de 1997.
- 1.33 Mediante la presente operación el Banco volvería a participar en el financiamiento del sector eléctrico brasileño a través de un proyecto altamente prioritario, aunque en un nuevo contexto y apoyando el proceso de reestructuración del mayor sector eléctrico de la Región, lo cual se enmarca perfectamente dentro de la nueva política de servicios públicos aprobada en 1996. La participación del Banco en la actual etapa de reorganización del sector eléctrico facilitaría futuras operaciones del Banco en el mismo, estableciendo un marco apropiado tanto para el soporte a proyectos privados en las distintas etapas del servicio eléctrico, como también a nuevas inversiones en áreas que continúen en la órbita del sector público (expansión de la transmisión; apoyo a la extensión del servicio eléctrico o a la provisión de servicios de energía a localidades aisladas).

II. EL PROYECTO

A. Objetivo

- 2.1 El propósito del Proyecto es atender la demanda de energía eléctrica por parte del servicio público de electricidad, al más bajo costo económico posible, permitiendo la optimización conjunta de los dos grandes sistemas eléctricos del país, actualmente no interconectados. Asimismo, el Proyecto apoyará la implementación del proceso de reestructuración sectorial a través de las actividades de fortalecimiento institucional, orientadas en especial al establecimiento de la ANEEL, al desarrollo del planeamiento indicativo y al fortalecimiento de la gestión ambiental del sector eléctrico.

B. Descripción del Proyecto

- 2.2 Los componentes de inversión están constituidos por líneas y subestaciones que conforman un Proyecto único desde el punto de vista técnico y económico, y que se describen someramente a continuación:

a. La línea de Interconexión Norte-Sur a 500 kV, circuito sencillo, con potencia natural (SIL) de 1.300 MW, conectará la subestación Imperatriz, situada en el estado de Maranhao con la subestación Serra da Mesa en el estado de Goiás y comprende una extensión de 1.030 km dividida en los siguientes tramos: Imperatriz - Darcinópolis (166 km), Darcinópolis - Colinas (177 km), Colinas - Miracema (174 km), Miracema - Gurupi (255 km) y Gurupi - Serra da Mesa (258 km). Adicionalmente, el Proyecto incluye la construcción del tramo Serra da Mesa - Samambaia, con 249 km e iguales características que el tronco principal de interconexión, el cual está destinado a reforzar el sistema de transmisión de Furnas. En total, el Proyecto comprende la construcción de 1.279 km de líneas.

b. Serán construidas tres nuevas subestaciones en los municipios de Gurupi, Miracema y Colinas del estado de Tocantins y ampliadas las subestaciones de Samambaia (Distrito Federal), Serra da Mesa (Goiás), Imperatriz (Maranhao), Presidente Dutra (Maranhao) y Marabá (Pará).

- 2.3 El CFI está integrado por tres sub-componentes: (i) Apoyo al Establecimiento de la ANEEL; (ii) Actualización del Inventario de Proyectos Hidroeléctricos; y (iii) Fortalecimiento de la Gestión Ambiental del Sector.

C. Metas

- 2.4 La ejecución del Proyecto permitirá, a partir de 1999, que esté disponible una capacidad de interconexión de 1.000 MW que permitirá

una ganancia energética del orden de los 600 MW medios anuales. Ello producirá ahorros por menor costo variable de la generación térmica, del orden de US\$15 millones anuales (ver Anexo II-3, Marco Lógico).

D. Resultados

2.5 Los principales resultados del Proyecto se esperan para comienzos de 1999 y serán los siguientes:

- a. Estará en operación la línea Imperatriz-Serra da Mesa-Samambaia de 500 kV y 1.279 km de longitud total construidos con estructuras autoportantes en acero galvanizado, con 4 conductores empaquetados (bundle) por fase de 954 MCM, 45/7 tipo Rail, con cables de guarda tipo OPGW (fibra óptica) y con potencia natural (SIL) de 1.300 MW.
- b. Estarán en operación las tres nuevas subestaciones de Colinas, Miracema y Gurupi con sus equipos de control, medida, protección y comunicaciones. Estas subestaciones contendrán, en total, 8 bancos de reactores de línea de 136 MVar cada uno, más 5 bancos de capacitores serie fijos de 161 MVar cada uno.
- c. Estará en operación la ampliación de la subestación Imperatriz con sus equipos de medida, control, protección y comunicaciones. Esta ampliación contendrá un banco de compensación serie controlable (TCSC) de 108 MVar, 2 bancos de reactores de línea de 136 MVar cada uno y 3 bancos de capacitores serie fijos con 161, 390 y 451 MVar para un total de 1.002 MVar instalados en capacitores serie fijos.
- d. Estará en operación la ampliación de la subestación Serra da Mesa con sus equipos de medida, control, protección y comunicaciones. Esta ampliación contendrá un banco de compensación serie controlable (TCSC) de 108 MVar y 2 bancos de reactores de línea de 136 MVar cada uno.
- e. Estará en operación la ampliación de la subestación Samambaia con sus equipos de medida, control, protección y comunicaciones. Esta ampliación contendrá un banco de reactores de línea de 136 MVar, 3 autotransformadores monofásicos de 350 MVA cada uno para un incremento total de 1050 MVA en la transformación de 500/345/13,8 kV y un banco de capacitores serie fijos de 345 kV y 150 MVar.
- f. Estarán en operación las ampliaciones de las subestaciones Marabá y Presidente Dutra con sus equipos de medida, control, protección y comunicaciones. Cada una de estas ampliaciones contendrá 2 bancos de capacitores serie fijos distribuidos así: en Marabá uno de 348 MVar y otro de 283 MVar; en Presidente Dutra, uno de 390 MVar y otro de 451 MVar.

- g. Las actividades de Apoyo al Establecimiento de la ANEEL estarán culminadas en diciembre de 1999. Los estudios referentes a la Expansión de la Transmisión e Identificación de Nuevos Proyectos estarán culminados a más tardar en abril de 1999 y, en junio del año 2000, estará finalizada la Actualización del Inventario de Proyectos Hidroeléctricos. En junio de 1999 estarán culminadas las actividades de Fortalecimiento de la Gestión Ambiental.

E. Costo y financiamiento

- 2.6 Para la preparación y administración del Proyecto se han estimado los siguientes costos:

- 1. Ingeniería y administración (US\$48.600.000)

- a. Ingeniería (US\$21.000.000)

- 2.7 Las tareas de ingeniería previstas son las de desarrollo de la ingeniería de detalle de la línea y de las subestaciones. Están incluidos en este rubro los Estudios Eléctricos Preoperacionales, investigaciones técnicas especializadas que requiere la ingeniería de detalle para perfeccionar los diseños de las subestaciones, ajustar los parámetros del sistema, definir los límites eléctricos entre subsistemas para recalibrar las protecciones y los análisis de detalle destinados a especificar la instalación de los equipamientos de compensación.

- b. Supervisión técnica (US\$21.000.000)

- 2.8 Este rubro comprende la supervisión e inspección de la fabricación de los equipos principales y de la ejecución de las obras en el campo. También incluye el enlace de los trabajos de las oficinas de suministros de bienes y servicios y de desarrollo de los diseños ejecutivos, con los de construcción en el campo, además de la supervisión de la ejecución de los estudios previstos.

- c. Supervisión ambiental (US\$2.600.000)

- 2.9 Este rubro comprende la supervisión de la ejecución de los programas de mitigación y compensación ambiental.

- d. Administración (US\$4.000.000)

- 2.10 Este rubro incluye los costos incrementales de personal administrativo y otros gastos de la UEP creada por Eletrobrás para administrar los financiamientos otorgados a ella por organismos internacionales de crédito, además de los costos incrementales correspondientes de Furnas y Eletronorte que prestarán apoyo administrativo, contable y legal para la ejecución del Proyecto.

2. Componente de inversión (US\$720.196.000)
 - 2.11 El Proyecto comprende los siguientes componentes específicos:
 - a. Líneas de transmisión (US\$321.677.000)
 - 2.12 Están constituidas por los siguientes tramos a 500 kV:
(i) Imperatriz - Colinas (US\$88.809.000); (ii) Colinas - Miracema (US\$45.052.000); (iii) Miracema - Gurupi (US\$62.844.000); Gurupi - Serra da Mesa (US\$63.594.000); Serra da Mesa - Samambaia (US\$61.378.000).
 - b. Construcción de subestaciones (US\$175.781.000)
 - 2.13 Están incluidas las siguientes subestaciones nuevas: (i) Colinas (US\$60.560.000); (ii) Miracema (US\$49.670.000); y (iii) Gurupi (US\$65.551.000).
 - c. Ampliación de subestaciones (US\$200.558.000)
 - 2.14 Comprende la ampliación de las siguientes subestaciones: (i) Maraba (US\$25.788.000); (ii) Presidente Dutra (US\$35.500.000); (iii) Imperatriz (US\$70.950.000); (iv) Serra da Mesa (US\$23.522.000); y (v) Samambaia (US\$44.798.000).
 - d. Capacitores serie controlables (US\$22.180.000)
 - 2.15 Comprende la instalación de dos bancos de compensación serie controlable, uno en la subestación Imperatriz y otro en la subestación Serra da Mesa, a un costo unitario de US\$11.090.000.
 3. Costos indirectos (US\$24.605.000)
 - 2.16 Comprende la adquisición de derechos de vía (US\$12.005.000) y la ejecución de las actividades de control, mitigación y protección del medio ambiente (US\$12.600.000) excluyendo su supervisión que está considerada dentro de los sub-componentes de Ingeniería y Administración.
 4. Costos concurrentes (US\$1.700.000)
 - 2.17 Comprende la ejecución de los Estudios de Expansión de la Transmisión y la Identificación de Nuevos Proyectos.
 5. Fortalecimiento institucional (US\$3.850.000)
 - 2.18 Comprende las actividades de Fortalecimiento de ANEEL (US\$1.400.000), la Actualización de los Inventarios de Proyectos Hidroeléctricos (US\$1.050.000) y las actividades de Fortalecimiento de la Gestión Ambiental (US\$1.400.000).

6. Otros costos (US\$137.049.000)

- 2.19 Se estimó que los imprevistos (US\$35.293.000) constituyen alrededor del 5% de los costos directos, concurrentes e indirectos del Proyecto. Los escalamientos (US\$ 21.905.000) fueron calculados a partir de los índices de inflación doméstica e internacional utilizados por el Banco.
- 2.20 Los gastos financieros suman US\$79.851.000 distribuidos así: (a) Intereses durante la construcción por US\$75.468.000; (b) Comisión de crédito por US\$1.013.000; e (c) Inspección y vigilancia por US\$3.370.000. Los gastos financieros se calcularon con base en las condiciones vigentes para los préstamos del Banco y una tasa estimada del 3% para la financiación del JEXIM. Los gastos de Inspección y Vigilancia incluyen un 0,1% correspondiente a la comisión de administración de los recursos del cofinanciamiento que sería cargada por el Banco al JEXIM y, a su vez, repasada por éste a Eletrobrás.
- 2.21 El Proyecto tendrá un costo total equivalente a US\$936 millones, que serían financiados de la siguiente manera: (i) US\$307 millones con recursos del Banco, provenientes del Capital Ordinario (CO), que serán empleados como única fuente de financiamiento para la adquisición de las compras de bancos de compensación, de equipos de maniobra, de equipos de control, protección y comunicaciones, de los Estudios Eléctricos Preoperacionales, de la actividad de Gerenciamiento del Proyecto incluida en el rubro de Supervisión Técnica, de la Supervisión Ambiental, del CFI y de los gastos de inspección y vigilancia, más una parte del financiamiento destinado a la adquisición de conductores; (ii) un monto equivalente a US\$300 millones, con recursos provenientes del JEXIM como única fuente de financiamiento para la adquisición de cable de guarda con fibra óptica (OPGW), de los transformadores de corriente, potencial y pararrayos, de la construcción de las subestaciones y de las líneas, más la parte complementaria al financiamiento del BID para la adquisición de conductores; y (iii) el resto, US\$329 millones, con recursos propios de Eletrobrás, para atender exclusivamente la adquisición de reactores y transformadores de potencia y la compra de estructuras para líneas (los equipamientos con licitaciones más tempranas), los costos indirectos, los intereses durante la construcción, la comisión de crédito y para complementar la parte financiada de los costos de Ingeniería y Administración y de las demás Componentes de Inversión.
- 2.22 El Cuadro II-1 muestra los componentes del Proyecto y las fuentes de financiamiento de cada uno de ellos.

CUADRO II-1 Costos del Proyecto (en miles de US\$)					
DESCRIPCIÓN		TOTAL	BID	CONTRAPARTIDA LOCAL	
				JEXIM	ELETRÓBRAS
1.	INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	48.600	3.915	0	44.685
1.1	Ingeniería	21.000	900	0	20.100
1.2	Supervisión técnica	21.000	415	0	20.585
1.3	Supervisión ambiental	2.600	2.600	0	0
1.4	Administración	4.000	0	0	4.000
2.	COMPONENTE DE INVERSIÓN	720.196	281.139	279.778	159.279
2.1	Líneas de transmisión	321.677	38.222	212.498	70.957
2.2	Construcción subestaciones	175.781	88.889	37.797	49.095
2.3	Ampliación subestaciones	200.558	132.041	29.483	39.034
2.4	Capacitores serie controlables	22.180	21.987	0	193
3.	COSTOS INDIRECTOS	24.605	0	0	24.605
3.1	Derechos de vía	12.005	0	0	12.005
3.2	Medio ambiente	12.600	0	0	12.600
4.	COSTOS CONCURRENTES	1.700	1.700	0	0
5.	FORTEALECIMIENTO INSTITUCIONAL	3.850	3.850	0	0
5.1	Fortalecimiento de ANEEL	1.400	1.400	0	0
5.2	Actualiz. inventario proy. hidroeléctricos	1.050	1.050	0	0
5.3	Fortalecimiento de gestión ambiental	1.400	1.400	0	0
6.	GASTOS CONTINGENTES	57.198	13.326	20.222	23.650
6.1	Imprevistos	35.293	2.659	9.231	23.403
6.2	Escalamiento de costos	21.905	10.667	10.991	247
7.	SUB-TOTALES	856.149	303.930	300.000	252.219
8.	COSTOS FINANCIEROS	79.851	3.070	0	76.781
8.1	Intereses	75.468	0	0	75.468
8.2	Comisión de crédito	1.013	0	0	1.013
8.3	Inspección y vigilancia	3.370	3.070	0	300
TOTAL GENERAL		936.000	307.000	300.000	329.000
Porcentajes (%)		100,0	32,8	32,1	35,1

III. EJECUCIÓN DEL PROYECTO

A. El ejecutor

- 3.1 Eletrobrás, empresa pública federal, será responsable por la ejecución del Proyecto a través de sus empresas controladas Furnas y Eletronorte, que están a cargo de todos los aspectos técnicos, de adquisiciones, ejecución de las obras y supervisión.
- 3.2 La preparación y ejecución del Proyecto está siendo coordinada por una Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP), constituida en Eletrobrás. La UEP tiene un Comité Director, dependiente del Presidente de la empresa, coordinado por el Director de Planeamiento e Ingeniería de Eletrobrás y en el que participan los Directores de Ingeniería y Construcción de Furnas y Eletronorte. Del Comité Director depende un Comité Ejecutivo coordinado por Eletrobrás y también integrado por los Supervisores de Construcción de Furnas y Eletronorte, a cuyo cargo están las tareas de gestión y seguimiento de la ejecución del proyecto. Dependiendo de la UEP funcionan un Núcleo de Apoyo con personal dedicado exclusivamente al Proyecto, y las Unidades de Gestión Técnica, de Gestión Financiera y de Gestión Ambiental. Estas Unidades están compuestas por funcionarios de Eletrobrás, Furnas y Eletronorte y actúan dentro de las organizaciones de dichas Empresas, y con apoyo de consultorías.
- 3.3 Para la supervisión técnica de la ejecución del Proyecto, la UEP contará con el apoyo de una firma consultora a ser contratada mediante Concurso Público Internacional (CPI). La gestión ambiental durante la ejecución del Proyecto se realizará siguiendo un esquema vinculado a la UEP que incluye: (i) la contratación de empresa consultora mediante CPI para realizar la supervisión ambiental de las obras y manejar la implementación de los programas ambientales de mitigación y de compensación ecológica y socio-económica; y (ii) la contratación de un auditor ambiental independiente para verificar periódicamente el cumplimiento de las medidas ambientales previstas en los estudios ambientales aprobados por el Banco.

B. Diseños de ingeniería y planos de construcción

- 3.4 El levantamiento de la información de campo requerida para el diseño final de la línea de interconexión ha sido concluido, y se encuentra próximo a concluir el dibujo y el plantillado, no previéndose demoras por estos aspectos.
- 3.5 Los diseños básicos de las subestaciones se encuentran terminados y las especificaciones de los equipos principales están concluidas. Como es usual en este tipo de proyectos, las labores de ingeniería por realizar corresponden a la ingeniería de detalle que se debe ejecutar después de adjudicar los equipos. De igual modo, para la definición de algunos equipamientos las alternativas dependen de

los oferentes, y el respectivo análisis de ingeniería será efectuado por el ejecutor como parte de la ingeniería del Proyecto o, eventualmente, con apoyo de consultores dentro de los Estudios Eléctricos Preoperacionales.

C. Terrenos y servidumbres

- 3.6 Las franjas de terrenos de las líneas están totalmente definidas y para su utilización se requiere constituir servidumbres pero no se contemplan adquisiciones en razón a las características de uso del suelo. De acuerdo con la amplia experiencia de Furnas y Eletronorte en la construcción de líneas de transmisión, se estima que no ocurrirán dificultades para la constitución de las servidumbres requeridas pero, en caso de presentarse, los mecanismos previstos en la legislación brasileña (Decreto de Utilidad Pública), permitirían solucionarlas sin ocasionar retrasos de consideración.
- 3.7 Las ampliaciones de subestaciones cuentan con lotes disponibles, incluyendo el lote requerido en la subestación Imperatriz, que ya fue adquirido. En cuanto a los lotes de las subestaciones nuevas, ya fue adquirido el correspondiente a Gurupi y están en la fase final de adquisición los correspondientes a Colinas y Miracema.

D. Impacto ambiental y social

- 3.8 El proceso de evaluación del impacto ambiental del Proyecto comprendió dos Estudios de Impacto Ambiental (EIA) distintos: (i) EIA/Relatório de Impacto de Meio Ambiente (RIMA) correspondiente al trecho Subestación Imperatriz-UHE Serra da Mesa, de responsabilidad de Eletrobrás; y (ii) EIA/RIMA del trecho Serra da Mesa-Samambaia I y II, de responsabilidad de Furnas. En ambos casos el Banco recomendó la realización de tareas adicionales encaminadas a mejorar el detalle y evaluación de los impactos ambientales, así como para la inclusión o mayor elaboración de programas de mitigación y compensación. Estos programas fueron integrados en documentos llamados *Projetos Básicos Ambientais* (PBA), los cuales son requeridos para la concesión de la Licencia de Instalación (LI), la que autoriza el inicio de las obras del Proyecto. Ambos EIAs y PBAs fueron concluidos y cuentan con las licencias ambientales exigidas por la legislación del país (Licencia Previa y LI), y fueron puestos a la disposición del público, mediante avisos publicados en la prensa de las capitales de todos los estados atravesados por la línea a partir del 15 de agosto de 1997.
- 3.9 Con relación a los impactos ambientales potenciales, por tratarse de una línea cuyo principal objetivo es la optimización de los sistemas interconectados a través del aprovechamiento de excedentes estacionales en las regiones Norte y Sur, los principales impactos se restringen a los aspectos físico-bióticos en las áreas adyacentes a la faja de servicio, a las subestaciones y a las obras complementarias y de apoyo (caminos de acceso, campamentos).

Fueron estudiadas diversas alternativas de traza, y se adoptó la que minimiza la interferencia con áreas sensibles u ocupadas por asentamientos humanos. Los programas de compensación ecológica exigidos por la legislación federal fueron acordados con el *Instituto Brasileiro de Meio Ambiente* (IBAMA) y están siendo convenidos con los órganos ambientales de los diferentes estados. La línea atravesará áreas de escasa ocupación por lo que no será necesario el reasentamiento de población. Las expropiaciones de viviendas, así como las reubicaciones dentro del mismo predio rural serán mínimas, y están adecuadamente atendidas mediante un programa específico. Las nuevas tecnologías de construcción de líneas de transmisión (utilización de torres más altas, tendido de cables por helicópteros, etc.), permiten que la línea sea implantada en áreas más sensibles, con un mínimo de deforestación de la faja de servidumbre, lo que minimiza el impacto ambiental de tales obras. Por otra parte, los contratos de ejecución de las obras incluirán la obligación del contratista de cumplir con todas las medidas ambientales previstas en los estudios ambientales.

- 3.10 En el trecho Imperatriz-Serra da Mesa, los estudios ambientales en la fase de anteproyecto fueron realizados en forma simultánea con la concepción técnica del Proyecto, en coordinación con los equipos responsables de los aspectos de ingeniería. Estos estudios indican que las interferencias sobre el medio ambiente no serán significativas ya que no serán alcanzadas áreas indígenas o protegidas. Algunos de los impactos previstos podrán ser minimizados utilizando técnicas constructivas que permiten un mínimo de interferencia ambiental y códigos de conductas de los obreros que minimicen los conflictos con las comunidades locales. La traza de la línea fue cambiada para evitar la expropiación de 161 viviendas en áreas urbanas pertenecientes a personas de bajos ingresos, en dos ciudades del Estado de Maranhão. En este trecho deberán ser relocalizadas 13 viviendas en el área rural, lo que implica solamente cambiar la ubicación de la vivienda en el mismo predio.
- 3.11 En el caso del trecho Serra da Mesa-Samambaia, la línea atraviesa el área indígena Avá-Canoeiro, y el trazado es paralelo a una línea de transmisión existente. El impacto potencial de la nueva línea ya fue tomado en cuenta durante la discusión pública de los impactos ambientales debidos a la construcción de la Usina Hidroeléctrica (UHE) Serra da Mesa y sus líneas de transmisión, que resultó en un convenio firmado entre Furnas y la *Fundação Nacional de Proteção ao Índio* (FUNAI) en junio de 1992, en el cual Furnas asumió total responsabilidad por la pequeña comunidad de indios remanentes (6 personas). Asimismo, el tema fue extensamente discutido en el Congreso Nacional, lo cual se reflejó en el Decreto Legislativo que autorizó el funcionamiento de la UHE de Serra da Mesa, que determina que Furnas debe donar a los indios un área equivalente al área inundada por la presa, lo cual está en vías de ejecución. Se recomienda que hasta 12 meses después de la firma del Contrato de Préstamo, el Prestatario presente evidencia de que estas tierras han sido adquiridas y están en posesión legal de la comunidad indígena. Por otro lado, como parte del acuerdo, el

gobierno reconoció formalmente, en octubre de 1996, la posesión permanente de las 38.000 ha de la tierra indígena Avá-Canoeiro y está reubicando las 64 familias asentadas ilegalmente en el área. En este trecho, un total de 19 residencias serán afectadas por la línea (once rurales y ocho urbanas). Los criterios de indemnización son adecuados y ya se formalizaron acuerdos con 16 de estas familias. Asimismo, la traza de la línea fue cambiada para evitar interferencias con una área de reasentamiento rural del *Instituto Nacional de Reforma Agraria* (INCRA) en la municipalidad de Minacu, Goiás.

- 3.12 De acuerdo con los TdR establecidos, la consultora encargada de la supervisión ambiental de las obras y de la gestión de la implementación de los programas de compensación y mitigación deberá presentar al ejecutor informes bimensuales del estado de avance de los trabajos, los cuales deberán ser auditados por el auditor ambiental independiente. Con base en estos informes y eventuales visitas de campo, el auditor presentará al ejecutor y al Banco informes bimensuales sobre el estado de cumplimiento de las medidas ambientales, durante la ejecución de las obras.
- 3.13 Para asegurar una adecuada implementación de las medidas ambientales previstas, se recomienda que el Contrato de Préstamo incluya las siguientes cláusulas contractuales:
- a. Antes del primer desembolso el ejecutor deberá presentar al Banco evidencia de que: (i) fue contratada la empresa consultora que ejecutará la supervisión ambiental de las obras y la gestión de la implementación de los programas de mitigación y compensatorios; y (ii) fue contratado el Auditor Ambiental independiente.
 - b. A los cuatro meses de la firma del Contrato de Préstamo, fueron firmados los convenios con IBAMA, *Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hidricos do Estado do Maranhão* (SEMA), *Natureza de Tocantins* (Naturatins), y *Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Goiás* (FEMAGO), para la implantación de los programas de compensación ecológicos.
 - c. A los dieciocho meses de la firma del contrato de préstamo, el ejecutor deberá presentar evidencia de que están siendo implementados, de acuerdo con sus respectivos cronogramas, todos los programas de compensación socioeconómica y ecológica y mitigación previstos en los PBA aprobados por el Banco.

E. Actividades de Fortalecimiento Institucional

- 3.14 El Proyecto incluye actividades que apoyarán el proceso de reestructuración y en general el desarrollo del sector eléctrico, además de asistencias técnicas para asegurar la ejecución adecuada del Proyecto. El denominado CFI contempla tres grupos de actividades: (i) Apoyo al Establecimiento de la ANEEL; (ii) Actualización del Inventario de Proyectos Hidroeléctricos; y (iii)

Fortalecimiento de la gestión ambiental del sector. A continuación se presenta una breve descripción de las tres áreas que comprende el CFI.

- 3.15 La ANEEL fue creada por la Ley 9.247 de 1996 y está actualmente en proceso de ser institucionalizada. Constituirá el órgano regulador del sector eléctrico, con amplias funciones en materia de reglamentación, control y fiscalización, fijación de tarifas, mediación en conflictos e instancia de apelación, y protección de los usuarios. El marco legal permitirá a ANEEL contar con la necesaria autonomía para asegurar el adecuado desempeño de sus funciones. Las actividades incluidas dentro del CFI abarcarán: (i) estructuración organizacional y desarrollo de procedimientos internos de la agencia; (ii) reglamentación del libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución; y (iii) capacitación y asistencias externas en temas regulatorios de competencia de ANEEL. También se prevé la adquisición de equipamiento informático y programas computacionales.
- 3.16 Los cambios que están siendo instrumentados en el sector requieren la elaboración de planes indicativos para orientar las decisiones de inversión de largo plazo de los operadores del sector. Una de las mayores prioridades es la actualización del inventario de proyectos hidroeléctricos, de manera de contar con datos técnicos y de costos que permitan simultáneamente obtener resultados más confiables en los planes indicativos y reducir la incertidumbre para los inversores privados. En la misma línea, y como parte de los costos concurrentes del Proyecto, se prevé también un estudio para el perfeccionamiento de los modelos de planeamiento de la expansión conjunta de la generación y la transmisión, de forma de incorporar las incertidumbres resultantes de la privatización de la capacidad de generación, aumentar la flexibilidad de las soluciones y lograr una mejor integración en la planeación conjunta entre generación y transmisión. Asimismo, esta actividad permitiría identificar nuevas inversiones prioritarias para el sistema de transmisión.
- 3.17 El objetivo del programa de fortalecimiento ambiental de Eletrobrás es capacitar al Departamento de Medio Ambiente (DPA) de Eletrobrás para ejercer sus funciones en el futuro modelo del sector eléctrico brasileño, que está siendo formulado por el gobierno y también atender a las necesidades de gestión ambiental del Proyecto. El Programa comprende: (i) la realización de estudios específicos para la producción y sistematización de conocimiento sobre la temática ambiental referente a proyectos del sector; (ii) el entrenamiento y capacitación del equipo del DPA en temas relativos a técnicas de preparación y análisis de proyectos, así como la supervisión y seguimiento ambiental de proyectos del sector; (iii) entrenamiento y preparación de guías para la realización de auditorías ambientales en proyectos de generación de energía, con énfasis especial en la determinación del pasivo ambiental y social existente en proyectos a ser privatizados; y (iv) refuerzo del equipo técnico del DPA durante el período de implementación del

proyecto de la línea. Se recomienda que a los dieciocho meses de la firma del contrato, el ejecutor deba presentar al Banco evidencia de que fueron implementadas las recomendaciones de los estudios previstos en el Programa de Fortalecimiento Ambiental de Eletrobrás.

- 3.18 Las restantes actividades de apoyo institucional y a la ejecución del Proyecto estarán a cargo de Eletrobrás y comprenden los Estudios Eléctricos Preoperacionales, que forman parte de la ingeniería del Proyecto y se incluyen en el rubro homónimo, y las supervisiones técnica y de la ejecución y gestión ambiental del Proyecto, que forman parte de los gastos de Supervisión.
- 3.19 Se cuenta con TdR preliminares para las actividades arriba mencionadas, y se recomienda que el Contrato de Préstamo prevea la presentación al Banco de los TdR definitivos de cada actividad por lo menos 30 días antes del envío para aprobación del Banco de las respectivas Bases de Concurso o pedido de autorización para proceder a la solicitud de ofertas. Asimismo, para el monitoreo de los resultados de estas actividades, se recomienda que a los nueve meses de la firma del Contrato de Préstamo el Ejecutor presente al Banco evidencia de que fueron contratados todos los estudios y servicios previstos en el Proyecto, o que están siendo implantados los programas de capacitación, lo que aplique en cada caso, y seis meses después de su finalización, una propuesta de medidas con base en los resultados y recomendaciones de los estudios previstos.

F. Procedimientos de ejecución y de licitación

- 3.20 Como regla general, las adquisiciones y contrataciones de servicios y obras que serán financiados por el Banco y el JEXIM se llevan a cabo conforme a los procedimientos del Banco. La Licitación Pública Internacional (LPI) será obligatoria para adquisiciones de bienes cuyo valores excedan US\$350.000, y US\$5 millones para obras de construcción, y el CPI para trabajos de consultoría que excedan los US\$200.000. Estos límites se justifican tomando en cuenta que en proyectos similares en el país, no se presentaron empresas oferentes de terceros países cuando los montos fueron inferiores a dichos valores.
- 3.21 Todas las LPI previstas para adquisiciones de bienes y para obras de construcción están abiertas y cuentan con aprobación por parte del Banco. Se trata en total de 15 convocatorias de las cuales 11 comprenden adquisiciones de capacitores serie y paralelo, de disyuntores y seccionadores, de cable de guarda con fibra óptica (OPGW), de equipos de control, comando y protección, de transformadores de corriente, potencial y pararrayos, y las 4 restantes la construcción de líneas y de subestaciones con el suministro de equipos diversos a título de materiales menores. Las 15 convocatorias mencionadas prevén financiamiento internacional por parte del BID o del JEXIM.

3.22 Los CPI para la adquisición de servicios estarán abiertos a partir de octubre de 1997 y comprenden los estudios de Estructuración Organizacional y de Regulación del Acceso a la Transmisión y a la Distribución, la Actualización del Inventario de Proyectos Hidroeléctricos, la Metodología de Evaluación Económica de Efectos Ambientales de Proyectos del Sector Eléctrico, los Estudios Eléctricos Preoperacionales y los Estudios de Expansión de la Transmisión e Identificación de Nuevos Proyectos.

3.23 En cuanto a las Licitaciones Públicas Nacionales (LPN), serán financiadas exclusivamente con recursos de la contrapartida local y proceden de acuerdo a la legislación nacional, de manera compatible con las políticas de adquisiciones del Banco. Las LPN abarcan reactores y transformadores de potencia y el suministro de estructuras de líneas de transmisión y serán adjudicadas durante septiembre de 1997; su costo directo de inversión se estima en US\$148,4 millones, que representa el 21% del costo del componente de inversión del Proyecto.

G. Licitación y contratación anticipada de bienes y servicios, y reconocimiento de gastos previos

3.24 A fin de poder cumplir con el cronograma establecido se consideró necesario comenzar la adquisición de equipamientos prioritarios antes del inicio del período de ejecución del Proyecto. El Banco, a solicitud del Ejecutor, autorizó el inicio del proceso de adquisiciones a partir de marzo de 1997. Todos los procesos licitatorios internacionales han sido iniciados y proceden siguiendo las normas del Banco; los pliegos de licitación adoptados han sido revisados por el Banco, habiéndolos encontrado satisfactorios.

3.25 Las licitaciones anticipadas corresponden a la compra de equipos de compensación y de maniobra de subestaciones de 500 kV, los cuales son de relativa complejidad, requieren plazos de fabricación del orden de un año que no son controlables por el ejecutor, y deben estar oportunamente disponibles para su instalación y pruebas. Cabe señalar que Eletrobrás dio a los llamados a licitación una publicidad más amplia que la exigida por las normas del Banco, con el objeto de otorgarles mayor difusión y facilitar la participación de empresas no brasileñas interesadas.

3.26 Atendiendo los trabajos de ingeniería ya realizados y las LPN en curso (ver párrafo 3.23), serán reconocidos como gastos previos con cargo a la contrapartida local los efectuados a partir del 26 de febrero de 1997, que se estima ascenderán a la suma de US\$38,1 millones distribuidos así: (i) US\$8,9 millones, por concepto de costos de ingeniería; (ii) US\$13,7 millones, por adquisición de reactores y transformadores de potencia; (iii) US\$5,7 millones por construcción de obras civiles y montaje de líneas de transmisión; y (iv) US\$9,8 millones, por adquisición de estructuras de líneas de transmisión.

H. Períodos de ejecución y de desembolsos, y calendario de inversiones

- 3.27 El período de ejecución del Proyecto será de 3 años y el de desembolsos de 3½ años. Estos plazos son compatibles con el tipo y volumen de las obras del Proyecto, con los plazos de fabricación de los equipos y los procedimientos constructivos y de montaje, con los alcances del fortalecimiento institucional previsto, y con la capacidad institucional del organismo ejecutor.
- 3.28 El Anexo III-2 contiene el plan tentativo de las principales adquisiciones. Las adquisiciones para subestaciones están agrupadas en: reactores y transformadores de potencia; equipos de compensación; equipos de control, protección y telecomunicaciones; disyuntores y seccionadores; y en transformadores de corriente, potencial y pararrayos. Las adquisiciones para líneas comprenden: estructuras; conductores; y cable de guarda con fibra óptica (OPGW). Las construcciones comprenden obras civiles, montaje y suministro de materiales diversos tanto para subestaciones como para líneas. Las adquisiciones de servicios comprenden los estudios para el Establecimiento de ANEEL; la Actualización del Inventario de Proyectos Hidroeléctricos; los estudios para el Fortalecimiento de la Gestión Ambiental; los Estudios Eléctricos Preoperacionales; el Gerenciamiento del Proyecto; la supervisión de las actividades ambientales; y los Estudios de Expansión de la Transmisión e Identificación de Nuevos Proyectos.
- 3.29 De acuerdo con la nueva política del Banco en materia de anticipo de fondos, se prevé la constitución de un Fondo Rotatorio de hasta el 5% de los recursos del financiamiento a cargo del Banco.

I. Operación y mantenimiento

- 3.30 El mantenimiento actual de las instalaciones de transmisión del sistema Eletrobrás es adecuado. Las reformas institucionales y organizativas que están teniendo lugar en el sector eléctrico determinarán las responsabilidades futuras tanto con respecto a la operación eléctrica como al mantenimiento físico de las instalaciones correspondientes a la Interconexión Norte-Sur.
- 3.31 La operación eléctrica de esta línea estaría a cargo del OIS y, para fines operativos, sería controlada por tramos, desde los diferentes centros regionales de despacho. La operación de la Interconexión Norte-Sur en el marco de un sistema centralizado de operación y despacho económico de cargas permitirá que efectivamente se obtengan los beneficios esperados del Proyecto.
- 3.32 Con relación a las obras del Proyecto, el prestatario deberá comprometerse a mantener adecuadamente las líneas y subestaciones de acuerdo a normas técnicas aceptables, y deberá presentar al Banco antes de diciembre de 1998 un plan de mantenimiento satisfactorio. Eletrobrás deberá presentar anualmente al Banco, con anterioridad al 31 de diciembre de cada año y por un período de 10 años a partir de diciembre de 1999, informes de mantenimiento

que incluirán, entre otros, una evaluación de los resultados del mantenimiento del año transcurrido, y el plan para el siguiente año fiscal, incluyendo su propuesta presupuestaria para llevarlo a cabo.

- 3.33 El mantenimiento físico de la línea será responsabilidad de las nuevas compañías transportadoras a ser creadas sobre la base de las actuales empresas subsidiarias de Eletrobrás. Una vez concluidas las obras, las instalaciones serían transferidas a dichas compañías. En caso de demoras los activos quedarían en poder de Eletrobrás hasta que puedan ser transferidos, debiendo esta empresa en cualquier caso demostrar que dispone de la capacidad necesaria para asegurar la operación y mantenimiento adecuados de las instalaciones.

J. Monitoreo

- 3.34 Para el seguimiento de la evolución de la política sectorial y de la marcha general del Proyecto, se recomienda la realización de reuniones periódicas de consulta entre las autoridades de gobierno con responsabilidad sectorial, Eletrobrás y el Banco durante el período de ejecución del Proyecto, la primera de las cuales se efectuaría a fines del primer semestre del 1998. Tres meses antes de cada reunión el Prestatario y el Banco propondrán 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. Los temas que en principio se abordarían en las reuniones periódicas serían: el avance de las reformas en el marco regulatorio e institucional y en la reorganización del sector eléctrico en las etapas de generación, transmisión y distribución; el desarrollo de las actividades de regulación y fiscalización, y de planeamiento en el nuevo contexto sectorial; la situación financiera del sector y la evolución de la política tarifaria; el avance de los distintos componentes que integran el CFI, la discusión de los resultados de los estudios, y los planes para la instrumentación de sus recomendaciones, y los demás aspectos que a juicio de las partes sean relevantes para el cumplimiento de los objetivos del Proyecto. Las reuniones serían anuales en principio, pudiendo las partes acordar otra periodicidad a su mejor criterio.

K. Evaluación ex-post

- 3.35 De conformidad con la política del Banco, en consulta con el prestatario y ejecutor, éste decidió no incluir una evaluación ex-post como parte de las actividades del Proyecto. Sin embargo, cabe mencionar que se dispondrá de la información general del sector, sobre los parámetros económicos relevantes y sobre los costos y desempeño del Proyecto, en el caso en que fuera necesario evaluar su impacto económico una vez concluida su ejecución.

IV. PRESTATARIO Y EJECUTOR

A. El Prestatario

- 4.1 El prestatario será Eletrobrás, que proporcionará los recursos de contrapartida requeridos para la ejecución del Proyecto. Eletrobrás repasará los recursos del préstamo y de la contrapartida local a las entidades ejecutoras, y previo al primer desembolso presentará el convenio en el que se establece el traspaso de los recursos del Banco en las mismas condiciones a dichas entidades. Una vez constituidas las nuevas empresas de transmisión, se transferirán a estas las obligaciones financieras ya contraídas para la construcción del Proyecto y se celebrará un convenio modificatorio de transferencia de los recursos aún no desembolsados.
- 4.2 Eletrobrás fue establecida en 1962 bajo la jurisdicción del MME como una empresa "holding" del sector de energía eléctrica. Sus principales funciones comprenden la supervisión de las operaciones de las empresas generadoras y distribuidoras de las cuales es accionista principal; hacer préstamos a sus subsidiarias y otras empresas del sector, la mayoría de las cuales son propiedad del Estado donde operan; como agencia de planificación y coordinación, asesora al MME en: (i) la política de expansión a largo plazo del sector; (ii) la obtención de recursos necesarios para financiar la expansión; y (iii) los aspectos ambientales. Coordina la operación del sistema interconectado y da asistencia técnica y gerencial a las empresas del sector. Es responsable de la investigación y desarrollo de técnicas y procesos de interés del sector eléctrico y apoya al CEPEL.
- 4.3 A fin de 1996 el gobierno federal tenía la propiedad del 53,6% de las acciones ordinarias de Eletrobrás. El saldo está en poder de accionistas públicos y privados. Las 4 empresas generadoras subsidiarias de Eletrobrás venden la energía principalmente a empresas distribuidoras estatales. Además de las 4 empresas generadoras, Eletrobrás adquirió en 1964 la empresa distribuidora *Espírito Santo Centrais Elétricas, S.A. (ESCELSA)*, en el Estado de Espírito Santo y en 1979 la empresa LIGHT, de Rio de Janeiro, ambas ya privatizadas. En 1989 se convirtió en el principal accionista de NUCLEN empresa que adquirió las plantas nucleares de Furnas. Otra adición importante al sistema fue la puesta en marcha de Itaipú en la cual Eletrobrás tiene un 50% del capital accionario.

B. Organización del Prestatario

- 4.4 Los órganos directivos de Eletrobrás son su Asamblea de Accionistas y el Consejo de Administración, que fijan la orientación y política de las actividades de la empresa. El Directorio Ejecutivo, integrado por su Presidente y los Directores, y la Presidencia del organismo, constituyen el nivel ejecutivo superior. Del examen del

organigrama de Eletrobrás surge que esta institución cuenta con una estructura orgánica y una distribución de funciones y responsabilidades que se consideran adecuadas.

- 4.5 La administración de Eletrobrás está compuesta por un equipo profesional de gran experiencia en el sector. Al 31 de diciembre de 1996 la empresa contaba con 1.066 empleados. Esta dotación de personal refleja una reducción de aproximadamente un 41% respecto al número de empleados existente al 31/12/90.

C. Auditoría externa

- 4.6 Los estados financieros de Eletrobrás son dictaminados anualmente por una firma de contadores públicos independiente. Se recomienda que durante la vigencia del contrato los estados financieros de Eletrobrás y los de las empresas que operen las obras del Proyecto, se presenten al Banco dictaminados por una firma de contadores públicos independiente aceptable al Banco. Los estados financieros del proyecto durante su ejecución deberán ser presentados debidamente auditados por la *Secretaría Federal de Controle*.

D. Eletrobrás y el saneamiento financiero del Sector Eléctrico

- 4.7 Dado el rol que desempeña Eletrobrás en el sector eléctrico se ha considerado importante que el análisis de su situación financiera sea apreciado en un contexto más amplio que considere la evolución general del sector.
- 4.8 Hasta 1993 las tarifas de venta de energía eléctrica, tanto en bloque como al consumidor final, eran establecidas basándose en el costo promedio de todo el sector eléctrico. Una tarifa única era aplicada por todas las empresas, independientemente del costo del servicio. El gobierno debía establecer las tarifas en forma tal de que produjeran una rentabilidad mínima del 10% y máxima del 12% sobre las inversiones de las empresas eléctricas. En caso de que las tarifas aplicadas resultaran en una rentabilidad mayor o menor al rango 10%-12%, las insuficiencias o excesos eran debitadas o acreditadas contra el gobierno federal en la Cuenta de Resultados a Compensar (CRC). Las empresas mantenían fuera de su contabilidad estos créditos o débitos con el gobierno federal.
- 4.9 Los concesionarios que mostraban una rentabilidad por encima del promedio nacional del sector, contribuían con ese exceso a aquellos que obtenían rentabilidades inferiores al promedio, igualando así la rentabilidad final de todos los concesionarios. En 1988 se modificó el proceso con el propósito de compensar a aquellos concesionarios que no alcanzaran una rentabilidad del 10%.
- 4.10 En la década de 1980, el sector como un todo no obtuvo una rentabilidad del 10% y las transferencias a las empresas para compensar la insuficiencia de rentabilidad fueron disminuyendo, surgiendo elevadas deudas entre el gobierno federal y las empresas del sector eléctrico y entre las compañías distribuidoras y las

generadoras. A fines de 1992 la deuda del gobierno federal al sector eléctrico era del orden de US\$26.000 millones.

- 4.11 En 1993 se aprobó la Ley 8.631 que derogó el concepto de tarifa uniforme y la garantía de una rentabilidad aboliéndose el sistema de transferencias para compensación de resultados. Simultáneamente se dictaron nuevas disposiciones estableciendo que cada concesionario debe proponer tarifas al DNAEE basado en sus costos para proveer un servicio adecuado, y se inició una nueva política con ajustes tarifarios graduales.
- 4.12 El proceso de privatización en marcha modifica el enfoque en cuanto a la aplicación de tarifas, sobre todo en el área de generación en que el precio de venta de la energía en bloque será establecido por la competencia entre las distintas empresas generadoras. En el caso de empresas distribuidoras privatizadas, la tarifa se fija en el convenio de concesión y es ajustada automáticamente cuando se producen variaciones de costos que no son gerenciabiles. Al cabo de un período inicial de varios años, las tarifas se ajustarían tomando en cuenta las ganancias de eficiencia registradas por las empresas ("price cap").
- 4.13 Con relación a las tarifas de transmisión, actualmente, Eletrobrás debe permitir a otros generadores de energía la utilización de la red de transmisión sin cargo, aunque le está permitido aplicar una tarifa por la transmisión de la energía comprada a Itaipú para reventa. La reciente Ley de Concesiones autoriza a Eletrobrás a aplicar tarifas por el transporte de energía y está en preparación la reglamentación correspondiente.
- 4.14 La autorización otorgada a las empresas del sector para utilizar los saldos a su favor en la CRC para cancelar sus deudas, implicó que en 1993 disminuyeran sus pasivos en US\$19.000 millones, permitiéndoles revertir su situación morosa y eliminar las restricciones para obtener nuevos financiamientos.
- 4.15 Eletrobrás en conjunto con el BNDES ha iniciado un programa de recuperación de las empresas estatales de distribución, participando en la administración de las mismas. Dentro de este programa se están tomando las medidas necesarias para reestructurar las deudas de estas empresas, especialmente aquellas contraídas con sistema Eletrobrás o convertirlas en capital accionario.
- 4.16 A diciembre de 1995 las empresas del sector adeudaban un total de US\$22.500 millones, de los cuales US\$5.600 millones a Eletrobrás, US\$12.500 millones a instituciones financieras y US\$4.400 millones a otros. Adicionalmente Eletrobrás adeudaba aproximadamente US\$7.000 millones. Los índices de endeudamiento de las empresas subsidiarias de Eletrobrás se mantienen dentro de niveles aceptables, siendo el mayor el correspondiente a la CHESF en que sus obligaciones representan el 27% de sus activos.

- 4.17 Un análisis financiero proyectado muestra que el sector estaría en condiciones de generar recursos por montos suficientes para atender el servicio de la deuda, quedando al cabo de 4 años un remanente de US\$14.000 millones para utilizar en la ampliación del sistema.

E. Situación financiera de Eletrobrás

- 4.18 El examen de la situación financiera histórica de Eletrobrás muestra que: (i) la empresa ha realizado en forma adecuada su función de órgano financiero del sector, con una cartera de préstamos relevante, y como entidad "holding" mantiene una participación sustantiva en el capital de las empresas del sector; (ii) con relación a su cartera de préstamos, se han formalizado acuerdos con sus deudores morosos para regularizar la situación y se han realizado convenios para el pago de impuestos y cargas sociales. En 1995 y 1996 se otorgaron financiamientos por US\$1.300 millones cada año, siendo las principales fuentes de recursos la generación de fondos propia y los recursos provenientes de la Reserva Global de Reversión (RGR) ^{1/} que en 1996 fue de US\$555 millones; (iii) los resultados operativos han sido positivos llegando en 1995 a US\$832 millones y en 1996 a US\$723 millones; y (iv) el endeudamiento no es elevado y el perfil de la deuda hace que el servicio de la misma esté dentro de su capacidad financiera.

F. Situación financiera proyectada

- 4.19 Los resultados de las proyecciones financieras indican que durante el período proyectado, Eletrobrás tendría una situación financiera satisfactoria, manteniendo una capacidad creciente de financiamiento del sector. No tendría dificultades en atender sus compromisos de aporte local y el servicio de la deuda.
- 4.20 Cuando las empresas subsidiarias de Eletrobrás sean enajenadas, Eletrobrás recibirá el producto de estas ventas, disminuyendo el monto de sus inversiones, y disponiendo de recursos con los que podrá anticipar el pago de pasivos, tal como sucedió cuando vendió parte de su capital en la empresa LIGHT.
- 4.21 La situación financiera de Eletrobrás está estrechamente vinculada con la evolución de las finanzas de las empresas del sector, por lo que resulta importante que la estrategia de reestructuración del sector y la política de precios aplicable al servicio eléctrico a cargo del sector público cumplan con los criterios requeridos para asegurar su sustentabilidad financiera. A tal efecto se recomienda que el contrato de préstamo establezca que el Prestatario presente anualmente al Banco una evaluación de la situación financiera del sector en la que se analice, entre otros temas, el impacto

^{1/} La RGR fue establecida en 1971 con el objeto de suministrar recursos para el caso de que se reviertan los derechos de una concesión. Estos recursos se utilizan para financiar la expansión del servicio de energía eléctrica. Eletrobrás administra la RGR y paga un interés anual de 5%.

financiero de las medidas adoptadas en materia de reestructuración del sector, las disposiciones adoptadas en materia tarifaria tendientes a asegurar la sustentabilidad de los servicios públicos de electricidad en el largo plazo, la venta de activos y/o privatizaciones, la evolución del endeudamiento de las empresas eléctricas de propiedad del sector público y las implicaciones financieras de los planes de expansión del sector. A tal efecto se presentará información financiera histórica de Eletrobrás y de sus subsidiarias, así como de las principales empresas deudoras de Eletrobrás, en la que se identificará el efecto financiero producido por las medidas adoptadas. Asimismo, se informarán las acciones a adoptar en el corto y mediano plazo y el impacto esperado en la situación financiera del sector. El seguimiento de estas acciones será realizado en las reuniones anuales de consulta (ver párrafo 3.34).

- 4.22 A los efectos indicados en el párrafo 1.21, las empresas de transmisión a quienes se transferirá la propiedad del Proyecto deberán demostrar a satisfacción del Banco que los recursos producidos por la prestación del servicio a su cargo son suficientes para cubrir sus costos de operación y mantenimiento, incluyendo la depreciación y generar los fondos suficientes para cubrir el servicio de su deuda y atender oportunamente las demás obligaciones derivadas del ejercicio de su actividad.

G. Los Ejecutores

- 4.23 Furnas y Eletronorte, empresas subsidiarias de Eletrobrás serían las entidades responsables por la ejecución del Proyecto. Estas dos empresas, al igual que las restantes subsidiarias Eletrosul y CHESF, están incluidas en el programa de privatización del gobierno. El gobierno venderá las plantas de generación de estas empresas, reteniendo los sistemas de transmisión con base en los cuales se organizarían las nuevas compañías de transporte.
- 4.24 Furnas fue constituida por el gobierno federal en 1957 y transferida a Eletrobrás en 1962. Es el segundo productor de energía en bloque del Brasil, lo que representó que en 1996 abasteciera el 12% de la generación bruta de electricidad del país. La empresa cuenta con una capacidad instalada equivalente al 14% del total del país. Actualmente Furnas opera siete plantas hidroeléctricas y cuatro plantas térmicas con una capacidad instalada de 8.123 MW. Opera una red de transmisión de 500 kV de 2.597 km, de 750 kV de 1.783 km y de 600 kV CC de 1.612 km.
- 4.25 Eletronorte fue creada en 1973 para coordinar y ejecutar el desarrollo del sistema de energía eléctrica en la región norte del país. Al 31 de diciembre de 1996, Eletronorte operaba 4 plantas hidroeléctricas y 14 plantas térmicas con una capacidad instalada de generación de 5.503 MW, equivalente al 10% de la capacidad total de Brasil. En 1996 Eletronorte generó 27.213 GWh, lo que representó el 10% de la energía generada en el país. Opera una red de transmisión de 500 kV de 2.722 km.

V. VIABILIDAD DEL PROYECTO

A. Viabilidad técnica

- 5.1 La definición de las componentes del Proyecto ha sido realizada por Eletrobrás, Furnas y Eletronorte con el apoyo de consultores, empleando para ello normas y procedimientos adecuados, una base de datos actualizada y modelos de análisis comúnmente aceptados para su determinación. Las características de la línea de transmisión y de las subestaciones corresponden a las soluciones técnicas más apropiadas y concuerdan adecuadamente con las correspondientes al resto del sistema eléctrico vinculado con el Proyecto.
- 5.2 El Proyecto cuenta con los estudios técnicos requeridos para su definición los cuales fueron revisados por un consultor del Banco, quien los encontró adecuados. Están terminados los diseños y demás estudios de ingeniería que se necesitan para adelantar los análisis de ofertas de suministros y de construcciones. Debido a las características del Proyecto, existen unas labores de ingeniería que deben acompañar la preparación del Proyecto y otras que pueden realizarse oportunamente durante su ejecución. Dentro de las primeras se encuentran las definiciones de detalle de la línea de transmisión y dentro de las segundas las definiciones que se obtendrán mediante los Estudios Eléctricos Preoperacionales.
- 5.3 Los estudios efectuados muestran que existe ventaja económica de utilizar corriente alterna en lugar de continua, ventaja que se ve ampliada cualitativamente por su mayor flexibilidad y, en el largo plazo, por la posible vinculación de nuevas centrales hidráulicas localizadas cerca del tronco principal de la interconexión.
- 5.4 La compensación utilizada se basa en el empleo de capacitores serie fijos que compensan alrededor del 54%, más compensación serie controlable (TCSC) que compensa el 6% en estado de reposo, y compensación en derivación del orden del 100%. A pesar de que se trata de una tecnología relativamente novedosa, el uso de compensadores controlables del tipo TCSC es el adecuado para este Proyecto, de acuerdo al desarrollo actual de la tecnología y a las experiencias exitosas observadas en otros países.
- 5.5 En lo referente al trazado de la línea de transmisión, ha culminado el levantamiento de la información de campo requerida para su diseño final. El diseño ejecutivo final será concluido en octubre de 1997. Las labores de ingeniería posteriores previstas incluyen la aprobación de las respectivas fundaciones y estructuras y todas las demás definiciones técnicas que deban tomarse durante la construcción.
- 5.6 En lo referente a las subestaciones, nuevas o en ampliación, se encuentran terminados los diseños generales y especificados los equipos principales. Las labores de ingeniería por realizar

corresponden, en general, a la ingeniería de detalle que se debe ejecutar después de adjudicar los equipos. Para la definición de algunos equipamientos existen alternativas que dependen de los oferentes y cuyo análisis de ingeniería será efectuado por el ejecutor o con apoyo de consultores dentro de los Estudios Eléctricos Preoperacionales.

- 5.7 Los análisis energéticos son concluyentes en cuanto a la utilización de la Línea de Interconexión en sus dos sentidos y con transferencias importantes, las cuales se originan en la heterogeneidad de las hidrologías y en el mejor uso de los embalses de las centrales hidroeléctricas situadas en la zona de influencia del Proyecto.

B. Viabilidad institucional

- 5.8 Como parte del programa general de reforma del Estado, y en particular el de reestructuración del sector eléctrico, Eletrobrás y sus subsidiarias han sido incluidas en el Programa Nacional de Privatización. El gobierno está iniciando la privatización de las instalaciones de generación de Furnas, Eletrosul, Eletronorte, y CHESF, en tanto los sistemas de transmisión respectivos quedarían en poder de nuevas compañías a ser creadas con el solo propósito de prestar los servicios de transporte de energía eléctrica, continuando Eletrobrás como empresa "holding".
- 5.9 En este marco, los arreglos institucionales propuestos en la presente operación toman en consideración las especiales condiciones originadas en la transición hacia la nueva organización del sector. La coordinación de Eletrobrás y la constitución de la UEP conforme con requerimientos y criterios oportunamente acordados con el Banco; la reconocida capacidad y experiencia técnica demostrada por Furnas y Eletronorte en la ejecución de proyectos de esta naturaleza, y las previsiones adoptadas para la transferencia de las instalaciones del Proyecto a las compañías de transporte que serían sus propietarias y operadoras, permiten asegurar la viabilidad institucional del Proyecto.

C. Viabilidad financiera

- 5.10 La viabilidad financiera del Proyecto ha sido examinada a la luz de la capacidad de Eletrobrás para aportar los recursos de contrapartida necesarios para la ejecución del mismo y atender el servicio de la deuda. La contrapartida sería atendida con recursos de cofinanciamiento por US\$300 millones y aportes con recursos propios de Eletrobrás por US\$329 millones, los que se encuentran garantizados en su totalidad por el Gobierno Federal. De este último total, aproximadamente US\$75 millones están destinados al pago de intereses y gastos financieros durante la construcción.
- 5.11 Como surge de las proyecciones financieras, Eletrobrás generaría suficientes recursos durante el período de ejecución del Proyecto para cubrir las necesidades de contrapartida del mismo; a la vez,

su estrategia de manejo de la cartera del sector le permitiría mantener una posición financiera relativamente desahogada, y una eventual insuficiencia de recursos por parte de las empresas del sector para afrontar sus obligaciones con Eletrobrás no parece de probable ocurrencia de momento. Ello no obstante, los documentos legales de la operación reflejarían las recomendaciones tendientes a asegurar que, tanto el nivel tarifario como las políticas financieras de las empresas de electricidad del sector público, se mantengan dentro de los parámetros acordados con el Banco (ver párrafos 4.21 y 4.22). Dentro de tales hipótesis, el Proyecto estaría adecuadamente financiado, y Eletrobrás mantendría pautas financieras razonables y en cumplimiento de las políticas operativas del Banco en la materia.

- 5.12 Las acciones de reforma del sector emprendidas por el gobierno, asociadas a la prioridad otorgada para la ejecución del Proyecto y la incidencia relativa anual de los montos de aporte local requerido respecto de los flujos de recursos totales proyectados para Eletrobrás, permiten prever que no se presentarían problemas para la disponibilidad de los aportes de contraparte requeridos. Cabe señalar asimismo que las LPN a ser financiadas con la contrapartida local están muy adelantadas, por lo cual los recursos necesarios están presupuestados y comprometidos por Eletrobrás.
- 5.13 Por último, dado que el financiamiento del EXIMBANK de Japón sería aprobado con posterioridad al del Banco, se recomienda que el contrato de préstamo incluya, como condición previa al primer desembolso, que el prestatario presente a satisfacción del Banco evidencia de que dicho cofinanciamiento ha sido comprometido o que se han obtenido otras fuentes de financiamiento aceptables.

D. Viabilidad económica

- 5.14 El análisis económico muestra que el Proyecto: (a) efectivamente constituye la alternativa de mínimo costo; (b) posee valores elevados de sus indicadores de beneficio-costos; (c) es robusto, pues sus indicadores de bondad económica se mantienen elevados ante cambios importantes de las principales variables que los determinan; y (d) está oportunamente programado para ingresar a operación en la fecha más temprana posible, pues los atrasos conllevarían pérdidas económicas netas importantes.
- 5.15 Las proyecciones de demanda utilizadas muestran una tasa promedio de crecimiento del 5,1% anual para el período 1997-2006. Por subsistemas, las correspondientes tasas de crecimiento son del 5,5% para el sistema Sur, 4,1% para el Sudeste, 7,1% para el Norte y 5,5% para el Nordeste.
- 5.16 El análisis de mínimo costo incluyó, en primer lugar, la identificación de la solución de la interconexión como la mejor alternativa de incremento de la capacidad firme del sistema y, en segundo lugar, la selección de la mejor opción técnica de construir la interconexión. Esta última selección se realizó mediante varios

estudios técnico-económicos destinados a definir la tecnología mas conveniente entre corriente alterna o continua, el nivel de tensión, la clase y número de conductores, la clase de apoyos a utilizar, la ruta de la línea, el número de subestaciones intermedias, el equipamiento de las subestaciones extremas e intermedias y los refuerzos, tanto de transmisión como de equipamiento en subestaciones, que la incorporación de la interconexión al sistema de transmisión exige que se construyan en los subsistemas a interconectar, con objeto de posibilitar las importantes transferencias de carga previstas.

5.17 Para efectuar el análisis beneficio-costos se identificó como situación con Proyecto a la misma evolución descrita en el Plan Decenal de Expansión 1997-2006; dentro del análisis se encontró que esta situación era, para fines de simulaciones energéticas, prácticamente igual a otra situación que considera el mismo Plan Decenal de Expansión pero sin la ampliación de la Línea de Interconexión Norte-Sur y con una oferta adicional de energía térmica de 450 MW medios, situada en la región Nordeste y con fecha de ingreso a operación a partir del 2002. Basado en la similitud comentada, se definió la situación sin Proyecto como la de este último caso, pero sin la Línea de Interconexión Norte-Sur.

5.18 Las simulaciones energéticas indican que:

- a. La ganancia energética originada en la interconexión de la línea será del orden de los 600 MW medios a partir de 1999.
- b. Desde el punto de vista de la seguridad del suministro, la línea permitirá que la probabilidad de que exista déficit de abastecimiento de la demanda a partir del año 2000 caiga al rango normal de planeamiento (alrededor del 5%), siempre y cuando se complemente con las demás obras de generación y transmisión requeridas.
- c. Durante 1999 permitirá que la probabilidad de ocurrencia de déficit en el sistema Sur disminuya de 9,5% a 8,4% y en la región Sudeste de 11,7% a 10,4%.
- d. Adicionalmente, la interconexión producirá ahorros representados en un menor costo variable de generación térmica, del orden de US\$15 millones anuales a partir de 1999.

5.19 La característica de probabilidad asociada a la localización y a la magnitud de aquella energía adicional posibilitada por la interconexión que no sustituye generación térmica, conduce a su valoración por el lado de la mayor confiabilidad y no como energía incremental puesto que, por una parte, sus efectos representan efectivamente cortes evitados en el abastecimiento de la demanda y, por otro lado, porque en razón a la característica de probabilidad mencionada, no es posible evitar alternativamente los cortes induciendo menores consumos mediante señales tarifarias, ya que éstas deberían ser relativamente estables y en forma alguna podrían estar

asociadas a las eventualidades hidrológicas. El costo esperado del déficit está valorado a 540 US\$/MWh.

- 5.20 El análisis beneficio costo muestra valor presente neto (VPN) de US\$1.975 millones de diciembre de 1996, expresado a precios de mercado sin impuestos y descontado al 12%. La tasa interna de retorno económica (TIRE) asciende al 49%. De los beneficios brutos, el 94% corresponde al valor esperado del déficit evitado y el 6% al menor costo variable de generación térmica.
- 5.21 El cuadro V-1 muestra la sensibilidad del análisis de beneficio costo a cambios importantes pero autónomos de las principales variables que determinan los indicadores de bondad económica del Proyecto.

CUADRO V-1 Sensibilidad del análisis de beneficio costo VPN en millones de US\$ de diciembre de 1996, descontados al 12%, precios de mercado sin impuestos		
DETALLE	VPN	TIRE%
A. Proyecto	1.975	49
B. El costo de inversión aumenta:		
15%	1.881	43
30%	1.787	38
45%	1.692	35
C. El costo del déficit se valora:		
25% por debajo de 540 US\$/MWh	1.484	40
50% por debajo de 540 US\$/MWh	1.156	35
75% por debajo de 540 US\$/MWh	922	30
A 100 US\$/MWh a partir del 2002	514	32
A 100 US\$/MWh a partir del 2001	369	26
A 100 US\$/MWh a partir del 2000	223	19
D. No se consideran beneficios a partir del 2008	1.108	47

- 5.22 Con el objetivo de analizar la oportunidad del Proyecto, así como la importancia del cumplimiento del cronograma de construcción y su entrada en operación en diciembre de 1998, se analizaron las consecuencias de su eventual atraso. En caso de que se re programe el ingreso del Proyecto para un mes después, se perderían beneficios cuyo valor esperado asciende a US\$58 millones; si el atraso fuera de 3 meses, la pérdida sería de US\$167 millones y, si fuera de 6 meses, la pérdida ascendería a US\$339 millones. Es preciso notar que este análisis representa la consecuencia de atrasos programados que implican una alteración desde ahora de las reglas de operación de los embalses. Atrasos inesperados en la puesta de operación de la interconexión producirían valores

esperados de los perjuicios mucho más elevados porque significarían haber operado antieconómicamente los embalses.

- 5.23 Como el costo de un atraso, así sea programado, es ampliamente superior al correspondiente beneficio que se obtendría al postergar los costos de inversión y como, simultáneamente, no es posible poner en funcionamiento el Proyecto en una fecha más temprana, se concluye que está programado oportunamente.

E. Viabilidad ambiental

- 5.24 Los estudios de impacto ambiental realizados indican que el Proyecto es ambientalmente viable y esencialmente favorable por los beneficios que aportará al sistema eléctrico brasileño mediante el aumento de la confiabilidad y la integración de los principales mercados de energía. Esta última permitirá la optimización de los intercambios de energía y un uso más eficiente de la capacidad de generación ya instalada. En cuanto a la magnitud y significación de los impactos negativos identificados, éstos son de pequeña o mediana intensidad, localizados, y pueden ser mitigados o compensados con medidas poco complejas y de sencilla implementación.
- 5.25 Los estudios ambientales siguen las pautas acordadas con el Banco e incluyeron el análisis de alternativas de traza, lo que permitió la selección de la alternativa con menores impactos ambientales y sociales, y fueron analizados y aprobados por las autoridades ambientales del país y por el Banco. Los planes de mitigación y compensación presentan una calidad y un nivel de detalle (diseño detallado de todas las medidas, cronogramas de ejecución, presupuestos detallados, esquema institucional de implementación, definición de los responsables por los costos, etc.), que representan un significativo avance en la incorporación de los temas ambientales en proyectos de líneas de transmisión de energía, y pueden constituirse en un marco de referencia para futuros estudios similares.
- 5.26 La gestión ambiental del Proyecto incluye la definición de los mecanismos institucionales para la adecuada implementación de los programas de compensación, la contratación de una empresa consultora que se encargará de la supervisión ambiental de las obras y del seguimiento de la implementación de los programas de compensación ambientales, y la contratación de un auditor ambiental independiente para vigilar la adecuada implementación de los mismos.
- 5.27 Los contratos de construcción incluyen cláusulas específicas que obligan a los contratistas a ejecutar todas las medidas mitigadoras previstas en los EIA y fijan penalidades para los casos de incumplimiento.

F. Riesgos

- 5.28 Los beneficios económicos del Proyecto serían alcanzados en cualquier caso ya que su materialización está asociada al despacho económico centralizado de cargas, que existe actualmente y se mantendría en la nueva estructura sectorial. Por ello, el principal riesgo de la operación está asociado a la incertidumbre actual respecto de las condiciones concretas en que se desarrollarán la operación y el mantenimiento de la línea, y de la remuneración del servicio de transporte de energía, que determinará los ingresos a ser percibidos por las compañías a cargo de este servicio en el futuro. Estos aspectos dependen de las decisiones que están siendo adoptadas en materia de organización del sistema y propiedad de los activos de transmisión, y de la viabilidad operacional y financiera de las nuevas compañías de transmisión a ser creadas a partir de las actuales subsidiarias de Eletrobrás. Para mitigar los riesgos derivados de estas incertidumbres, los distintos aspectos mencionados serían materia de cláusulas contractuales específicas.
- 5.29 Por otra parte, es razonable esperar que los principales componentes de la estrategia que viene siendo implementada por el gobierno en el sector energía tengan continuidad, tomando en cuenta las decisiones adoptadas y las medidas ya implantadas, que los principales aspectos de la organización futura del sector ya han sido definidos y que ya se están desarrollando e implementando los aspectos de detalle del nuevo modelo sectorial.
- 5.30 Adicionalmente, el Proyecto contribuirá directamente al éxito de la estrategia adoptada a través del fortalecimiento de aspectos claves de la reforma como la regulación y fiscalización de las actividades en el sector, y el planeamiento indicativo en el nuevo contexto competitivo. En este contexto, y para acompañar la implementación de las medidas de reforma sectorial e institucional y de la marcha general del Proyecto, serán realizadas reuniones periódicas entre las autoridades de gobierno con responsabilidad sectorial, Eletrobrás y el Banco.
- 5.31 Por último, del análisis del cronograma de ejecución de las obras del Proyecto se concluye que no existen holguras de tiempo y que su desarrollo oportuno efectivamente constituye un desafío a la capacidad ejecutora de las empresas involucradas. Se estima que la organización establecida para la ejecución del Proyecto, la amplia experiencia de Furnas y Eletronorte en la construcción de obras similares, el avanzado estado de los procesos de adquisiciones, y la alta prioridad otorgada por el gobierno al Proyecto, permiten esperar que no se produzcan demoras en la ejecución de la interconexión por factores dentro del control de los ejecutores.

**PROYECTO DE INTERCONEXION ELÉCTRICA NORTE-SUR
(BR-0275)**

ESTRATEGIA GENERAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO EN BRASIL

ASUNTO	OBJETIVOS	ACCIONES	ORGANISMO RESPONSABLE	RESULTADOS E
ESTRUCTURA SECTORIAL				
GENERACIÓN				
Regulación del mercado	Competencia en generación	1.1 Reglamentación del mercado mayorista, creación y operación del Operador Independiente del Sistema-OIS	SEnergía/ANEEL	Mercado mayorista creado en 7/99
Expansión de la generación de transmisión y distribución	Idem	2.1 División y privatización subsidiarias Eletrobrás 2.2 División/segregación empresas estaduais	Eletrobrás/BNDES Estados	Privatización concluida Principales empresas creadas en 12/2000
Regulación de la generación	Condiciones para expansión de largo plazo eficiente	3.1 Agente financiero p/financiamiento a largo plazo y garantías a hidroeléctricas e interconexiones 3.2 Instrumentación del Planeamiento Indicativo (PI)	Eletrobrás MME/SEN/Eletrobrás	Cambios en régimen de LP instrumentado Plan indicativo de generación disponible en 12/98 Implementación en 1999
TRANSMISIÓN				
Regulación del sistema de transmisión	Permitir competencia en generación a través del acceso de generadores y distribuidores a las instalaciones de transporte	4.1 Creación compañía(s) transmisión federal(es) 4.2 Puesta en operación OIS 4.3 Firma de Acuerdos de Servicios de Transmisión	MME/Eletrobrás SEN/ANEEL ANEEL/OIS	Compañías en operación OIS operativo en 7/99 Acuerdos en vigencia
Regulación del sistema de distribución	Idem	5.1 Reglamentación "open access" 5.2 Implantación tarifas de transporte	ANEEL/OIS ANEEL/OIS/SEN	Reglamento aprobado Tarifas implantadas en 1999
Regulación de la transmisión	Condiciones para rentabilizar inversiones en expansión de la transmisión	6.1 Elaboración Plan Indicativo de Transmisión 5 años 6.2 Instrumentación de esquema "neutral" de fijación y revisión de tarifas de transporte	OIS/SEN/Eletrobrás ANEEL/OIS	Plan disponible en 1999 Mecanismos implantados

**PROYECTO DE INTERCONEXION ELÉCTRICA NORTE-SUR
(BR-0275)**

ESTRATEGIA GENERAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO EN BRASIL

ASUNTO	OBJETIVOS	ACCIONES	ORGANISMO RESPONSABLE	RESULTADOS E
CONCESIONES				
con concesiones de	Asegurar condiciones para mercado competitivo en generación, atención adecuada demanda y extensión del servicio eléctrico	7.1 Privatización compañías propiedad Eletrobrás	Eletrobrás/BNDES	Plan de implantación en 7/98
		7.2 Separación contable empresas estatales	ANEEL	Separación contable 7/98
control, supervisión y concesiones	Idem	8.1 Reglamentos y normas distribución	ANEEL	Reglamentación imp
		8.2 Instrumentación límites propiedad cruzada entre generación y distribución, y de toques de concentración	ANEEL/SEN	Normas implantadas
		8.3 Instrumentación política tarifaria a nivel distribución	ANEEL	Régimen tarifario imp 7/98

ASPECTOS REGULATORIOS E INSTITUCIONALES

Plano Indicativo (PI)	Complementar funcionamiento mercado de generación y orientar a la expansión de generación y transmisión	9.1 Implantación esquemas institucional y organizativo para el PI	SEN	Nuevo esquema de tado en 12/98
		9.2 Inventario de proyectos hidroeléctrico y estudios de prefactibilidad	SEN/Eletrobrás/ANEEL	Estudios iniciados en Inventario (preliminar) 12/2000
Regulación y control de la del sector	Asegurar funcionamiento mercados de acuerdo con objetivos de la reorganización sectorial	10.1 Reglamentación y puesta en funcionamiento de ANEEL	SEN/ANEEL	ANEEL operativa (ini) Totalmente operando
Fortalecimiento institucional	Dotar de capacidad técnica institucional a los órganos de gobierno y control del sector	11.1 Fortalecimiento de ANEEL para: (i) implementación nuevo marco normativo; (ii) control, supervisión y operación del sector; y (iii) regulación tarifas de acceso al sistema de transporte y de uso final de la energía.	ANEEL	Programas de fortale ejecución en 4/98
		11.2 Fortalecimiento control ambiental bajo nueva organización sector	Eletrobrás	Programas en ejecu

PROYECTO DE INTERCONEXION ELÉCTRICA NORTE-SUR
(BR-0275)

ESTRATEGIA GENERAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO EN BRASIL				
ASUNTO	OBJETIVOS	ACCIONES	ORGANISMO RESPONSABLE	RESULTADOS E
		11.3 Capacitación personal sector eléctrico	Eletrobrás/ANEEL	Actividades de capacitación iniciadas en 4/98
ASPECTOS FINANCIEROS				
tarifaria del sector	Asegurar que los ingresos de las empresas del sector sean suficientes para la sostenibilidad de los servicios a largo plazo	12.1 Revisión de la metodología para el cálculo de las tarifas de transporte y regulación de las actividades de transmisión 12.2 Evaluación de los niveles tarifarios de empresas públicas y concesionarios regulados	ANEEL ANEEL	Revisión en 7/98 Verificación anual a p
amiento del sector	Asegurar que la estructura y perfil de la deuda de las empresas del sector sean compatibles con la sostenibilidad de los servicios a largo plazo	13.1 Evaluar la estructura y el perfil de la deuda del sector	Eletrobrás	Verificación anual a p
nto de la situación del sector	Evaluar el impacto financiero de las medidas adoptadas	14.1 Presentar proyecciones financieras de Eletrobrás, subsidiarias y principales deudores	Eletrobrás	Presentación anual a

MARCO LÓGICO
Proyecto de Interconexión Eléctrica Norte-Sur
(BR-0275)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
<p>uir a incrementar la cobertura del o eléctrico de la población y al o de los sectores productivos chando más eficientemente la dad de generación del sistema.</p>	<p>1. La cobertura del servicio eléctrico se incrementa de 33.934 millones de usuarios residenciales en 1997 a 47.208 millones de usuarios en el año 2006. El consumo por usuario residencial pasa de 2035 kWh en 1996 a 2618 en el 2006. El consumo industrial pasa de 116.500 GWh en 1996 a 177.800 en el 2006.</p>	<p>1. Informe de gestión operativa de Eletrobrás.</p>	<p>(Fin a supermeta)</p> <p>1. El Gobierno de Brasil mantiene aplicación de las nuevas reglas funcionamiento del sector eléct</p>
<p>O</p> <p>anda de energía eléctrica es la oportunamente por el servicio de electricidad y al más bajo económico, lográndose la optimi-conjunta de los dos grandes as eléctricos del país.</p>	<p>1.1 A partir de 1/99 estará disponible una capacidad de interconexión de 1.000 MW que permitirá una ganancia energética del orden de los 600 MW medios anuales (1) y ahorros por menor costo variable de la generación térmica, del orden de US\$15 millones anuales.</p>	<p>1.1 Informe de gestión operativa de Eletrobrás (indicando las cantidades de energía efectivamente transportadas).</p>	<p>(Propósito al fin)</p> <p>1. Se implementarán las medidas reestructuración del sector que establecen su nueva organizaci reglas de funcionamiento, la pa del sector privado y las disposi materia de tarifas en las diferen etapas.</p>
<p>NTES</p> <p>de transmisión que conecta las aciones Imperatriz, Serra da Mesa ambaia concluida y en operación.</p>	<p>1. En 1/99 estará en operación la línea Imperatriz-Serra da Mesa-Samambaia de 500 kV y 1.279 km de longitud total construidos con estructuras autoportantes en acero galvanizado, con 4 conductores empaquetados (bundle) por fase de 954 MCM, 45/7 tipo Rail, con cables de guarda tipo OPGW (fibra óptica) y con potencia natural (SIL) de 1300 MW.</p>	<p>1. Informes de inspección de obras.</p>	<p>(Componente a fin)</p>
<p>aciones nuevas con sus obras de de la transmisión concluidas y en ión.</p>	<p>2. En 1/99 estarán en operación las tres nuevas subestaciones de Colinas, Miracema y Gurupi con sus equipos de control, medida, protección y comunicaciones. Estas subestaciones contendrán, en total, 8 bancos de reactores de línea de 136 MVAr cada uno, mas 5 bancos de capacitores serie fijos de 161 MVAr cada uno.</p>	<p>2. Informes de inspección de obras.</p>	

MARCO LÓGICO
Proyecto de Interconexión Eléctrica Norte-Sur
(BR-0275)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
<p>ciones y obras de refuerzo del a existente concluidas y en ión.</p>	<p>3. En 1/99 estarán en operación: (a) la ampliación de la subestación Imperatriz con sus equipos de medida, control, protección y comunicaciones. Esta ampliación contendrá un banco de compensación serie controlable (TCSC) de 108 MVar, dos bancos de reactores de línea de 136 MVar cada uno y 3 bancos de capacitores serie fijos con 161, 390 y 451 MVar para un total de 1.002 MVar instalados en capacitores serie fijos; (b) la ampliación de la subestación Serra da Mesa con sus equipos de medida, control, protección y comunicaciones. Esta ampliación contendrá un banco de compensación serie controlable (TCSC) de 108 MVar y 2 bancos de reactores de línea de 136 MVar cada uno; (c) la ampliación de la subestación Samambaia con sus equipos de medida, control, protección, comunicaciones. Esta ampliación contendrá un banco de reactores de línea de 136 MVar, 3 autotransformadores monofásicos de 350 MVA cada uno para un incremento total de 1050 MVA en la transformación de 500/345/13,8 kV y un banco de capacitores serie fijos de 345 kV y 150 MVar; y (d) la ampliación de las subestaciones Marabá y Presidente Dutra con sus equipos de medida, control, protección, comunicaciones. Cada una de estas ampliaciones contendrá 2 bancos de capacitores serie fijos distribuidos así: en Marabá uno de 348 MVar y otro de 283 MVar; en Presidente Dutra, uno de 390 MVar y otro de 451 MVar.</p>	<p>3. Informes de inspección de obras.</p>	

MARCO LÓGICO
Proyecto de Interconexión Eléctrica Norte-Sur
(BR-0275)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
ma de fortalecimiento institucional ado.	4. Las actividades de apoyo al estableci- miento de la ANEEL estarán culminadas en 12/99. Los estudios de Adecuación del Planeamiento Indicativo referentes a la Expansión de la Transmisión e Identifica- ción de Nuevos Proyectos estarán culmi- nados a más tardar en 4/99 y, en 6/2000, estará finalizada la Actualización del Inventario de Proyectos Hidroeléctricos. En 6/99 estarán culminadas las activi- dades de Fortalecimiento de la Gestión Ambiental.	4. Informes de la UEP en Eletrobrás.	
ES de transmisión: (i) preparación de ; (ii) llamado de licitación; udio de ofertas y adjudicación; cución de las obras de tramo triz/Colinas, Colinas/Miracema, ma/Gurupi, Serra da amambaia II; y (v) pruebas rativas.	1. Ver presupuesto detallado del Proyecto.	1. Informes de supervisión de las obras emitidos por Furnas, Eletronorte y firmas supervisoras.	(Actividad a componente) 1.1 Se desarrolla e implementa un Gestión Ambiental consistente (i) especificaciones técnicas a para la construcción y operaci línea de transmisión; y (ii) pro actividades de protección amb dirigidos a prevenir y mitigar l impactos de las obras. 1.2 No se producirán demoras en ción de la interconexión por fa dentro del control de los ejecu (Furnas y Eletronorte), ya que cronograma de ejecución de l del Proyecto indica que no ex holguras de tiempo para su de oportuno.
aciones y obras de control de isión: (i) llamado a licitación; udio de ofertas y adjudicación; udio de ofertas y adjudicación; cución de obras de las estaciones s, Miracema, Gurupi; (v) pruebas rativas.			

MARCO LÓGICO
Proyecto de Interconexión Eléctrica Norte-Sur
(BR-0275)

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
aciones y obras de refuerzo: ado a licitación; (ii) estudio de y adjudicación; (iii) ejecución de as de ampliación de las estacio- arabá, Pte. Dutra, Imperatriz, Serra sa y Samambaia; (iv) capacitor ontrolado en Imperatriz y en Serra sa; y (v) pruebas operativas.			
ma de fortalecimiento institu- (a) Términos de Referencia dos; (b) llamado a concurso; tratación de firmas consultoras; arrollo de los estudios y/o ades de apoyo; (e) presentación informes finales; y (f) implantación omendaciones.			

o a las características probabilísticas de los intercambios de energía a través de la línea, que dependerán de las condiciones hidrológicas en los sistemas a ser interco
oció como meta la disposición efectiva de la capacidad de transmisión.

**PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA NORTE-SUR
(BR-0275)**

PLAN TENTATIVO DE LAS PRINCIPALES ADQUISICIONES DE OBRAS Y EQUIPOS

CUADRO A-III-2-1 Llamado a licitación de equipos y obras					
Descripción	Licitación		Precalifi- cación SI/NO	Forma de licitación	Monto (US\$ miles) Dic. 96
	Public.	Cierre			
1. SUBESTACIONES					398.519
Reactores y transformadores de potencia	16/04/97	13/06/97	NO	LPN	79.894
Equipos de compensación	16/06/97	25/08/97	NO	LPI	171.273
Disyuntores y seccionadores	31/05/97	30/07/97	NO	LPI	44.741
Equipos de control, protección y telecomunicaciones	16/06/97	22/09/97	NO	LPI	29.320
Transformadores de intensidad de corriente, transformadores de potencial y pararrayos de subestaciones	31/05/97	02/09/97	NO	LPI	17.797
Montajes y suministro	16/07/97	1/	NO	LPI	55.494
2. LINEAS DE TRANSMISION					321.677
Estructuras metálicas	16/04/97	27/05/97	NO	LPN	68.461
Conductores	31/05/97	29/08/97	NO	LPI	95.863
Cable de guarda OPGW	31/05/97	28/08/97	NO	LPI	30.991
Montajes y suministros	16/07/97	16/09/97	NO	LPI	126.362
TOTAL GENERAL					720.196

NOTAS:

LPI = Licitación Pública Internacional con financiamiento del BID o JEXIM
 LPN = Licitación Pública Nacional con financiamiento de contrapartida
 1/ = 18/09/97 subestaciones en zona de Furnas y 09/09/97 en la zona de Eletronorte

CUADRO A-III-2-2 Plan tentativo de las principales contrataciones de servicios						
Descripción	Licitación		Precali- ficación	Forma de licitación	US\$ miles	Notas
	Publicación	Cierre			Diciembre 1996	
APOYO AL ESTABLECIMIENTO DE ANEL	01/10/97	31/01/98			1.400	
Estructuración organizacional			SI	CPI	400	(1)
Reglamentación acceso transmisión y distribución			SI	CPI	250	(1)
Capacitación			NO	Varios	650	(1)
Equipamiento			NO	CPN	100	(2)
ACTUALIZACION INVENTARIO PROYECTOS HIDROELECTRICOS	01/10/97	31/01/98	SI	CPI	1.050	(1)
FORTALECIMIENTO GESTION AMBIENTAL	01/10/97	31/01/98			1.400	
Metodología evaluación económica efectos ambientales de proyectos del sector eléctrico			SI	CPI	403	(1)
Supervisión y acompañamiento proyectos			NO	CI	74	(1)
Estudios metodológicos y técnicas de elaboración y análisis de proyectos			NO	CI	37	(1)
Auditorías ambientales			NO	CI	209	(1)
Refuerzo equipos técnicos			SI	Varios	677	(1)
INGENIERIA	01/10/97	31/01/98			900	
Estudios Eléctricos Preoperacionales			SI	CPI	900	(1)
SUPERVISION	01/10/97	31/01/98			3.015	
Ejecución/gerenciamiento del Proyecto			SI	CPI	415	(1)
Supervisión ambiental			SI	CPI	2.600	(1)
COSTOS CONCURRENTES	01/10/97	31/01/98			1.700	
Estudios expansión transmisión/identificación nuevos proyectos			SI	CPI	1.700	(1)

NOTAS:

- CPI = Concurso Público Internacional
 CPN = Concurso Público Nacional
 CI = Consultores Individuales
 (1) = Financiamiento del BID
 (2) = Totalmente financiado con contrapartida local

PROYECTO DE RESOLUCION

**BRASIL. PRESTAMO /OC-BR A
CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS S.A. -ELETROBRAS
(Proyecto de Interconexión Eléctrica Norte-Sur)**

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 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, de Brasil, como Prestatario, y la República Federativa del Brasil, como Garante, para otorgarle al primero un préstamo destinado a cooperar en el financiamiento de un proyecto de interconexión eléctrica norte-sur. Dicho financiamiento será por una suma de hasta trescientos siete millones de dólares de los Estados Unidos de América (US\$307.000.000) 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.