

**SISTEMA DE TRANSMISION DE YACYRETA**  
**(PR-0030)**

**RESUMEN EJECUTIVO**

<b>PRESTATARIO Y GARANTE:</b>	República del Paraguay.	
<b>ORGANISMO EJECUTOR:</b>	Administración Nacional de Electricidad.	
<b>MONTO Y FUENTE:</b>	BID:	US\$50.0 millones (OC)
	Aporte local:	<u>US\$16.4 millones</u>
	Total:	US\$66.4 millones
<b>PLAZOS Y CONDICIONES FINANCIERAS:</b>	Plazo de amortización:	20 años
	Período de desembolso:	4 años
	Tipo de interés:	variable
	Inspección y vigilancia:	1%
	Comisión de crédito:	0.75%
<b>OBJETIVOS:</b>	<p>La presente operación tiene por finalidad contribuir a la elevación del nivel de vida de la población y al desarrollo de los sectores productivos en el Paraguay, mediante un racional aprovechamiento de la capacidad de generación eléctrica disponible. El propósito del Proyecto consiste en atender eficientemente el aumento en la demanda de energía eléctrica, especialmente en la región oriental del país, mediante el aprovechamiento de la nueva capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica Yacyretá. Asimismo, el Proyecto permitiría apoyar la realización de estudios y la implantación de programas para el uso eficiente de los recursos eléctricos. La demanda de electricidad viene creciendo fuertemente como consecuencia del proceso de urbanización del país, el que se traduce en la incorporación de nuevos usuarios y en el aumento en el consumo de electricidad de los usuarios conectados. De no concretarse oportunamente las inversiones necesarias en el sistema de transmisión, el servicio eléctrico sufriría una reducción de sus niveles de calidad y confiabilidad, además de incrementarse las pérdidas eléctricas y limitarse la extensión de la cobertura a nuevos usuarios.</p>	
<b>DESCRIPCION:</b>	<p>El Proyecto comprende un componente de inversión y un componente de estudios. El componente de inversión consiste en un proyecto de expansión del sistema de transmisión de ANDE, que puede dividirse en dos grupos de obras específicas según el momento de</p>	

puesta en servicio de sus instalaciones. El primer grupo de obras, que entraría en operación en 1998, comprende la construcción de una línea de transmisión que cerraría un anillo entre la generación en el río Paraná y el área de Asunción y permitiría evacuar hacia la región oriental del país la energía producida por la hidroeléctrica de Yacyretá, y otras obras de transmisión y transformación conexas. El segundo grupo está conformado por obras de expansión y de refuerzo del sistema de transformación y de reactivos existente en la misma región, y que entrarán en servicio en 1999. El componente de estudios incluiría la elaboración de un programa de medidas a ser tomadas por ANDE en el campo del ahorro y uso eficiente de la electricidad, y estudios de optimización y expansión del sistema de transmisión. El Proyecto se complementa con una operación del FOMIN (ATN/MT-4983-PR) aprobada el 9 de agosto de 1995, mediante la cual se provee ayuda financiera al Gobierno del Paraguay (GOP) para implementar reformas estructurales y nuevas políticas en el sector eléctrico y en el de los hidrocarburos, que lleven a mejorar el desempeño general de estos sectores y a fortalecer la capacidad de las agencias gubernamentales encargadas de la fijación de políticas y del ejercicio de la actividad regulatoria. En particular el proyecto permitirá al gobierno diseñar e implementar nuevos marcos legales, institucionales y regulatorios especialmente concebidos para incrementar la participación del capital privado en el sector energético.

**CLASIFICACION  
AMBIENTAL:**

El Comité de Medio Ambiente (CMA) en la reunión del 10 de julio de 1995 clasificó esta operación en la Categoría III. El Resumen Ambiental fue aprobado por el CMA el 21 de noviembre de 1995 y enviado al PIC el 22 de noviembre de 1995.

**RESULTADOS  
ESPERADOS:**

Como consecuencia de la puesta en operación de sus componentes, el Proyecto permitirá lograr las siguientes metas: (i) la capacidad de transmisión permitirá que el suministro de energía en el Sistema Metropolitano crezca de 645 MW en 1995 hasta un valor de alrededor de 925 MW en 1999; (ii) las pérdidas para demanda máxima en el sistema de transmisión y subtransmisión (en los niveles de 220 kV y 66 kV de tensión) disminuirán de 9% en 1995 hasta valores próximos al 8% en 1999; (iii) la confiabilidad del sistema de transmisión en 1999 será compatible con niveles internacionales estándar; la tasa de fallas en el sistema de 220 kV no superarán un nivel de 2,0 fallas de duración mayor de tres minutos cada

100 km/año en 1999, comparada con una tasa de 3,0 en 1994.

**RIESGOS:**

El Proyecto no presenta riesgos relevantes desde los puntos de vista técnico y ambiental. El principal riesgo de la operación y del Proyecto está relacionado con la continuidad en la aplicación de la política tarifaria acordada con el Banco. El gobierno ha venido adoptando las medidas para lograr en el mediano plazo niveles tarifarios consistentes con los costos económicos de la electricidad. El eventual contrato de préstamo incluirá los compromisos de carácter tarifario y financiero que respalden las acciones necesarias para el logro de este propósito.

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

La estrategia del Banco en el Paraguay procura apoyar la consolidación de transformaciones en los sectores público y financiero, orientándolos a la modernización de la economía en general. En el sector de energía, el Banco apoya los proyectos que contribuyan a mejorar el nivel de vida de la población y el desarrollo de los sectores productivos, alentando un aprovechamiento racional de la abundante capacidad disponible para la generación de electricidad.

Esta operación, y la del FOMIN, se insertan adecuadamente en la estrategia descrita y se complementan: la financiación de inversiones de alta prioridad permitirá atender la fuerte expansión de la demanda y mantener adecuadas condiciones en el servicio público de electricidad, lo que a su vez, facilitará la realización de las reformas en un contexto ordenado. Adicionalmente, la ratificación de la política de recuperación tarifaria también contribuirá a crear un ambiente favorable para la atracción de capitales privados.

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

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

**CONDICIONES  
CONTRACTUALES  
ESPECIALES: 1/**

Como condición previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento, se requerirá demostrar, a satisfacción del Banco: (i) la celebración del convenio necesario para la participación de ANDE como organismo ejecutor del Proyecto (párr.4.1 de la Propuesta de Préstamo); (ii) la adopción de las medidas necesarias para el cumplimiento de los compromisos acordados con el Banco en materia de política tarifaria (párr. 5.23(a)); (iii) la

contratación de los servicios de consultoría necesarios para la supervisión de la ejecución del Plan de Gestión Ambiental (párr 5.24).

En el contrato de préstamo se pactarán, además, disposiciones suficientes para asegurar la aplicación de los reglamentos del Banco para: (i) la adquisición de bienes y servicios y la contratación de servicios de consultoría (párr. 3.2, 3.5, 3.9, 3.10 y 3.11); (ii) establecimiento de tarifas, nivel de cobranzas, condiciones para contraer nuevas deudas así como la relación que debe existir entre activos y pasivos corrientes (párr. 4.20 y 5.23(b)); (iii) operación y mantenimiento de las obras y equipos del Proyecto (párr. 3.17 y 3.18); (iv) auditoría de los estados financieros (párr. 4.8). Igualmente, se pactarán disposiciones sobre: adopción de medidas para mitigar el impacto ambiental negativo (párr. 5.24); supervisión de la ejecución de obras (párr. 3.2); propuesta de política tarifaria basada en un nuevo estudio de costos y tarifas eléctricas (párr. 5.23 (c)); acciones para la reforma del sector (párr. 1.24), así como para el reconocimiento de gastos hasta por la suma equivalente de US\$290.000. En el contrato se dejará constancia de haberse aprobado el Plan de Gestión Ambiental definitivo.

Los montos a partir de los cuales las adquisiciones del Proyecto se harán mediante licitación o concurso público internacional serán: US\$3 millones para obras, US\$250.000 para bienes y US\$200.000 para servicios de consultoría (párr. 3.11).

---

1/ "El proyecto de contrato de préstamo relacionado con esta operación, se encuentra a la disposición de los señores Directores Ejecutivos".

## **I. MARCO DE REFERENCIA**

### **A. El sector de energía en Paraguay**

- 1.1 El Paraguay se encuentra en la singular situación de ser importador absoluto de hidrocarburos y exportador de magnitudes importantes de energía eléctrica, merced al considerable potencial hidroeléctrico que ha desarrollado conjuntamente con Brasil y Argentina. El consumo anual de energía por habitante, de 5,3 barriles equivalentes de petróleo (bep) es todavía bajo en comparación con el promedio de América Latina (5,9 bep).
- 1.2 Los principales problemas que enfrentan las autoridades del sector son la necesidad de sostener el proceso de electrificación, y extender el uso de la energía eléctrica aprovechando su disponibilidad; el costo relativamente alto del abastecimiento de los combustibles con origen en hidrocarburos importados; la creación de condiciones propicias para promover la exploración petrolera en el país; y el alto consumo de leña como combustible doméstico e industrial.
- 1.3 En este contexto el gobierno está impulsando reformas en el marco regulatorio e institucional del sector energético, buscando una mayor transparencia mediante la separación de las funciones regulatorias y empresariales del Estado, que ha tenido un rol casi excluyente en este sector. Para ello está recibiendo la asistencia del Banco a través del "Programa de Reestructuración del Sector Energético del Paraguay", financiado por el Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) mediante la TC-95-01-39-8-PR. Este programa incluye actividades en los sectores de electricidad, petróleo y gas, en particular el desarrollo de aspectos regulatorios, institucionales y técnicos para la creación de condiciones favorables para la participación de inversores privados.

### **B. El sector eléctrico**

#### **1. Situación actual**

- 1.4 El Paraguay dispone de una capacidad instalada de generación eléctrica que excede largamente sus necesidades. La potencia instalada correspondiente al Paraguay en la Central Hidroeléctrica Itaipú (CHI) (6.300 MW, bajo un acuerdo binacional con Brasil) y la que estará disponible en la Central Hidroeléctrica Yacyretá (CHY) (1.350 MW bajo un acuerdo binacional con Argentina), equivalen a alrededor de 15 veces su demanda máxima actual. Por ello, el programa de expansión del sector eléctrico se limita a los sistemas de transmisión y de distribución.
- 1.5 No obstante la elevada disponibilidad de capacidad de generación, Paraguay es el país con menor desarrollo eléctrico relativo dentro

del Mercado Común del Sur (MERCOSUR). En 1994 <sup>1/</sup> su consumo eléctrico per cápita era de 646 kWh/hab/año, frente a 1.439 kWh/hab/año de Argentina, 1.463 kWh/hab/año de Brasil, 1.479 Kwh/hab/año de Uruguay, y 1.193 Kwh/hab/año promedio de América Latina y el Caribe. En la actualidad alrededor del 64% de la población tiene acceso a la electricidad y aunque este porcentaje está aumentando, también es bajo comparado con los restantes países del MERCOSUR: Uruguay y Argentina tienen una cobertura que supera el 90% de la población, y Brasil alcanza al 77%.

## 2. El proceso de electrificación en Paraguay

- 1.6 Desde la entrada en operación de CHI, la disponibilidad de energía eléctrica ha generado una gran dinámica en el sector eléctrico paraguayo, caracterizado por una alta y sostenida tasa de crecimiento de la demanda que en los últimos cinco años fue del orden del 13% anual acumulativo. Esta dinámica se refleja en que: (i) entre 1982 y 1994, el número de usuarios se más que triplicó, pasando la tasa de cobertura de la población de 38% a 64%, y se electrificaron el 80% de las localidades del interior del país que hoy cuentan con servicio; y (ii) el consumo por usuario conectado a la red también aumentó significativamente, pasando de 3.401 kWh a 4.866,3 Kwh. Como consecuencia de estos factores, en esos mismos años el consumo total de electricidad se cuadruplicó.
- 1.7 Si bien las tasas de crecimiento de la demanda de electricidad en Paraguay son altas en comparación con otros países de la región, es razonable pensar que en este país el proceso de electrificación continuará a un ritmo sostenido, debido al aún relativamente bajo nivel de cobertura del servicio eléctrico y a la disponibilidad de capacidad de generación instalada. En realidad, el comportamiento del mercado eléctrico muestra que su crecimiento se encuentra limitado por la velocidad de expansión de los servicios, lo cual es consistente con la experiencia vivida en otros países que ya han pasado por un proceso similar de creciente urbanización.
- 1.8 En el futuro inmediato el sector eléctrico del Paraguay enfrenta el desafío de atender eficientemente la fuerte demanda por más y mejor servicio. Por otra parte, el funcionamiento del MERCOSUR hace previsible un incremento de la integración electroenergética entre los países miembros, y Paraguay aspira a disminuir la brecha en el grado de electrificación y en el consumo per cápita que lo separa de los restantes países del acuerdo. Para alcanzar estos objetivos, el gobierno ha definido como prioridades del sector: (i) incrementar la eficiencia, haciendo un mejor uso de la capacidad instalada y optimizando inversiones; y (ii) asegurar el flujo de recursos necesarios para las inversiones en nueva capacidad de transmisión y distribución, abriendo el camino para la participación del sector privado.

- 1.9 De acuerdo con las estimaciones actualmente disponibles, el sector eléctrico realizaría inversiones adicionales al presente Proyecto por unos US\$780 millones hasta el 2004, de los cuales US\$380 millones se invertirían hasta el 2000 inclusive. Para la ejecución de estas inversiones, ANDE contaría con la cooperación de otras agencias internacionales de crédito, en forma complementaria al apoyo del Banco. Actualmente ANDE gestiona ante el OECF de Japón un préstamo para la financiación de obras de subtransmisión y distribución en el Sistema Metropolitano a partir de mediados de 1996, en que concluiría la ejecución del Préstamo 648/OC-PR. Por otra parte, ANDE obtuvo de la KfW de Alemania financiamiento para el proyecto de electrificación del Chaco, con un costo directo estimado en US\$35 millones, cuyas obras se iniciarían en 1996.

### 3. La incorporación de Yacyretá

- 1.10 A partir de 1994 Paraguay también dispone de la energía generada por la CHY. Esta obra, ubicada sobre el río Paraná entre Argentina y Paraguay, construida por acuerdo de ambos países, cuenta con la financiación del gobierno argentino y préstamos del Banco y del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF). El Banco ha aprobado cuatro operaciones de préstamo regionales a la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), con garantía de la República Argentina, por un total de US\$790 millones, y el BIRF otorgó tres préstamos por un total de US\$760 millones. La obra, que se encuentra en la etapa final de puesta en marcha, tendrá a su finalización una capacidad instalada de 2.700 MW y una generación anual de 20.000 GWh. Actualmente los gobiernos de Paraguay y Argentina se encuentran definiendo las bases de un acuerdo que posibilitaría otorgar al sector privado la concesión de la explotación de la CHY.
- 1.11 La conclusión de la CHY y la construcción de la línea de transmisión necesaria para conectarla a la red existente, permitiría al Paraguay incorporar una nueva fuente de energía y robustecer su sistema eléctrico, diversificando las fuentes de abastecimiento y posibilitando el cierre del sistema de transmisión mediante el anillo conformado por las grandes centrales sobre el río Paraná y el mercado del área de Asunción. Al mismo tiempo, el país se consolida como el principal exportador de energía eléctrica en el MERCOSUR.
- 1.12 El presente Proyecto permitirá, mediante la construcción de la línea de transmisión Ayolas-Guarambaré en 220 kV, además de otras obras de transmisión, transformación y compensación conexas, conectar la nueva Central Hidroeléctrica de Yacyretá con el sistema interconectado nacional, asegurando al mismo tiempo la operación adecuada del sistema de transmisión así ampliado. La nueva línea permite reforzar el Sistema Metropolitano de transmisión que atiende el Area Metropolitana de Asunción (AMA), donde se concentra casi el 70% de la demanda de energía eléctrica del país, y al mismo tiempo lograr una mejor operación de todo el sistema interconectado al pasar de ser un sistema de tipo radial a otro de tipo anillado,

con un mejor desempeño con relación a pérdidas eléctricas, confiabilidad y control de tensiones.

#### 4. Aspectos tarifarios

- 1.13 Durante la ejecución del Préstamo 648-OC/PR fue acordada una nueva política tarifaria que establece los costos económicos de suministro como base para fijar las tarifas de electricidad, y fija un plan de ajustes graduales que permitiría que las tarifas alcanzaran en promedio el 89% de dichos costos en 1998, introduciendo al mismo tiempo modificaciones en la estructura tarifaria consistentes con el mismo objetivo. Dicho contrato también incluye compromisos de carácter tarifario basados en las políticas operativas del Banco para entidades de servicio público, consistente en el establecimiento de niveles de contribución de la generación interna neta al financiamiento del programa de inversiones. Las tarifas de energía eléctrica a usuarios finales en Paraguay son actualmente las más bajas del MERCOSUR en todas las categorías de consumo (residencial, comercial e industrial), y cubren en promedio el 70% de los costos económicos. No obstante ello, y con las salvedades que se señalan, ANDE pudo cumplir los requerimientos contractuales tarifarios de naturaleza financiera contenidos en el Préstamo 648/OC-PR, alcanzando una contribución neta al programa de inversiones (proveniente de fondos operativos exclusivamente) de 34,5% en 1992, 5,5% en 1993 y 46,3% en 1994 (frente a un requerimiento contractual mínimo del 25%).
- 1.14 En el marco de las reformas que el gobierno está impulsando en el sector energético, el sostenimiento y profundización de la política tarifaria actual constituye un elemento vital. En el mediano plazo las tarifas tenderían a reflejar los costos económicos del sistema, dando las señales apropiadas para atraer eventualmente operadores privados al sector. Al mismo tiempo el sector eléctrico generaría los recursos para su expansión, que son considerables debido al dinámico comportamiento de la demanda, y para atender el incremento en el costo medio de la energía que compra de Itaipú a partir de 1997. Efectivamente, como rasgo peculiar del caso paraguayo, hasta mediados de 1997 ANDE se beneficia de la cesión gratuita por parte de Itaipú de una potencia equivalente a alrededor de un tercio de la potencia contratada, con esa central, factor que incide hoy favorablemente en la situación financiera de la empresa al reducir el costo medio de la energía efectivamente pagado. Este suministro de potencia se origina en la devolución de la energía de pruebas de la CHI, utilizada en su momento por Brasil.
- 1.15 Durante la preparación de esta operación, y debido a demoras en la aplicación de los ajustes previstos en la nueva política tarifaria, el Banco planteó al gobierno las dificultades que esta situación creaba al préstamo en ejecución, y para la tramitación de la nuevas operaciones destinadas a financiar la expansión del sistema de transmisión y a apoyar la implantación de reformas en el sector energía con recursos del FOMIN. El gobierno acordó con el Banco sobre la necesidad de dar solución a estos problemas y dispuso



incrementos tarifarios para todos los tipos de consumo a partir de mayo de 1995. La medida adoptada permitió dar cumplimiento en 1995 a los compromisos de carácter tarifario contenidos en el contrato de Préstamo 648/OC-PR.

#### 5. La estructura institucional del sector

- 1.16 La prestación del servicio público de electricidad en el Paraguay es realizada por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), entidad autárquica estatal que configura un monopolio legal según lo establecido en su Carta Orgánica (Ley N° 966). ANDE tiene a su cargo los servicios de transmisión y distribución de electricidad en todo el territorio, y las instalaciones de generación de energía eléctrica, con excepción de Itaipú y Yacyretá, que son operadas por entidades binacionales en las que Paraguay participa, en asociación con Brasil y Argentina, respectivamente. ANDE desarrolla también funciones típicamente sectoriales relacionadas con el planeamiento, las decisiones de inversión y los estudios de política tarifaria.
- 1.17 El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC) por conducto de la Subsecretaría de Minas y Energía (SME) es el organismo gubernamental con responsabilidad general en el sector energía. El equipo económico participa en la fijación de la política tarifaria del sector energético incluyendo las decisiones sobre tarifas eléctricas.
- 1.18 En el mediano plazo, el gobierno aspira a modificar la organización del sector eléctrico para lograr mayor eficiencia y abrir la posibilidad de incorporación de nuevos recursos para la necesaria expansión de los servicios. Las nuevas normas promoverán la separación de los roles de fijación de políticas, de regulación y empresariales del Estado, y la participación del capital privado, que en una primera etapa se considera más probable en el área de distribución.
- 1.19 Para ello el gobierno, a través del Programa de Reestructuración del Sector Energético que financia el FOMIN, está preparando para su envío al Congreso un proyecto de Ley Marco del Sector Eléctrico que regule esta actividad y que determine tanto las obligaciones que deben cumplir los prestatarios del servicio público, sean públicos o privados, como los derechos de los consumidores y las formas de arbitrar las diferencias entre ambos. Al mismo tiempo, el gobierno desarrollará los diversos aspectos técnicos vinculados a la definición y establecimiento de la nueva organización sectorial.
- 1.20 Estas reformas deberán tomar en consideración las especiales características del sector eléctrico paraguayo, que prácticamente excluyen la posibilidad de introducir competencia en la generación, como ha sido la experiencia reciente en otros países. Por otro lado la transmisión y la distribución son considerados monopolios naturales, requiriendo la eventual participación de operadores

privados de un marco regulatorio adecuado y el correspondiente esquema institucional, que necesitan ser establecidos.

C. Estrategia y fundamento de la participación del Banco

- 1.21 La estrategia del Banco en el Paraguay procura apoyar la consolidación de transformaciones en los sectores público y financiero, orientándolos a la modernización de la economía en general. En este sentido, se encuentra en ejecución un Programa Sectorial de Inversiones destinado, entre otros aspectos, a apoyar el desarrollo de un Programa de Privatización como uno de los instrumentos para lograr la reforma del sector público.
- 1.22 En el sector de energía, el Banco apoya los proyectos que contribuyan a la elevación del nivel de vida de la población y al desarrollo de los sectores productivos, alentando un racional aprovechamiento de la abundante capacidad de generación disponible en el caso de la electricidad, y que al mismo tiempo apoyen el proceso de reestructuración sectorial.
- 1.23 La presente operación, junto con la del FOMIN, se insertan adecuadamente en esta estrategia y se respaldan mutuamente: la financiación de inversiones de alta prioridad permitirá atender la fuerte expansión de la demanda y mantener adecuadas condiciones en el servicio público de electricidad; ello a su vez facilitará la realización de las reformas en un contexto ordenado, permitiendo establecer nuevos marcos legales, regulatorios e institucionales, concebidos para hacer más transparente el funcionamiento del sector eléctrico, mejorar su eficiencia y crear las condiciones necesarias para incrementar la participación del sector privado. Adicionalmente, la ratificación de la política de recuperación tarifaria también contribuirá a crear un ambiente favorable para la atracción de capitales privados.
- 1.24 En este contexto se considera conveniente que el contrato de préstamo incluya una condición mediante la cual el Prestatario se comprometa a presentar al Banco, dentro de los 9 meses de la vigencia del contrato de préstamo, y de conformidad con lo oportunamente acordado en el marco del proyecto FOMIN, evidencia de que se ha presentado a consideración del Congreso del Paraguay un proyecto de Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico.

D. Experiencia del Banco y de otras entidades de financiamiento en el sector eléctrico de Paraguay

1. Actividad del Banco en el sector eléctrico

- 1.25 El Banco ha sido el principal organismo financiero que ha ayudado al Paraguay a desarrollar su sistema eléctrico, y ha participado en algunos de los proyectos más importantes en las áreas de generación, transmisión, distribución y electrificación rural en los últimos 30 años. Entre estos proyectos caben mencionar las centrales hidroeléctricas de Acaray (la primera en el país) y de

Yacyretá, parte del sistema de transmisión de Itaipú hasta el AMA, y el desarrollo de las redes de distribución en Asunción y las principales ciudades del Interior. Esta acción permitió sustentar la notable expansión de la generación y el consumo de electricidad, así como la ampliación de la cobertura del servicio público de electricidad, a las que se hizo referencia en el párrafo 1.6.

- 1.26 La participación del Banco en el sector eléctrico se ha concretado a través de 14 préstamos por un total de US\$269,8 millones destinados a ejecutar 9 proyectos de un costo total de US\$425,8 millones, y 20 programas de cooperaciones técnicas por un monto total de US\$4,3 millones. En todos los proyectos ANDE ha actuado como prestatario y organismo ejecutor, con excepción del que se financia con el Préstamo 648/OC-PR, otorgado a la República del Paraguay en 1991. La experiencia del Banco con ANDE ha sido buena en términos generales y los proyectos se han ejecutado en forma satisfactoria, aunque en las dos últimas operaciones se han apreciado demoras, en especial en la última operación aprobada.
- 1.27 La operación más reciente del Banco es el Préstamo 648/OC-PR por US\$100,0 millones, que financia obras de transmisión y transformación, así como obras de distribución, y actividades de fortalecimiento institucional de ANDE. Actualmente no se anticipan problemas para desarrollar las obras específicas de transmisión y transformación conforme a lo programado. Las obras múltiples de distribución, por su parte, han presentado algunas demoras que están en vías de superación.
- 1.28 Con relación al apoyo otorgado a ANDE por el Banco en materia de fortalecimiento institucional, se está desarrollando una importante tarea destinada a introducir mejoras en la estructura organizativa, la gestión y la capacidad de planificación. Se ha avanzado sustancialmente en la elaboración de los correspondientes diagnósticos y en la presentación de propuestas alternativas destinadas a mejorar el funcionamiento de la empresa. Concluido el proceso de implantación de las reformas propuestas el Banco habrá contribuido de una manera positiva al mejoramiento de la eficiencia de ANDE.

## 2. Financiamiento de otras agencias

- 1.29 El Banco Mundial, hasta la fecha no ha financiado directamente al sector eléctrico del país. El Fondo de Cooperación Técnica de Ultramar de Japón (OECF), con un préstamo de 8.800 millones de yenes financió el proyecto de la cuarta línea de transmisión de 220 kV entre las centrales interconectadas de Itaipú-Acaray y la zona metropolitana de Asunción, línea que entró en servicio en julio de 1990.
- 1.30 Con la colaboración financiera del gobierno alemán (DM25.171.400) se ha ampliado el sistema de transmisión de ANDE y se construyó el sistema de distribución de baja tensión en nueve localidades de la zona de Ñeembucú. Adicionalmente, el KfW otorgó un préstamo de US\$5.25 millones equivalentes en marcos alemanes, para el finan-

ciamiento de la construcción de una línea de 66 kV de Itakyry a Catueté y líneas de distribución rural de 23 kV para Salto del Guairá e Itakyry como cofinanciamiento del programa del Préstamo 520/OC-PR.

## II. EL PROYECTO

### A. Objetivos

- 2.1 El propósito del Proyecto es atender eficientemente el aumento de la demanda de energía eléctrica, especialmente en la región oriental del país, mediante el uso de la generación disponible, principalmente de la nueva capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá. Asimismo, el Proyecto permitirá apoyar estudios e implantar programas para el uso eficiente de los recursos eléctricos.
- 2.2 La expansión del sistema de transmisión a ser alcanzada con el Proyecto permitirá hacer frente al fuerte aumento que registra la demanda, la que se espera siga creciendo a tasas elevadas en los próximos años. Este crecimiento se origina principalmente en el continuo proceso de urbanización del país, el que se traduce en la incorporación de nuevos usuarios y en el aumento en el consumo de electricidad de los usuarios conectados. De no concretarse oportunamente las inversiones necesarias en el sistema de transmisión, el servicio eléctrico sufriría una reducción de sus niveles de calidad y confiabilidad, además de incrementarse las pérdidas eléctricas y limitarse la extensión de la cobertura a nuevos usuarios. Ello obedece a que las instalaciones de transporte de energía desde las centrales de Itaipú y Acaray (que abastecen actualmente la totalidad de la energía eléctrica), hacia la región oriental del país en la cual se encuentra el Area Metropolitana de Asunción (donde se concentra el 70% de la demanda), alcanzarían niveles de saturación en los próximos años.

### B. Descripción del Proyecto

- 2.3 El Proyecto comprende: (i) un componente de inversión; y (ii) un componente de estudios (ver detalle en Anexo II-2). El componente de inversión consiste en un proyecto de expansión del sistema de transmisión de ANDE, necesario a partir de 1998, que puede dividirse en dos grupos de obras específicas de líneas y de subestaciones, de acuerdo con la forma en que ha sido organizada la preparación y ejecución del Proyecto. El primer grupo de obras comprende la construcción de una línea de transmisión que cerraría un anillo entre la generación en el río Paraná y el área de Asunción y permitiría evacuar hacia la región oriental del país la energía producida en tales centrales, principalmente de la hidroeléctrica de Yacyretá, y otras obras de transmisión y transformación conexas, que deberían entrar en operación en 1998. El segundo grupo está conformado por obras de expansión y de refuerzo del sistema de transformación y de reactivos existente en la misma región, que entrarán en operación en 1999. El componente de estudios incluiría estudios y otras actividades destinadas a la elaboración de un programa para el ahorro y uso eficiente de la electricidad en los sistemas de transmisión y de distribución,

además de la definición de ubicación y capacidad de algunas obras de expansión futuras del sistema de transmisión.

- 2.4 El Proyecto se complementa con una operación del FOMIN recientemente aprobada (ver párrafo 1.3), mediante la cual se provee ayuda financiera al Gobierno del Paraguay (GOP) para implementar reformas estructurales y nuevas políticas en el sector eléctrico y en el de los hidrocarburos, que lleven a mejorar el desempeño general de estos sectores y a fortalecer la capacidad de las agencias gubernamentales encargadas de la fijación de políticas y del ejercicio de la actividad regulatoria. En particular el Proyecto permitirá al gobierno diseñar e implementar nuevos marcos legales, institucionales y regulatorios especialmente concebidos para incrementar la participación del capital privado en el sector energético.

C. Metas

- 2.5 La ejecución del Proyecto permitirá alcanzar las siguientes metas (ver Anexo II-1, Marco Lógico):
- a. El incremento en la capacidad de transmisión del sistema interconectado deberá permitir que el suministro de energía en el Sistema Metropolitano crezca de 645 MW en 1995 hasta un valor de aproximadamente 925 MW en 1999.
  - b. Las pérdidas para demanda máxima en el sistema de transmisión y subtransmisión (en los niveles de 220 kV y 66 kV de tensión) disminuirán de 9% en 1995, hasta valores próximos al 8% en 1999.
  - c. La confiabilidad del sistema de transmisión en 1999 deberá ser compatible con niveles normales internacionales. La tasa de fallas en el sistema de 220 kV no superarán un nivel de 2,0 fallas de duración mayor de tres minutos cada 100 km/año en 1999, comparada con una tasa de 3% en 1994.

D. Resultados

- 2.6 Los principales resultados del Proyecto serán los siguientes:
- a. Antes de septiembre de 1998 deberán estar disponibles para el sistema dos circuitos de línea de transmisión en 220 kV entre Ayolas y San Patricio, y un circuito entre San Patricio y Guarambaré, así como ampliaciones en las estaciones existentes en Ayolas, San Patricio, Paraguarí y Guarambaré para llegada y salida de tales líneas, con un total de 285 km de extensión y 250 MVA de capacidad de transmisión.
  - b. Antes de septiembre de 1998 también deberán estar disponibles para operación las ampliaciones en la capacidad transformadora de las estaciones de Paraguarí y San Lorenzo, con una capacidad de 180 MVA, y la nueva estación de San Antonio con 20 MVA.

- c. A mediados de 1999 deberán estar concluidas la ampliación del patio de maniobras de la estación de Ayolas, la ampliación de esta estación con un transformador adicional de 41,5 MVA, y construida la estación de San Juan Bautista, de 20 MVA.
- d. Antes de septiembre de 1999 deberán estar disponibles 90 Mvar en reactivos en 66 kV, y un compensador estático de aproximadamente 200 Mvar en 220 kV, cuyas ubicaciones finales serán establecidas durante la ejecución de este Proyecto.
- e. Presentación de estudios de mejoramiento del sistema de transmisión existente y del listado de medidas a ser tomadas para disminución de pérdidas en este sistema hasta mediados de 1997.
- f. Presentación de los estudios de opciones de alimentación en muy alta tensión desde Itaipú y/o Yacyretá hasta mediados de 1998.
- g. Presentación del estudio de URE y de reducción de pérdidas en la distribución de ANDE hasta fines de 1997. Implantación hasta fines de 1998 de un plan piloto con las medidas indicadas en este estudio.

E. Costo y financiamiento

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

1. Ingeniería y administración (US\$3.950.000)

a. Ingeniería (US\$1.810.000)

- 2.8 Las tareas de ingeniería previstas son las de desarrollo de la ingeniería de detalle del sistema de transmisión y de las subestaciones del grupo I del Proyecto, y de diseño básico (con los respectivos documentos de licitación) e ingeniería de detalle del grupo II.

b. Supervisión (US\$1.200.000)

- 2.9 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 suministro 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. Administración (US\$940.000)

- 2.10 Este rubro incluye los costos incrementales de personal administrativo y otros gastos de la Unidad Ejecutora creada por ANDE para administrar los financiamientos otorgados a ella por organismos internacionales de crédito y que estará también encargada de este Proyecto, además de los costos correspondientes de otras dependen-

cias de la empresa que prestarán apoyo administrativo, contable y legal para la ejecución del Proyecto.

2. Componentes específicos (US\$48.770.000)

- 2.11 El Proyecto comprende un componente de inversión en expansión del sistema de transmisión, dividido en dos grupos de obras, y un componente de estudios de apoyo:

a. Grupo I (US\$34.430.000)

- 2.12 Está constituido por el primer circuito de la línea de transmisión en 220 kV con 235 km de extensión, que entraría en operación a mediados de 1998 (preparada para doble terna), partiendo de la estación San Patricio (cerca del área de Yacyretá) hasta la estación Guarambaré (en las cercanías de Asunción), además del cambio de conductores del primer circuito de la línea entre Ayolas y San Patricio e instalación del segundo circuito de esta misma línea, con una extensión total de 50 km. Asimismo, este componente comprendería ampliaciones en las estaciones reductoras de San Patricio, Paraguarí, Guarambaré, Ayolas y San Lorenzo, y la construcción de la estación de San Antonio (220/23 kV).

b. Grupo II (US\$11.940.000)

- 2.13 Está conformado por otras obras de refuerzo de las estaciones de Ayolas y San Lorenzo, la construcción de la estación de San Juan Bautista (220/23 kV) e instalación de reactivos en 66 kV (subtransmisión) y de un compensador estático en 220 kV (transmisión) en el área metropolitana de Asunción. Estas instalaciones entrarán en operación a mediados de 1999, y sus diseños básicos y documentos de licitación deben ser desarrollados.

c. Estudios de apoyo (US\$1.400.000)

- 2.14 Este componente incluye: (i) estudio de características de diseño y construcción de la líneas y equipos asociados del sistema de transmisión existente, con identificación de puntos críticos y de medidas destinadas a eliminarlos (condicionamientos de la capacidad de sobrecarga en condiciones de emergencia) y a lograr una disminución de las pérdidas eléctricas (como cambio de diámetros de cables, por ejemplo); (ii) estudio detallado de las opciones de alimentación en niveles de muy alta tensión, a través de líneas de transmisión desde Itaipú y/o Yacyretá, hasta el sistema metropolitano, definiendo la configuración óptima a ser implementada en la expansión del sistema eléctrico nacional en el largo plazo, con la consecuente confirmación, en su primera etapa de trabajos, de la ubicación definitiva del compensador estático de reactivos en 220 kV previsto para entrar en operación en el área de Asunción en 1999; y (iii) estudio de aspectos físicos del sistema de distribución de ANDE, y elaboración de un programa de medidas para el control y reducción de las pérdidas eléctricas, y estudio de las características de los consumidores de ANDE con evaluación del



potencial de ahorro de energía por parte de los mismos, y elaboración de un programa de medidas para el uso eficiente de la electricidad. Un plan piloto con estas medidas deberá ser iniciado por ANDE como parte de este Proyecto.

d. Costos indirectos (US\$1.000.000)

- 2.15 Los costos indirectos incluyen los gastos por expropiaciones o adquisiciones de derecho de vías adicionales a los ya existentes, y los correspondientes a la implantación de las medidas de mitigación de impactos ambientales.

3. Otros costos (US\$13.650.000)

- 2.16 Se estimó que los imprevistos constituyen alrededor del 5% de los costos directos e indirectos del Proyecto. Los escalamientos fueron calculados a partir de los índices de inflación doméstica e internacional utilizados por el Banco para Paraguay. La suma de estos dos rubros asciende a US\$5.420.000.
- 2.17 Los gastos financieros suman US\$8.230.000, y se estimaron con base en las condiciones vigentes para los préstamos del Banco, único financiador de este Proyecto.
- 2.18 El Proyecto tendrá un costo total equivalente a aproximadamente US\$66,4 millones, que serían financiados de la siguiente manera: (i) hasta US\$50,0 millones con recursos del Banco, provenientes del Capital Ordinario (CO), que serán empleados en financiar totalmente las compras de equipos y materiales para la construcción y mantenimiento de la línea de transmisión, para la ampliación de las subestaciones y para la instalación de compensadores de reactivos y los estudios de apoyo, además de los intereses durante el período de construcción, los gastos de inspección y vigilancia y, parcialmente, los gastos con supervisión e inspección de fabricación de equipos y de ejecución de obras, la ejecución de las obras civiles y de montaje de la línea de transmisión y de las subestaciones, y los gastos contingentes correspondientes a todos estos rubros del presupuesto; y (ii) el equivalente a US\$16,4 millones, con recursos propios de ANDE para complementar las inversiones financiadas por el Banco y atender totalmente los gastos en obras electromecánicas de la construcción y ampliación de las subestaciones, los costos indirectos, el pago de la comisión de crédito, los trabajos de ingeniería y supervisión, y los gastos de administración.
- 2.19 En el Cuadro II-1 de los costos del Proyecto, el cual se incluye a continuación, se muestran los componentes del Proyecto y las fuentes de financiamiento de cada uno de ellos:

<p align="center"><b>Cuadro II-1</b>  <b>Costos del Proyecto</b>  <b>(en miles de US\$)</b></p>				
DESCRIPCIÓN		TOTAL	BANCO	ANDR
1.	<b>INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN</b>	3.950	460	3.490
1.1	Ingeniería	1.810	0	1.810
1.2	Supervisión	1.200	460	740
1.3	Administración	940	0	940
2.	<b>COMPONENTE DE INVERSIÓN</b>	46.370	38.520	7.850
2.1	<b>GRUPO I</b>	34.430	28.360	6.070
2.1.1	LT 220 kV San Patricio-Guarambaré	19.520	15.040	4.480
2.1.2	Cambio conductor y circuito 2 LT Ayolas-San Patricio	1.470	1.130	340
2.1.3	Ampliación Estación San Patricio	2.640	2.400	240
2.1.4	Ampliación Estación Paraguari	3.500	3.170	330
2.1.5	Ampliación Estación Guarambaré	810	740	70
2.1.6	Ampliación Estación Ayolas	320	290	30
2.1.7	Ampliación Estación San Lorenzo	4.260	3.860	400
2.1.8	Construcción Estación San Antonio	1.910	1730	180
2.2	<b>GRUPO II</b>	11.940	10.160	1.780
2.2.1	Ampliación patio 220 kV en Ayolas	800	680	120
2.2.2	Ampliación trafos 220/23 kV en San Lorenzo	1.470	1.250	220
2.2.3	Construcción Estación San Juan Bautista	1.900	1.620	280
2.2.4	Instalación de reactivos en 66 kV	1.570	1.330	240
2.2.5	Instalación compensador estático 220 kV	6.000	5.110	890
2.2.6	Equipos especiales	200	170	30
3.	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	1.000	0	1.000
3.1	Derecho de vía	700	0	700
3.2	Medio ambiente	300	0	300
4.	<b>ESTUDIOS DE APOYO</b>	1.400	1.400	0
4.1	Mejoras en líneas del sistema de transmisión existente	200	200	0
4.2	Opciones de alimentación en muy alta tensión	400	400	0
4.3	Ahorro/uso eficiente de energía	800	800	0
5.	<b>GASTOS CONTINGENTES</b>	5.420	2.100	3.320
5.1	Imprevistos	2.370	1.930	440
5.2	Escalamiento	3.050	170	2.880
6.	<b>COSTOS FINANCIEROS</b>	8.230	7.520	710
6.1	Intereses	7.020	7.020	0
6.2	Comisión de crédito	710	0	710
6.3	Inspección y vigilancia	500	500	0
<b>TOTAL GENERAL</b>		66.370	50.000	16.370
Porcentajes (%)		100	75	25

### III. EJECUCION DEL PROYECTO

#### A. El Ejecutor

- 3.1 ANDE, ente autárquico estatal, será responsable por la ejecución del Proyecto en todos sus aspectos técnicos, administrativos y financieros. El Gabinete de Estudios y Planes (GEP) tendrá la responsabilidad básica y contará con el apoyo logístico de la Gerencia Técnica y Comercial (GTC) y de la Dirección de Servicios Administrativos (DSA).
- 3.2 ANDE ha sido tradicionalmente un buen ejecutor de los préstamos del Banco, aunque en las dos últimas operaciones (el préstamo 520-OC/PR, ya totalmente ejecutado, y el 648-OC/PR, en ejecución), se registraron algunas demoras significativas. Sin embargo, la ejecución del préstamo 648-OC/PR se ha normalizado durante el último año como consecuencia de medidas adoptadas por ANDE de común acuerdo con el Banco, y actualmente no se prevén dificultades en la ejecución de la etapa final del Proyecto. Adicionalmente debe mencionarse que, a diferencia de los préstamos antes mencionados, la operación propuesta no incluye la realización de obras múltiples (en donde se produjeron las principales demoras), sino que se trata de un Proyecto específico cuyas obras principales ya cuentan con diseños y documentos de licitación disponibles. Por otra parte, ANDE contratará, contando con financiamiento parcial del Banco, la consultoría que se haga necesaria para apoyar esta empresa en la supervisión e inspección de la fabricación de los equipos y de la ejecución de las obras relativas al compensador estático de 220 kV en que tiene menos experiencia. Antes de convocar la licitación para la adquisición y fabricación de los equipos del compensador estático de 220 kV, ANDE presentará evidencia de que ha contratado tales servicios.
- 3.3 La Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP), denominada División de Coordinación y Control (DCC), que depende del referido GEP, seguirá teniendo la función de realizar todas las tareas inherentes a la ejecución del Proyecto, como viene haciendo con eficiencia en el caso del Contrato LO-648/OC-PR.

#### B. Estado de preparación y cronograma del Proyecto

- 3.4 La preparación del grupo de obras comprendido por la línea de transmisión en 220 kV y las ampliaciones de subestaciones que operarán a mediados de 1998 está en estado avanzado, puesto que sus diseños básicos están desarrollados, con los correspondientes documentos de licitación listos para empezar tal proceso, con excepción de la nueva estación de San Antonio cuyo diseño básico y documentos están siendo elaborados. Esto significa que los estudios topográficos, diseño de estructuras de soporte, las especificaciones de equipos electromecánicos, conductores y materiales, además de los documentos contractuales, estarán disponibles para

iniciar los trabajos de contratación y posterior construcción de todas estas obras en ocasión de la presentación de esta operación a consideración del Directorio del Banco. La fabricación de torres, de equipos, de conductores y de aisladores deberá iniciarse a más tardar a fines de 1996, razón por la cual ANDE deberá iniciar el proceso de licitaciones a principios de este año (segundo trimestre). Las obras de construcción comenzarán a ejecutarse a mediados de 1997, pudiendo sus licitaciones ser iniciadas en el cuarto trimestre de 1996.

- 3.5 El segundo grupo de obras, que incluye la construcción y ampliaciones de subestaciones e instalación de reactivos que operarán a partir de mediados de 1999, cuenta con diseños preliminares, en lo que se requiere desarrollar los diseños básicos y documentos de licitación. Teniendo en cuenta que el plazo mínimo para elaborar los estudios de ingeniería, ya sea por consultoría o por medios propios, es de siete meses, el inicio del proceso de licitación para fabricación de los equipos solo podría realizarse alrededor del tercer trimestre de 1997, razón por la cual ANDE deberá presentar evidencia de haber iniciado estos estudios, contratados según términos de referencia acordados con el Banco, dentro de ocho meses, contados a partir de la firma del contrato, de manera de tener la garantía de que toda la documentación estará lista para estas licitaciones de fabricación de equipos y de construcción y montaje a fines del segundo trimestre de 1997. La construcción de los componentes de este grupo de obras sólo se iniciará en 1998.
- 3.6 Los Términos de Referencia (TOR) detallados de los llamados Estudios de Apoyo ya están siendo desarrollados y deberán ser presentados para examen del Banco en febrero de 1996, de manera de estar listos para iniciar el proceso de licitación para su contratación a fines del primer trimestre de 1996.
- 3.7 El Anexo III-3 incluye un programa tentativo de adquisiciones y contrataciones de los principales rubros del mismo, que son transformadores de potencia, equipos de maniobra, equipos de protección, estructuras diversas, conductores y cables de guardia, conjunto de anclaje y suspensión, equipos especiales (herramientas, equipos de seguridad y vehículos especiales para incrementar la capacidad de mantenimiento de las instalaciones de transmisión), obras civiles y electromecánicas, además de las tareas de ingeniería y los estudios previstos.

C. Procedimientos de ejecución y de licitación

- 3.8 La UEP, que ya cuenta con el apoyo de las áreas de ingeniería de la entidad y de una unidad dedicada exclusivamente a la supervisión de los aspectos de impactos y medidas relativas a problemas socio-ambientales, sería también responsable por la planificación financiera, del cumplimiento de los requisitos contractuales, de la presentación de los informes periódicos y de las solicitudes de desembolso, entre las principales tareas.

- 3.9 ANDE viene ejecutando obras similares a las de este Proyecto y cuenta con experiencia en el diseño, preparación de documentos de licitación, adquisición de bienes y servicios, supervisión de obras civiles, electromecánicas y de montaje, pruebas y puesta en servicio de sistemas de transmisión. Anticipadamente al proceso de licitación de las obras, ANDE va a contratar con un consultor externo los trabajos de ingeniería de ubicación de estructuras de la línea de transmisión. La ingeniería de detalle, la construcción y montaje de las líneas y subestaciones también serían contratadas con empresas de reconocida experiencia y capacidad, siguiendo la política de ANDE y de acuerdo a las normas del Banco. Por su parte ANDE se encargará de los trabajos relativos al Proyecto básico y elaboración de los documentos de licitación del segundo grupo de obras del Proyecto, con apoyo de consultores externos cuando sea necesario.
- 3.10 Los estudios relativos a la mejora del sistema de transmisión existente, los de las líneas de extra-alta tensión y ubicación definitiva del compensador de 220 kV, y los inherentes a las medidas de ahorro y uso racional de la energía en la distribución y de reducción de pérdidas, también serán contratados con empresas de reconocida experiencia en esta área, y de conformidad con las normas y procedimientos del Banco.
- 3.11 Las adquisiciones de bienes, las contrataciones de obras y servicios de consultoría financiadas por el Banco se llevarán a cabo conforme a los procedimientos estipulados en los Anexos B y C del contrato de préstamo. El concurso público internacional será obligatorio para contratación de servicios de consultoría por montos superiores a US\$200.000. La licitación pública internacional será obligatoria para adquisiciones cuyo valor exceda US\$250.000 para bienes y US\$3 millones para obras. Además, las adquisiciones cuyos costos son imputables a la contrapartida local, se hará a través de licitaciones públicas nacionales o de concurso de precios, de acuerdo a lo estipulado en la Ley N° 966 que rige a ANDE.
- D. Reconocimiento de gastos, anticipo de fondos y calendario de inversiones
- 3.12 Para garantizar la ejecución de las obras de transmisión del Proyecto en el cronograma programado, será necesaria la contratación de los trabajos de ingeniería de ubicación de las estructuras de torres, la contratación de estudios ambientales y la eventual realización de gastos que conlleven a la imposición y limpieza de la franja de servidumbre y adquisiciones de terrenos todavía antes de la aprobación del préstamo por el Banco. Estos gastos, estimados en US\$290.000, podrán ser reconocidos como contrapartida de ANDE.
- 3.13 El período de ejecución total del Proyecto se estima en 34 meses a partir de la contratación e inicio de fabricación de los equipos de

potencia de los componentes del Grupo I de obras, y el calendario de gastos se muestra en el Cuadro III-1:

Cuadro III-1 Período de ejecución total del Proyecto							
Fuente	Gastos Previos	1996	1997	1998	1999	Total	%
BID	0	4.890	23.330	15.940	5.840	50.000	75
ANDE	290	1.280	7.530	5.840	1.430	16.370	25
TOTAL	290	6.170	30.860	21.780	7.270	66.370	100
%	0	9	47	33	11	100	

- 3.14 El Anexo III-4 presenta el calendario de desembolsos del Proyecto en cada uno de sus principales rubros para una duración total de cuatro años.
- 3.15 La naturaleza del Proyecto requerirá la disponibilidad de recursos financieros para permitir una rápida y eficaz ejecución de servicios y obras del mismo, siendo conveniente establecer un anticipo de fondos por un monto del 10% de los recursos del financiamiento a cargo del Banco.

E. Terrenos y servidumbres

- 3.16 La franja de servidumbre de la línea entre San Patricio y Guarambaré ya está definida prácticamente en su totalidad, siendo necesario completar este proceso con la correspondiente compensación a los propietarios (ya todos identificados), afectados por una limitación de dominio en terrenos que continúan siendo de su propiedad. Se estima que no ocurrirán problemas vinculados con la servidumbre en este Proyecto. No habrá necesidad de adquirir terrenos para las ampliaciones de las subestaciones, con excepción de las nuevas estaciones de San Antonio y San Juan Bautista, las que tienen ya identificados sus respectivos sitios de ubicación.

F. Operación y mantenimiento

- 3.17 Dentro de la estructura orgánica de ANDE existen dos unidades responsables de la operación y mantenimiento de su sistema eléctrico, siendo una de ellas encargada específicamente del sistema de transmisión (líneas y subestaciones). Hasta la fecha la operación y el mantenimiento han tenido un desempeño satisfactorio, lo que hace esperar que no haya dificultad en el futuro para cumplir adecuadamente dichas funciones en las nuevas instalaciones previstas en el Proyecto.
- 3.18 No obstante lo anterior, se recomienda que ANDE presente, a satisfacción del Banco, durante los 5 años siguientes a la terminación de las obras de este Proyecto, un informe anual de mantenimiento de las obras y equipos, incluyendo resultados, la

organización empleada y los recursos físicos y humanos requeridos para cumplir con las actividades de mantenimiento previstas para cada año.

G. Aspectos ambientales

- 3.19 Las implicaciones ambientales de las obras del Proyecto y en particular la construcción de la nueva línea de transmisión (235 km) y la ampliación-construcción de las subestaciones (Ayolas, San Patricio, Guarambaré, Paraguarí, San Lorenzo y San Juan Bautista), fueron analizadas en un estudio de impacto ambiental detallado. El diagnóstico ambiental y el análisis de impactos fue revisado por la unidad ambiental de ANDE, que lo puso a la disposición para la consulta del público.
- 3.20 En general, los impactos ambientales relacionados a la construcción de la línea de transmisión y a la ampliación/construcción de las subestaciones son de magnitud, intensidad e importancia limitada al derecho de vía de la línea y al área de influencia directa de las subestaciones. A este respecto, se aplicarán medidas de mitigación de impactos, integrando especificaciones ambientales apropiadas en los pliegos de licitación y contrato de obra, cuya ejecución será supervisada y su efectividad evaluada por la unidad ambiental de ANDE.
- 3.21 La línea de transmisión atraviesa por lo general áreas de pastizales dedicados a la ganadería extensiva, con bosques aislados, algunos bosques de galería y zonas húmedas a lo largo de tramos específicos. Se evitaron áreas protegidas y ecosistemas frágiles tomando medidas de protección específicas para los humedales y las vías de acceso a las torres en áreas con cobertura forestal significativa. Los efectos electromagnéticos de la alta tensión son poco significativos (interferencia de las telecomunicaciones y radiofonía) y no afectan a la población humana.
- 3.22 Concretamente, se tomarán medidas preventivas de impactos durante la construcción y operación de la nueva línea sobre las áreas de bosque, los humedales y la avifauna. También se prevén medidas preventivas de riesgos a la aviación agrícola como de prevención de invasión de áreas silvestres tales como el Parque Nacional Lago Ypoá y Refugio de Vida Silvestre Yabebyry. En el mantenimiento del derecho de vía no se utilizarán productos químicos y se excluyen componentes electromecánicos que utilizan sustancias tóxicas. La construcción de la línea también afecta a algunas viviendas cuya reubicación e indemnización será negociada y resuelta.
- 3.23 A través del Proyecto se fortalecerá la capacidad técnica y operativa de la unidad ambiental con el propósito de asegurar el seguimiento adecuado de las obras desde el punto de vista ambiental y dotar a ANDE con la necesaria capacidad de supervisión y gestión ambiental.

H. Evaluación ex-post

- 3.24 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. No obstante, cabe mencionar que eventualmente la evaluación ex-post podría efectuarse sin inconvenientes ya que la información sobre el mercado, costos y desempeño del Proyecto, y sobre los parámetros económicos necesarios para un estudio de este tipo, estaría disponible.



#### IV. PRESTATARIO Y EJECUTOR

##### A. El Prestatario

- 4.1 El prestatario sería la República del Paraguay, quien pasará los recursos a ANDE en los mismos términos y condiciones que resulten del contrato con el Banco. Con anterioridad al primer desembolso, el prestatario deberá presentar al Banco un convenio por el cual se traspasen a ANDE los recursos del Banco en las condiciones antes referidas.

##### B. El Ejecutor

###### 1. Aspectos institucionales

- 4.2 ANDE será el ejecutor del Proyecto. La entidad es un ente autárquico de propiedad estatal, relacionada con el Poder Ejecutivo (PE) a través de la SME del MOPC. El objetivo de ANDE es el de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, y tanto su carta orgánica como su organización general están orientados a posibilitar su cumplimiento.
- 4.3 Los objetivos y funciones específicas de ANDE han sido establecidos por la Ley N° 966 del 12 de agosto de 1964, y preceptúan que ANDE coordina y dirige el desarrollo eléctrico del país. A ese propósito ANDE prepara: (i) planes y programas para el desarrollo del sistema eléctrico; (ii) diseña, construye y opera instalaciones públicas de generación, transmisión y distribución de energía; y (iii) también participa en las actividades con respecto a todas las demás instalaciones eléctricas en las que tiene algún interés un organismo público con objeto de asegurar la coordinación de los programas nacionales de desarrollo en el campo eléctrico. De manera análoga, ANDE está facultada para participar en los diseños, gestión y/o financiamiento de aquellos proyectos de abastecimiento de energía eléctrica del sector privado que se consideren de interés nacional. ANDE también tiene derecho a comprar y vender energía eléctrica dentro del país y a través de las fronteras nacionales.
- 4.4 Con recursos del Préstamo 648/OC-PR, el Banco está apoyando a la empresa en el desarrollo de un estudio integral de la estructura de organización vigente, así como de la mayor parte de los sistemas y procedimientos que tienen que ver con la gestión administrativa, comercial, técnica, financiera y de la planeación de ANDE. El programa de refuerzo institucional está siendo desarrollado por un consorcio integrado por una empresa eléctrica del Brasil con gran experiencia en la gestión y administración directa del servicio eléctrico. La misma está desarrollando sus tareas de acuerdo con los términos de referencia convenidos oportunamente con el Banco.

- 4.5 Al 31/12/94 ANDE empleaba un total de 2.603 funcionarios, prácticamente sin cambios significativos desde 1990. La productividad del personal, sin embargo, ha aumentado en forma importante desde ese año base, debido al incremento logrado en el volumen de operaciones de ANDE. Debido a él, los índices pasaron de 162 clientes y 815 MWh vendidos por empleado en 1990 a 239 clientes y 1.206 MWh por empleado en 1994, registrando así incrementos de productividad del 47% y 48% respectivamente, durante el período aludido. Los valores de 1994 comparan favorablemente con los de otras empresas eléctricas de América Latina y el Caribe.
- 4.6 La administración financiera de ANDE es, en su mayor parte, adecuada; las registraciones contables se efectúan sobre la base de un plan de cuentas aceptable, compilado en un manual completo. Se elaboran mensualmente estados financieros, a la vez que se mantiene al día la información presupuestaria requerida por ley. La información suministrada es confiable, y los auditores externos independientes han extendido siempre dictámenes favorables en sus exámenes de los estados financieros de la institución.
- 4.7 El régimen de compras y contrataciones está adecuadamente definido en la ley de creación de ANDE y en las normas y procedimientos internos dictados por la empresa. La cobertura de seguros de la empresa, por su parte, está siendo implementada tomando en consideración los resultados de un estudio realizado en 1990 como parte de los términos del contrato de Préstamo 520/OC-PR.

## 2. Auditoría

- 4.8 Se estima conveniente que el eventual contrato de préstamo incluya una condición mediante la cual se requiera que los estados financieros del ejecutor del Proyecto, durante la vigencia del contrato y los del Proyecto durante su ejecución, deberán ser presentados anualmente al Banco dictaminados por una firma de contadores públicos independientes aceptable para el Banco, y de acuerdo con requisitos satisfactorios para éste. Los primeros estados financieros deberán corresponder a los del ejercicio 1996.

## 3. Situación financiera, operativa y patrimonial reciente

- 4.9 El estado de resultados de la empresa para el período 1992-1994 permite apreciar que:
- a. El crecimiento de las ventas físicas ha promediado el 13% anual en el período. Las pérdidas totales de energía, mientras tanto, crecieron hasta alcanzar alrededor del 17% en 1994, al tiempo que la tarifa media pasaba de US\$41,8 miles/kWh en 1992 a US\$42,1 miles/kWh en 1994. Esta combinación de factores posibilitó que los ingresos operativos crecieran de US\$99 millones a US\$134 millones durante el trienio, lo que representó un alza del 35%.

- b. Las tarifas aplicadas por la empresa durante el período tuvieron una evolución que estuvo afectada por ajustes tendientes a corregir su deterioro debido al proceso inflacionario. Estas acciones comprendieron ajustes nominales promedio de 16,6% en enero 1994 y 8,9% en abril de 1993. La última propuesta de ajuste tarifario de 17,5% fue aprobada en mayo de 1995. Este ajuste permite a la empresa dar cumplimiento a los compromisos tarifarios de carácter financiero contenidos en los contratos de préstamo suscritos con el Banco.
  - c. Los costos operativos de ANDE se incrementaron de US\$94 millones en 1992 a US\$125 millones en 1994, reflejando un aumento nominal muy poco significativo de los costos unitarios de US\$39,2 mills/kWh en 1992 a US\$39,8 mills/kWh en 1994.
  - d. El ingreso neto de explotación creció en valores absolutos de US\$5 millones a US\$8 millones de 1992 a 1994. Sin embargo, en 1993 los ingresos operativos resultaron insuficientes para cubrir en su totalidad los costos de operación creando un déficit operativo de US\$1 millón. El mismo obedeció a que los incrementos tarifarios aprobados para ese año fueron superados por la evolución de la inflación interna. La rentabilidad operativa de ANDE durante el período, representó el 1,2% de la inversión en 1994 contra el 0,7% alcanzado en 1992. No obstante la baja rentabilidad obtenida, a los fines financieros generales de la institución, se aprecia una tendencia de recomposición de su situación, como se ha de ver más adelante.
- 4.10 Una característica particular de ANDE está constituida por el elevado monto de sus resultados ajenos a la explotación, los que en 1994 incluyeron US\$12,9 millones por utilidad y resarcimiento de Itaipú, US\$1,7 millones de compensación proveniente de Yacyretá y US\$7,3 millones en intereses bancarios. El monto total de ingresos no operativos neto de los cargos por diferencias de cambio (US\$13 millones) le permitió a ANDE cubrir casi íntegramente sus cargos financieros y transformar así en utilidad neta del ejercicio su ingreso operativo neto.
- 4.11 Los activos totales de ANDE equivalían a US\$1.025 millones al 31/12/94. Estructuralmente, los activos fijos representan el 76% de los activos totales, mientras que el 14% está constituido por activos de trabajo y el restante 10% por cargos diferidos, otros activos no corrientes e inversiones, entre los que deben destacarse las inversiones en Itaipú (US\$50 millones) y en Yacyretá (US\$17,5 millones). Las cobranzas han venido evolucionando favorablemente, alcanzando un índice de efectividad en el año 1994 de 92%, por encima de los requerimientos contractuales con el Banco (85%), y también de lo que es práctica usual en la industria.
- 4.12 Debe tenerse presente que ANDE no pagó los saldos adeudados a Itaipú en concepto de compras de potencia efectuadas durante 1993 y 1994. Esta acción está originada en una iniciativa de la empresa

durante 1993 a fin de lograr una reducción del costo de la energía que ANDE compra a Itaipú, mediante un esquema de pago con títulos de la deuda brasileña. En 1995 ANDE procedió a cancelar la totalidad de los saldos adeudados en ese período aplicando el criterio propuesto. Las proyecciones financieras de la empresa que se analizan más adelante recogen el efecto financiero de esa operación.

4.13 ANDE ha mostrado niveles de endeudamiento moderados (0,60 en 1993 y 0,55 en 1994, frente a un máximo de 1,0 admitido en el contrato 648/OC-PR) y una liquidez aceptable (1,3 en 1994, 1,2 en 1993). Los principales acreedores de la empresa al 31/12/94 eran el BID (con un saldo a largo plazo de US\$104,9 millones), el Banco do Brasil (US\$79,7 millones, originados en el financiamiento de la participación de ANDE en Itaipú), el OECF (US\$71,8 millones) y el Banco de la Nación Argentina (US\$44,3 millones, relativos al financiamiento de la inversión de ANDE en Yacyretá). El total de la deuda a largo plazo al 31/12/94 ascendía a US\$320,7 millones, de los cuales US\$313,4 millones estaban denominados en moneda extranjera.

4.14 En términos de flujos de fondos, ANDE generó internamente US\$13 millones en 1992, US\$11 millones en 1993 y US\$47,5 millones en 1994. Esto le permitió, con las salvedades que se señalan, cubrir los requerimientos contractuales del Préstamo 648/OC-PR: su contribución neta al programa de inversiones (proveniente de fondos operativos exclusivamente) ascendió a 34,5% en 1992, a 5,5% en 1993 y a 46,3% en 1994 (frente a un requerimiento contractual mínimo del 25%).

#### 4. Proyecciones financieras

4.15 Los estados financieros proyectados de ANDE para el período 1995-2004 fueron calculados en dólares americanos corrientes; se supuso que las tarifas son ajustadas en términos reales hasta alcanzar el 89% del costo marginal de largo plazo en 1998. Debido al incremento estimado en los volúmenes de venta de energía, los ingresos de explotación de ANDE habrían de crecer considerablemente: 17% en 1995 y 12,6% en promedio acumulativo anual hasta el año 2004. Los ingresos operativos promediarían así unos US\$320 millones por año durante la década proyectada.

4.16 Mientras tanto, los costos operativos incrementales promedio subirían en términos corrientes hasta alcanzar un nivel de aproximadamente US\$0,0528 p/KWh de venta en el período. Como consecuencia, la rentabilidad operativa de ANDE crecería a partir de 1995 tanto en términos absolutos como relativos, y sus valores oscilarían alrededor de 4% a 5% de la inversión en servicio. La entidad podría, aún sin los descuentos al precio de compra a Itaipú, que surgen de los acuerdos especiales logrados por ANDE para el pago de las compras de energía, cubrir las eventuales y significativas pérdidas de cambio, resultantes de su endeudamiento en moneda externa y mantener resultados netos positivos.

- 4.17 Los activos totales de ANDE crecerían en el período a un promedio del 4% acumulativo anual, hasta alcanzar un nivel de US\$2.012 millones a finales del 2004. No se producirían mayores cambios estructurales en la composición de los mismos o de la mezcla de financiamiento ya que no se prevén cambios de significación en las estrategias financieras seguidas hasta el presente. Debido a ello, ANDE continuaría mostrando endeudamientos moderados, con el índice respectivo pasando de 0,58 en 1995 a 0,62 en el año 2004 (aún considerablemente por debajo del potencial de endeudamiento de la institución) y una liquidez corriente permanentemente por encima de 1,20. Se ha supuesto también que continuará la tendencia exhibida en el pasado reciente en las cuentas a cobrar, las que habrían de mantenerse en un promedio de 30 días.
- 4.18 Las variables antes expuestas se reflejan positivamente en el flujo de fondos proyectado, el que muestra que la empresa tendría el potencial de acumular aproximadamente US\$52 millones de saldos de caja superavitarios durante el período 1995-2000. Para ello influye decisivamente la estrategia de financiamiento perseguida por la empresa de obtener US\$180 millones de parte del KfW, OECF y otras agencias internacionales a efectos de cubrir sus requerimientos de fondos para el desarrollo del resto de su programa de inversiones del período. No obstante que la empresa adquiriría compromisos financieros importantes, sus flujos operativos le permitirían mantener una adecuada cobertura del servicio de su deuda de largo plazo (con un índice promedio de 1,9 veces y permanentemente por encima de 1,5 veces), y también contribuir en forma muy importante al financiamiento de su programa de inversiones: en términos promediales, el porcentaje de autofinanciamiento para la década proyectada se situaría alrededor del 56%, aunque con pronunciados desvíos de año en año, con valores no inferiores al 25%, con excepción de 1996 en que sería de 19%.
- 4.19 En el Cuadro IV-1 se muestra en forma resumida la evolución financiera proyectada de ANDE para el período comprendido entre 1995-2000:

<b>CUADRO IV-1</b> <b>ANDE</b> <b>Situación financiera proyectada 1995/2000</b> <b>(en millones de US\$)</b>							
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Total
Generación interna	92	63	71	87	102	112	527
Servicio de la deuda	39	40	43	50	52	54	278
Generación interna neta	53	23	28	37	50	58	249
Préstamos	32	88	60	41	36	42	299
Total de fuentes	85	111	88	78	86	100	548
Programa construcción	45	120	88	65	55	70	443
Variación capital trabajo	21	-12	-7	9	12	14	37
Otras aplicaciones	3	3	2	0	2	1	10
Superávit anual	16	0	5	4	17	15	58

4.20 De lo anterior surge que ANDE lograría mantener durante el período analizado una posición financiera desahogada, con indicadores adecuados y sin mayores problemas previsibles. A efectos de lograr consolidar tales resultados, sin embargo, es menester asegurarse que se mantendrán las políticas operativas y financieras subyacentes en las proyecciones. Para ello, se recomienda que:

- a. Las tarifas de ANDE sean suficientes para cubrir sus gastos de funcionamiento y el servicio de su deuda y, además, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Esta proporción será acordada anualmente con el Banco con una antelación no inferior a tres meses a la fecha de inicio de cada ejercicio financiero.
- b. ANDE presente evidencia anual de que ha cobrado como mínimo el 85% de los saldos exigibles durante cada año, incluyendo saldos iniciales.
- c. ANDE no incurra en nuevos endeudamientos de largo plazo que resulten en: (i) una relación deuda a largo plazo/patrimonio superior a la unidad; o (ii) un índice de cobertura del servicio de la deuda de largo plazo inferior a 1,5 veces.
- d. ANDE mantenga una relación no inferior a 1,2 veces entre sus activos y pasivos corrientes.

## V. VIABILIDAD DEL PROYECTO

### A. Viabilidad técnica

- 5.1 La definición de los componentes del Proyecto es fruto de estudios llevados a cabo por ANDE con el apoyo de consultores, empleando para ello normas y procedimientos adecuados, una base de datos actualizada y modelos de análisis comúnmente aceptados para evaluaciones técnicas de este tipo. Las características de las obras de transmisión y subestaciones corresponden a las soluciones técnicas más apropiadas, coincidiendo además con las de instalaciones existentes en el sistema de ANDE. El Proyecto cuenta con diseños finales de ingeniería para todas las instalaciones previstas en el grupo I de inversión, que representa el 74,3% del costo directo total. Las instalaciones del grupo II ya tienen anteproyecto elaborado y la conclusión de toda la parte de ingeniería necesaria para su construcción está también contemplada en el marco del Proyecto.
- 5.2 Las obras de este Proyecto, además de otras obras que se encuentran en construcción destinadas a expandir o reforzar la infraestructura de transmisión y transformación existente en ANDE, permitirán atender el incremento de demanda, a partir de las centrales hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretá y Acaray, y mejorar y mantener la calidad de servicio eléctrico a niveles aceptables. Las mencionadas centrales hidroeléctricas proporcionarán energía suficiente para atender la demanda nacional por un largo plazo, con un margen grande de exportaciones para Argentina y Brasil. El sistema eléctrico de Paraguay tendrá gran flexibilidad para programar de la manera más económica sus despachos a partir de estas centrales a través del sistema de transmisión que conformará un anillo pasando por Asunción y conectado a las mismas.
- 5.3 Los costos del Proyecto se han estimado sobre bases razonables tomando en consideración las cantidades de obras y los diseños existentes, con precios unitarios externos y locales tomados de recientes licitaciones efectuadas por ANDE para construcción de obras similares, y sobre la base de criterios técnicos, económicos y financieros aceptables al Banco, y utilizando márgenes de reserva razonables para posibles incrementos de precios y para atender imprevistos.
- 5.4 No se anticipan dificultades en la adquisición de terrenos o derechos de uso necesarios para las obras del Proyecto, como tampoco se prevén dificultades en el suministro oportuno de los bienes y servicios.
- 5.5 El método de ejecución de obras que serán implementadas bajo la supervisión de ANDE, se considera adecuado, ya que ésta cuenta con experiencia en la ejecución de obras con características iguales.

Ello permite suponer que las obras se realizarán dentro del cronograma previsto, que es considerado realista.

- 5.6 En cuanto a la operación y mantenimiento de instalaciones, ANDE dispone del personal calificado, la capacidad y la experiencias necesarias, siendo por lo tanto el Proyecto técnicamente factible en todos sus componentes.

B. Viabilidad institucional

- 5.7 ANDE será responsable por la ejecución del Proyecto en todos sus aspectos técnicos, administrativos y financieros. Esta empresa ha sido en el pasado un eficiente ejecutor de proyectos financiados por el Banco y por otras entidades de financiamiento internacional. Tiene por consiguiente, la experiencia y el conocimiento necesarios para llevar a cabo el Proyecto propuesto en forma oportuna y dentro de los presupuestos elaborados.

- 5.8 El GEP tendría la responsabilidad básica y contaría con el apoyo logístico de las GTC como asimismo de la DSA. La UEP, dependiente del referido Gabinete, seguirá con la función de realizar todas las tareas inherentes a la ejecución del Proyecto, para lo cual cuenta con el personal y capacidades necesarias.

C. Viabilidad financiera

- 5.9 De las proyecciones financieras realizadas surge que ANDE generaría suficientes recursos durante el período de ejecución del Proyecto para cubrir las necesidades de contrapartida para el mismo; a la vez, su estrategia de inversiones y de financiamientos le permitiría mantener una posición financiera relativamente desahogada. Los riesgos que se plantean derivan casi exclusivamente de una eventual insuficiencia tarifaria. En 1994 el gobierno presentó formalmente al Banco una propuesta de política tarifaria en la que se indica que los costos económicos de suministro constituyen la base para fijar las tarifas de electricidad y ha venido disponiendo incrementos tarifarios en esta línea. Las medidas adoptadas, que deben ser continuadas, son acciones apropiadas para lograr la recomposición buscada.
- 5.10 Complementariamente, el cumplimiento estricto de las recomendaciones que tienden a asegurar que tanto el nivel tarifario como las políticas financieras de ANDE se mantengan dentro de los parámetros acordados con el Banco, deberá ser objeto de especial atención durante la supervisión del Proyecto. Dentro de tales hipótesis, el Proyecto estaría adecuadamente financiado, y ANDE mantendría pautas financieras razonables y en cumplimiento de las políticas operativas del Banco en la materia.



D. Viabilidad económica

- 5.11 El análisis económico del Proyecto incluyó el estudio de la solución de mínimo costo y el análisis costo-beneficio.
- 5.12 Las proyecciones de demanda utilizadas para el Caso Base del análisis arrojan una tasa promedio de crecimiento de la demanda a nivel nacional del 8,1% en el período 1994-2005, siendo la misma tasa para el Sistema Metropolitano. Estas proyecciones continúan la tendencia de los últimos cinco años, aunque con tasas gradualmente decrecientes.
- 5.13 El análisis de mínimo costo permitió, con base en los resultados de los distintos estudios eléctricos desarrollados, encontrar la mejor alternativa en términos económicos para el objetivo buscado, que es el de atender eficientemente la expansión de la demanda concentrada en el AMA. La construcción de la LT Ayolas-Guarambaré resultó la solución con el mejor desempeño económico, principalmente debido a sus menores costos de inversión comparada con las alternativas en tensión de 500 kV, o de 220 kV provenientes de Itaipú.
- 5.14 Los beneficios del Proyecto provienen fundamentalmente de la energía incremental que permite entregar respecto de la situación sin el Proyecto. Ello es consistente con el principal propósito de la incorporación de estas nuevas instalaciones al sistema interconectado, que es atender el crecimiento de la demanda bajo condiciones de eficiencia y calidad de servicio razonables, es decir, manteniendo los niveles de pérdidas y de tensión dentro de límites aceptables. De este modo, los beneficios se derivan esencialmente del aumento de la demanda atendida, siendo los beneficios por reducción de pérdidas y aumento de la confiabilidad menos significativos.
- 5.15 La nueva línea, aunque serviría principalmente al AMA, beneficiará a todo el sistema interconectado ya que permitirá una más eficiente operación de todo el sistema. Un punto a destacar es que esta nueva línea tendrá un desempeño técnico superior al de las líneas de 220 kV existentes que unen las centrales de Acaray e Itaipú con el Sistema Metropolitano, ya que tendrá una capacidad superior en 32% por circuito.

<b>Cuadro V-1</b> <b>Análisis costo-beneficio</b> <b>(VPN en US\$ millones a diciembre/1994)</b>		
<b>Beneficios</b>		309,1
Ventas incrementales	755,4	
Excedente del consumidor	373,5	
menos: costo de la energía incremental	-848,8	
Beneficios por ahorro pérdidas y confiabilidad	29,0	
<b>Costos</b>		56,4
Costos de inversión	49,7	
Operación y mantenimiento incremental	6,7	
<b>Beneficio neto</b>		252,7
<b>Tasa Interna de Retorno</b>		41,2%

5.16 El Proyecto presenta una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 41,2% y un Valor Presente Neto (VPN) de US\$252,7 millones, calculado utilizando una tasa de descuento del 12% y para un período de vida útil del Proyecto de 25 años. Se realizó un análisis de sensibilidad para observar el efecto que tendrían sobre la rentabilidad del Proyecto posibles cambios en algunas variables relevantes. Fueron considerados los siguientes casos: (i) aumentos de los costos de inversión y de operación y mantenimiento; (ii) tarifas eléctricas sin cambios en términos reales (mantenimiento del nivel promedio de 1995); (iii) disminución de la demanda incremental; y (iv) aumento en el costo incremental de la energía. Los resultados obtenidos indican que la rentabilidad del Proyecto es sensible en particular al nivel tarifario (que determina el valor de la disposición a pagar por la energía incremental), observándose que de mantenerse el nivel actual de tarifas, sin los incrementos reales previstos en el marco de la política tarifaria vigente, la tasa de retorno pasaría a ser marginal.

<b>Cuadro V-2</b> <b>Análisis de sensibilidad</b>		
	TIR (%)	VPN (US\$ mill)
Tarifa constante (nivel promedio 1995)	12,5	3,3
Costo de la energía mayor en 20%	22,7	83,0
Costos de inversión y operación y mantenimiento mayores en 30%	35,2	235,8
Reducción excedente del consumidor en 50%	22,9	65,9
Caso demanda baja (reducción en demanda incremental en 20%)	31,3	136,9

- 5.17 Los resultados del análisis de sensibilidad ratifican la necesidad de mantener el rumbo adoptado por el gobierno en materia de tarifas eléctricas. Los ajustes previstos, además de orientar una mejor asignación de recursos y corregir distorsiones existentes en la estructura tarifaria, permitirían generar los mayores recursos financieros que necesitará el sector para sostener sus operaciones y requerimientos de expansión. En la actualidad el crecimiento del consumo final de electricidad en el Paraguay aparece limitado por la oferta, por lo que es esperable que los requerimientos de inversiones en nuevas líneas de transmisión y en las redes de distribución serán cuantiosos hasta bastante entrada la próxima década.
- 5.18 Según los compromisos acordados en el marco del Préstamo 648/OC-PR, las tarifas deberán alcanzar en promedio el 89% de los Costos Incrementales Promedio de Largo Plazo (CIPLP) en 1998, nivel considerado en el caso base para el análisis del Proyecto, además de tender a una estructura tarifaria alineada con los costos del suministro por nivel de tensión. Estas metas constituyen una guía adecuada para la actual política, si bien podrían ser revisadas una vez disponibles los resultados de un estudio más amplio de costos y tarifas que será concluido en el marco del préstamo en ejecución.
- 5.19 Fuera de las variaciones en el nivel tarifario, la rentabilidad del Proyecto muestra sensibilidad a un mayor costo de la energía y a una disminución de la demanda. En el primer caso, un aumento del 20% en el costo de la energía incremental reduciría la TIR al 22,7%, siendo este efecto esperable ya que este rubro, calculado a partir de los CIPLP, constituye el principal costo del Proyecto. En el caso del escenario de demanda baja (que corresponde a una disminución de alrededor del 20% de la demanda para toda la vida útil del Proyecto, comparado con el caso base), la TIR bajaría al 31,3%. La sensibilidad de la TIR del Proyecto a los mayores costos de inversión y de operación y mantenimiento no es muy significativa. Finalmente, dentro de los supuestos del caso base el Proyecto puede considerarse robusto ya que para que la TIR baje al 12% se requeriría una caída del 58% de la demanda, o un aumento del 30% en el costo de la energía incremental, o una disminución del 68% en el excedente del consumidor.
- 5.20 También se realizó un análisis sobre la oportunidad del Proyecto, de modo de determinar el momento óptimo de su puesta en operación y por ende de la iniciación de su construcción. Este análisis, con base en los beneficios obtenidos en el primer año de operación, confirmó que el primer circuito de la línea debería entrar en servicio en 1998, según lo programado.
- 5.21 Durante la última etapa del análisis tomó estado público la posible concesión a un operador privado de la CHY (ver párrafo 1.10), iniciativa que se encuentra aún en etapa de negociación entre Argentina y Paraguay. Aunque no son conocidos todavía los términos precisos bajo los cuales se efectuaría esta concesión, y por lo tanto en qué forma podrían verse afectados los precios que pagará ANDE por la energía de la CHY, se realizó un análisis para conocer

el efecto de un eventual aumento en el precio de la energía sobre la bondad económica de la alternativa seleccionada. Este análisis permitió determinar que el proyecto sería preferible a la alternativa de menor costo de suministro de energía desde Itaipú hasta un valor de US\$40/MWH, o sea un 30% por encima del costo de la energía considerado en el caso base del análisis. Este valor es alto si se lo compara con los precios actuales en el mercado mayorista argentino, que es el mercado natural de la CHY. Dichos precios muestran una tendencia a la baja desde hace varios años, tendencia que se mantendría en el mediano plazo en razón de la actual expansión de la capacidad de generación (esencialmente de la misma CHY y en centrales térmicas a base de gas natural).

5.22 Adicionalmente, la eventual exportación de la energía de Yacyretá al Brasil requeriría inversiones importantes en los sistemas de transmisión de Argentina y Brasil. Si se agrega que el costo marginal de expansión de la generación en el Brasil está actualmente en el orden de los US\$42/MWH, con importantes recursos hidroeléctricos por ser desarrollados todavía, se concluye que es improbable que los precios de la energía de Yacyretá puedan alcanzar el valor de indiferencia obtenido en el análisis. Por otra parte, cabe agregar que este análisis se hizo con base en los costos de inversión y pérdidas de energía de cada alternativa, sin considerar las ventajas que la alternativa seleccionada ofrece al sistema eléctrico paraguayo al permitirle mayor flexibilidad operativa y la diversificación de las fuentes de abastecimiento.

5.23 Finalmente, desde el punto de vista del análisis económico del Proyecto se recomienda:

- a. Como condición previa al primer desembolso, el Prestatario deberá demostrar a satisfacción del Banco que se han actualizado las metas anuales de tarifas eléctricas en términos reales, que deben obtenerse para cumplir el objetivo acordado con el Banco en materia de política tarifaria, y evidencia de que han sido aprobados los incrementos tarifarios al año correspondiente, necesarios para alcanzar dichas metas.
- b. Salvo que las partes lo acuerden de otra manera, antes de convocar a cada licitación pública o si no correspondiere convocar a licitación, antes de la adquisición de los bienes o de la iniciación de las obras del segundo grupo del componente de inversión, el Prestatario, por intermedio del Organismo Ejecutor, deberá presentar evidencia de que han sido aprobados los incrementos tarifarios del año en curso, necesarios para alcanzar las metas de que trata el párrafo (a) anterior.
- c. El Prestatario deberá presentar al Banco los resultados preliminares del nuevo estudio de costos y tarifas eléctricas a más tardar a fines de 1996, junto con una propuesta de política tarifaria que recoja las recomendaciones del estudio de modo de alcanzar más apropiadamente los objetivos buscados.

E. Viabilidad ambiental

- 5.24 El Proyecto ha sido analizado en sus aspectos ambientales y los eventuales impactos negativos producidos por la construcción de la línea de transmisión y las subestaciones serán adecuadamente prevenidos y/o mitigados. Asimismo, en el contrato de préstamo se indicará que las medidas de mitigación de los impactos ambientales directos (especificaciones técnicas ambientales) bajo responsabilidad del contratista, deberán ser incorporadas en los pliegos de licitación y contrato de obra a ser ejecutados como parte del Proyecto. La unidad ambiental de ANDE supervisará la implantación y evaluará la efectividad de las medidas mitigadoras. La capacidad técnico-operativa de esta unidad será mejorada mediante la contratación de un experto en medio ambiente para prestar asesoramiento en aspectos vinculados exclusivamente con la supervisión de las medidas destinadas a mitigar los impactos ambientales negativos que pudieran derivarse de la ejecución del Proyecto. Dicha contratación deberá efectuarse antes del primer desembolso de los recursos del financiamiento.
- 5.25 Con base en lo expresado en el Capítulo III y las recomendaciones propuestas, se considera que, desde el punto de vista ambiental, el Proyecto es viable.

F. Riesgos

- 5.26 El Proyecto no presenta riesgos relevantes desde los puntos de vista técnico y ambiental. Como se señaló anteriormente, el principal riesgo de la operación está relacionado con la continuidad en aplicación de la política tarifaria acordada con el Banco. El gobierno ha adoptado las medidas iniciales para contribuir a lograr en el mediano plazo un nivel tarifario orientado por los costos económicos de la electricidad. El eventual contrato de préstamo incluirá los compromisos de carácter tarifario y financiero que respalden las acciones necesarias para el logro de este propósito.
- 5.27 Debe destacarse que en forma paralela está en ejecución una operación con financiamiento del FOMIN, destinada a apoyar al gobierno en la implantación de reformas en el marco regulatorio e institucional del sector energía. Dadas las características y situación actual del sector eléctrico en Paraguay, estas acciones se consideran prioritarias para alentar la eventual incorporación de operadores privados. La reciente aprobación por parte del Congreso de nuevas normas para la reestructuración del sector de telecomunicaciones, y el inicio de un proceso similar en el área de agua y saneamiento, indican que existen buenas condiciones para llevar adelante el proceso de reformas en el sector energía, y para sostener la aplicación de una política de precios de la electricidad consistente con los objetivos buscados.

**MARCO LOGICO**  
**SISTEMA DE TRANSMISION DE YACYRETA**  
**(PR-0030)**

OBJETIVOS	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS
<b>FIN</b>  1. Contribuir a la elevación del nivel de vida de la población y al desarrollo de los sectores productivos mediante un racional aprovechamiento de la abundante capacidad de generación disponible.	1. La cobertura del servicio eléctrico se incrementa de 623.000 usuarios en 1994 a 950.000 usuarios en el año 2000. El consumo por usuario residencial pasa de 2.468 kWh en 1994 a 2.850 kWh en el año 2000 y el consumo total del sector industrial pasa de 765 GWh en 1994 a 1.350 GWh en el 2000.	1. Informe de gestión operativa de ANDE.	<b>(Fin a Supermeta)</b>
<b>PROPOSITO</b>  1. La demanda de energía eléctrica es atendida oportuna y eficientemente por el servicio público de electricidad.	1.1 La capacidad de transmisión y transformación deberá permitir el suministro del servicio eléctrico en la región oriental del país crezca de 645 MW en 1995 hasta un valor de alrededor de 925 MW en 1999.  1.2 Las pérdidas para demanda máxima en el sistema de transmisión y subtransmisión (en los niveles de 66 kV y 220 kV de tensión) disminuirán de 9% en 1995 a valores cercanos al 8% en el año 1999.  1.3 La confiabilidad del sistema de transmisión en 1999 deberá ser compatible con niveles internacionales estándar. La tasa de fallas en el sistema de 220 kV no superarán un nivel de 2,0 fallas de duración mayores de 3 minutos cada 100 km/año en 1999, comparada con una tasa de 3,0 en 1994.	1.1 Informe de gestión operativa de ANDE.   1.2 Informe de gestión operativa de ANDE.   1.3 Informe de gestión operativa de ANDE.	<b>(Propósito al Fin)</b>  1. El Gobierno continúa aplicando la nueva política tarifaria para el sector eléctrico.

OBJETIVOS	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS
<b>COMPONENTES</b>			<b>(Componente al Fin)</b>
1. Obras de transmisión y transformación de energía conectando la central de Yacyretá con el sistema metropolitano de Asunción concluidas y en operación.	<p>1.1 A más tardar en junio de 1998 estarán disponibles para el sistema dos circuitos de línea de transmisión en 220 kV entre Ayolas y Guarambaré, en el área metropolitana de Asunción, incluyendo ampliaciones en las estaciones existentes en Ayolas, San Patricio, Paraguarí y Guarambaré para llegada y salida de tales líneas, con un total de 285 km de extensión y 250 MVA de capacidad de transmisión y 180 MVA adicionales por la ampliación de la capacidad transformadora de las estaciones de Paraguarí y San Lorenzo.</p> <p>1.2 A más tardar en el primer trimestre de 1999 estará disponible la ampliación del patio de maniobras de la estación de Ayolas, la ampliación de la estación con un transformador adicional de 41,5 MVA y construida la estación de San Juan Bautista, de 20 MVA.</p>	<p>1.1 Informes de inspección de obras.</p>	1. Se aprueba y aplica una nueva política tarifaria para llevar en el mediano plazo las tarifas eléctricas a niveles cercanos a los costos marginales de largo plazo.
2. Obras de refuerzo del sistema existente de transmisión concluidas y en operación.	<p>2.1 A más tardar en junio de 1999 estará disponible alrededor de 90 MVAR en reactivos de 66 kV, y un compensador estático de aproximadamente 200 MVAR en 220 kV.</p>	<p>2.1 Informes de inspección de obras</p>	2. El gobierno impulsa las reformas institucionales y reglamentarias del sector eléctrico que ha desarrollado con el apoyo financiero del FOMIN.
3. Estudios de optimización del sistema de transmisión existente identificando medidas destinadas a aumentar el uso de la capacidad disponible.	<p>3.1 A mediados de 1997 se presentarán los estudios de optimización del sistema de transmisión y el listado de medidas a ser tomadas para aumentar el uso de la capacidad existente.</p>	<p>3.1 Informes de inspección de obras</p>	

OBJETIVOS	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS
<p>4. Estudio detallado de las opciones de alimentación en niveles de 500 kV, a través de líneas de transmisión desde Itaipú, Margen Derecha, y/o Yacyretá, hasta el sistema metropolitano, definiendo la configuración óptima a ser implementada en el futuro.</p> <p>5. Estudios de aspectos físicos del sistema de distribución de ANDE, con elaboración de un programa de medidas de control y reducción de las pérdidas eléctricas, y estudio de las características de los consumidores de ANDE con evaluación del potencial de ahorro de energía de los mismos y elaboración de un programa que contenga medidas de uso eficiente de la electricidad por parte del consumidor.</p>	<p>4.1 Durante el primer semestre de 1998 se presentará una definición del plan de acción para implantar las recomendaciones de los estudios de opciones de alimentación.</p> <p>5.1 Antes de diciembre de 1997 se habrá presentado el estudio de reducción de pérdidas en la distribución de ANDE y de uso racional de la electricidad (URE).</p>	<p>4.1 Informe final de los estudios y plan de acción.</p> <p>5.1 Se verificará que a fines de 1998 esté implantado el plan piloto con las medidas que resulten de los estudios de URE.</p>	
<p><b>ACTIVIDADES</b></p> <p>1.1 Ver cronograma de ejecución.</p>	<p>1.1 Ver presupuesto detallado del Proyecto.</p>		<p><b>(Actividad a Componente)</b></p> <p>1. Se desarrolla e implementa un Plan de Gestión Ambiental consistente en: (i) especificaciones técnicas ambientales para la construcción y operación de líneas de transmisión; (ii) programas y actividades de protección ambiental dirigidas a prevenir y mitigar impactos indirectos de la obra; y (iii) un plan de reubicación de viviendas afectadas por la construcción de la línea y de las subestaciones.</p>



## **PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS COMPONENTES DEL PROYECTO**

### **A. Componente de inversión**

El componente de inversión consiste en un proyecto de expansión del sistema de transmisión de ANDE que es requerido para entrar en operación entre 1998 y 1999, y que puede dividirse en dos grupos de obras específicas de líneas de transmisión y de estaciones de transformación y otros equipos, de acuerdo a la forma en que está organizada la ejecución del Proyecto y al año de puesta en marcha de las instalaciones respectivas.

#### **1. Grupo I**

En este grupo están incluidas la construcción de una línea de transmisión que cerraría un anillo entre las centrales de generación sobre el río Paraná y el área de Asunción, y permitiría evacuar hacia la región oriental del país (a través de los sistemas Sur y Metropolitano) la energía producida en tales centrales, principalmente de la hidroeléctrica de Yacyretá, y además de otras obras de transformación conexas, que deberían entrar en operación en 1998.

Las principales características de estas obras están descritas a seguir, destacando los beneficios esperados de cada una de ellas:

#### **a. Obras de líneas de transmisión**

##### **(i) Construcción LT 220 kV San Patricio-Guarambaré**

Se trata de una línea de 235 km, preparada para doble terna, con un circuito inicial, para cuya construcción serán implementadas 647 estructuras y 750 km de conductor 950 MCM, con una capacidad de transporte de 250 MVA.

Comparando con las líneas que salen de la centrales Itaipú y Acaray, cinco en total, las que tienen 30% menos de capacidad por el tipo de conductor (636 MCM), la línea San Patricio-Guarambaré tendrá menor impedancia que cualquiera de la líneas mencionadas anteriormente, por lo que transportará energía que será regulada por la generación de la central Yacyretá.

Los beneficios esperados con la operación de esta línea derivan del hecho de que incorpora una nueva fuente de generación al sistema permitiendo: (a) atender rangos de demanda, sobre todo del sistema metropolitano; (b) dar mayor confiabilidad a todo el sistema terminal; (c) mayor flexibilidad y versatilidad para la operación del sistema; y (d) reducir pérdidas en el sistema, que al tener

mayor capacidad de transmisión, tendrá mejores niveles de tensión (no se sobrecargan los equipos).

(ii) Cambio de conductor y segundo circuito LT  
Ayolas-San Patricio

La línea ya existente en 220 kV (entró servicio en 1987) es parte del tramo que suministra energía del área de Itaipú/Acaray para el Sistema Sur, y cuenta con un circuito de conductores 636 MCM, lo que será un cuello de botella para evacuar la energía de Yacyretá simultáneamente para los Sistemas Sur y Metropolitano cuando estén listas las líneas entre Yacyretá y Ayolas y entre San Patricio y Guarambaré. Por esta razón será hecha la adaptación de tipología actual para la implementación de la nueva línea, con cambio del conductor existente por otro de mayor diámetro (950 MCM) y adaptación de las torres existentes para la incorporación del segundo circuito, a fin de soportar la carga que deberá atender. Este tramo de línea, juntamente con el que viene de Yacyretá hasta Ayolas que entrará en operación en septiembre 1995, construida con financiamiento del BID (Préstamo 648), permitirá por lo tanto, además de adicionar los beneficios ya mencionados para la LT San Patricio-Guarambaré, atender demandas adicionales del Sistema Sur.

b. Obras de subestaciones

Habrà obras de ampliaciones de subestaciones existentes (o que estarán en operación hasta la puesta en servicio de la LT) solamente para permitir la entrada y salida de las nuevas líneas, asimismo como obras que se destinan también a aumentar la capacidad de transformación de las mismas, además de la construcción de una nueva subestación 220/23 kV, como se describe a seguir:

(i) Ampliación de la estación Ayolas

Estación existente en 220 kV, que actualmente está siendo ampliada con recursos del Préstamo 648 para la llegada de la línea de Yacyretá. La ampliación prevista ahora en el Proyecto deberá permitir la salida de la línea a San Patricio y mejorar la capacidad de maniobra de la subestación.

(ii) Ampliación de la estación San Patricio

Está prevista la construcción de esta subestación en el marco del Préstamo 648, con puesta en servicio a finales de 1996 para atender la demanda local. Su ampliación hasta el año 1998 en el marco de este Proyecto se destina a: (a) permitir la llegada de la LT que viene de Ayolas y la salida de la misma hacia Guarambaré; y (b) ampliar la capacidad de maniobra de la subestación mediante agregación de nuevos equipos.

(iii) Ampliación de la estación Guarambaré

Esta estación actualmente opera en 220/66/23 kV. En el ámbito del Proyecto se instalará posiciones de 220 kV para llegada de la línea, ampliándose la capacidad de maniobra de la subestación.

(iv) Ampliación de la estación Paraquarí

Esta es una subestación ya existente en 66 kV (transformador 66/23 kV - 20 MVA). En el marco del Proyecto se incorporarán equipos de maniobra para interconectar con la nueva línea, y se agregará un banco de transformadores de 220/66 kV - 3 x 20 MVA (total 60 MVA), con el objeto de atender la demanda incremental y mejorar la calidad de servicio en el área de influencia (mejor perfil de tensión en la SE y menores pérdidas), ya que se pasa de un sistema radializado a un sistema anillado.

(v) Ampliación de la estación San Lorenzo

Estación existente en 220/66 kV, que dentro del Proyecto será ampliada mediante el cambio de dos bancos de transformadores 60 MVA por dos bancos de 120 MVA, lo que permitirá: (a) aumentar la disponibilidad de potencia y mejorar el perfil de tensión, consecuentemente reducir las pérdidas; (b) reforzar el anillo en 66 kV de la región metropolitana; (c) mejorar la operación del compensador estático de 66 kV de la SE-San Lorenzo, (+150 MVar, -80 MVar) al eliminar la sobrecarga de los transformadores existentes en la actualidad; y (d) recuperar los transformadores sustituidos y reutilizarlos en otra subestación de manera que sigan disponibles para el sistema.

(vi) Construcción de la estación San Antonio

Esta será una subestación nueva en 220/23 kV con un transformador de 20 MVA que permitirá atender cargas locales, que están ubicadas en una zona de crecimiento (expansión de la ciudad) cercana al Puerto de Villeta, la cual ya cuenta hoy día con una SE alimentada en 66 kV (parque industrial). Esta es la zona donde es inminente la construcción de la vía de acceso sur a la ciudad de Asunción (a ser financiado por BID). Como beneficio adicional, permitirá aliviar, parcialmente, la carga en la estación Tres Bocas, y en general en el sistema de distribución en 23 kV de la zona.

2. Grupo II

Está conformado por obras de expansión y de refuerzo del sistema de transformación y de reactivos existentes en la región oriental, que entrarán en operación en 1999.

a. Ampliación patio 220 kV estación Ayolas

Esta ampliación se destina a mejorar la operación de la nueva línea, dando mayor confiabilidad, mayor seguridad, al pasar a una configuración de barras con cambio de disposición de interruptores.

b. Ampliación transformadores 220/23 kV en San Lorenzo

Estas obras comprenden la instalación de un trafo 220/23 kV con 41,5 MVA de capacidad (existen 2 en la actualidad) para atender aumentos de la demanda de la zona.

c. Instalación de reactivos en 66 kV

Esta instalación de reactivos con un monto total alrededor de 90 Mvar es necesaria para mejorar el control de tensión a nivel de los 66 kV. A través de este control se mejora el perfil de tensión de todo el sistema, así como la utilización de los equipos, con reducción inclusive de los niveles de pérdidas. Para definir la ubicación óptima de los locales de instalación de estos reactivos ANDE está terminando un estudio en 66 kV y 23 kV que permitirá a partir de inicios de 1996 el desarrollo del diseño básico y documentos de licitación de estos rubros del Proyecto (este diseño está incluido en los gastos de ingeniería del Proyecto).

d. Instalación de compensador estático en 220 kV

En 1999, se instalará en una estación existente en el área de Asunción un compensador estático con capacidad de alrededor de 200 MVar, cuya necesidad fue determinada en los estudios de planificación hasta el año 2000 realizadas por FURNAS-ANDE. Adicionalmente al control de tensión y mejoría de las perdidas, el compensador permitirá mejorar la operación del sistema en condiciones de contingencia (pérdida de línea), otorgando así un soporte al sistema y evitando un eventual colapso de tensión. Los estudios mencionados indicaron para el horizonte hasta el año 2000 que el compensador debería ubicarse en Guarambaré, pero para determinar la ubicación óptima a más largo plazo sería importante tener un estudio por lo menos hasta el año 2010. La definición de la posición del compensador y su configuración óptima saldrá de la primera etapa del estudio de líneas de tensiones superiores a 220 kV, incluido en este Proyecto.

e. Construcción de la estación San Juan Bautista

La construcción de esta nueva subestación con un transformador en 220/23 kV y capacidad de 20 MVA, permitirá atender al crecimiento de la demanda local, sustituyendo la construcción alternativa de una línea de distribución en 23 kV de 70 km, saliendo de San Patricio, que tendría fuertes pérdidas.

B. Componente de estudios

Este componente incluye: (i) estudio de optimización del sistema de transmisión existente, con identificación de medidas destinadas a disminución de las pérdidas eléctricas (como cambio de diámetros de cables, por ejemplo); (ii) estudio detallado de las opciones de alimentación en niveles de muy alta tensión, a través de líneas de transmisión desde Itaipú y/o Yacyretá, hasta el sistema metropolitano, definiendo la configuración óptima a ser implementada en un horizonte de tiempo que contemple plazos más largos que los actualmente adoptados por ANDE en la planificación de la expansión del sistema eléctrico nacional, definiendo en su primera etapa la capacidad y ubicación definitivas del compensador estático de reactivos en 220 kV previsto para entrar en operación en 1999; (iii) estudio de aspectos físicos del sistema de distribución de ANDE, con elaboración de un programa de medidas para el control y reducción de las pérdidas eléctricas, y estudio de las características de los consumidores de ANDE con evaluación del potencial de ahorro de energía por parte de los mismos, y elaboración de un programa que contenga medidas de uso eficiente de la electricidad por parte del consumidor. Un plan piloto con estas medidas deberá ser iniciado por ANDE como parte de este Proyecto.

**PLAN TENTATIVO DE LAS PRINCIPALES ADQUISICIONES**

**Llamado a licitación de equipos, obras y estudios**

DESCRIPCION	FECHA	PRECAL. SI/NO	FORMA DE LICITA- CION	MONTO (US\$miles) Dic. 94
<b>A. GRUPO I</b>				34.430
<b>1. Subestaciones</b>				13.440
Equipos de potencia (transformadores, maniobra y protección, divididos en subprogramas)	06/96	SI	LPI 3/	10.770
Estructuras misceláneas (dividos en subprogramas)	09/96	SI	LPI 3/	770
Obras civiles (en subprogramas)	09/96	SI	LPI 4/	910
Obras electromecánicas (en subprogramas)	09/96	SI	LPN 5/	390
Obras civiles de San Antonio 1/	03/97	SI	LPI 4/	400
Obras electromecánicas de San Antonio 1/	03/97	SI	LPN 5/	200
<b>2. Líneas de transmisión</b>				20.990
Compra de estructuras 2/	06/96	SI	LPI 3/	6.620
Conductor, cable de guardia, conjunto de anclaje y suspensión	06/96	SI	LPI 3/	4.730
Obras	12/96	SI	LPI 4/	9.640
<b>B. GRUPO II 1/</b>				11.940
Equipos de potencia (en subprogramas)	08/97	SI	LPI 3/	8.780
Obras civiles (en subprogramas)	12/97	SI	LPI 4/	1.750
Estructuras misceláneas (en subprogramas)	12/97	SI	LPI 3/	300
Obras electromecánicas (en subprogramas)	12/97	SI	LPN 5/	910
Equipos especiales	07/97	NO	LPI 3/	200
<b>C. ESTUDIOS DE APOYO</b>				1.400
Optimización del sistema de transmisión	04/96	SI	CPI 3/	200
Alimentación en muy alta tensión/compensador estático	04/96	SI	CPI 3/	400
Ahorro/uso eficiente de energía	04/96	SI	CPI 3/	800
<b>TOTAL GENERAL</b>				47.770

LPI= Licitación Pública Internacional con financiamiento del Banco; CPI= Concurso Público Internacional con financiamiento del Banco. LPN= Licitación Pública Nacional con recursos de contrapartida; CPN= Concurso Público Nacional con financiamiento de contrapartida.

- 1/ La elaboración de los documentos de licitación de estos rubros, será contratado en 03/96, mediante CPN con recursos de contrapartida local.
- 2/ La ubicación de las estructuras en el campo será contratada en 05/96, mediante CPN con recursos de la contrapartida local.
- 3/ Rubros totalmente financiados por el BID.
- 4/ Rubros parcialmente financiados por el BID (50%).
- 5/ Rubros totalmente financiados por contrapartida local

DESCRIPCION	COSTO DEL PROYECTO (Miles de US\$)				CRONOGRAMA DE GASTOS POR FUENTE DE RECURSO (Miles de US\$)								
	PARTICI PACION %	TOTAL	BID	ANDE	GASTOS ANTECI- PADOS	19 96		19 97		19 98		19 99	
						BID	ANDE	BID	ANDE	BID	ANDE	BID	ANDE
IERIA Y ADMINISTRACION	6.0	3950	460	3490	160	40	220	240	1780	150	1100	30	230
ngeniería		1810	0	1810	100		70		940		580		120
Supervisión		1200	460	740	50	40	60	240	360	150	220	30	50
Administración		940	0	940	10		90		480		300		60
ONENTES DE INVERSION	69.9	46370	38520	7850	0	4120	230	20280	3700	11830	3090	2290	830
COMPONENTE I	51.9	34430	28360	6070	0	4120	230	18390	3700	5850	2140	0	0
SUBESTACIONES	20.2	13440	12190	1250	0	1660	40	8690	800	1840	410	0	0
Tranformadores de potencia		6100	6100	0		0		6100					
Equipos de maniobra		2650	2650	0		800		1050		800			
Equipos de protección		2020	2020	0		600		810		610			
Estructuras – Misceláneas		770	770	0		230		310		230			
Suma Equipos	17.4	11540	11540	0	0	1630	0	8270	0	1640	0	0	0
Obras Civiles	2.0	1310	650	660		30	40	420	420	200	200		
Obras Electromecánicas	0.9	590	0	590					380		210		
LINEAS DE TRANSMISION	31.6	20990	16170	4820	0	2460	190	9700	2900	4010	1730	0	0
Conductor y cable de guardia		3700	3700	0		740		2220		740			
Conjunto de anclaje y suspensión		1030	1030	0		200		620		210			
Estructuras		6620	6620	0		1320		3970		1330			
Suma de Equipos y Materiales	17.1	11350	11350	0	0	2260	0	6810	0	2280	0	0	0
Obras Civiles y de Montaje	14.5	9640	4820	4820		200	190	2890	2900	1730	1730		
COMPONENTE II	18.0	11940	10160	1780	0	0	0	1890	0	5980	950	2290	830
Tranformadores de potencia		1300	1300	0				0		1300			
Equipos de maniobra		4880	4880	0				970		2930		980	
Equipos de protección		2600	2600	0				780		1040		780	
Estructuras – Misceláneas		300	300	0				90		120		90	
Equipos especiales		200	200	0				50		100		50	
Suma	14.0	9280	9280	0	0	0	0	1890	0	5490	0	1900	0
Obras Civiles	2.6	1750	880	870					490	490	390		380
Obras Electromecánicas	1.4	910	0	910						460			450
OS INDIRECTOS	1.5	1000	0	1000	90	0	400	0	360	0	150	0	0
Derecho de vía	1.1	700	0	700	90		310		210		90		
Medio Ambiente	0.5	300	0	300			90		150		60		
ONENTES DE ESTUDIOS	2.1	1400	1400	0	0	230	0	510	0	660	0	0	0
Optimización de la transmisión existente		200	200	0		50		100		50			
Alimentación Alta Tensión/Compensador 220 kV		400	400	0		110		150		140			
Ahorro/uso eficiente de energía		800	800	0		70		260		470			
OS CONTINGENTES	8.2	5420	2100	3320	40	210	130	1040	1440	690	1400	160	310
Imprevistos		2370	1930	440	10	210	30	1010	200	590	160	120	40
Escalamiento de costos		3050	170	2880	30	0	100	30	1240	100	1240	40	270
TOTALES	87.6	58140	42480	15660	290	4600	980	22070	7280	13330	5740	2480	1370
OS FINANCIEROS	12.4	8230	7520	710	0	290	300	1260	250	2610	100	3360	60
Intereses		7020	7020	0		165		1135		2485		3235	
Comisión de crédito		710	0	710			300		250		100		60
Inspección y vigilancia BID		500	500	0		125		125		125		125	
TOTAL GENERAL	100.0	66370	50000	16370	290	4890	1280	23330	7530	15940	5840	5840	1430
ajes Parciales (%)		100.0	75.3	24.7	0.4	7.4	1.9	35.2	11.3	24.0	8.8	8.8	2.2
ajes Acumulados por Fuente (%)					0.4	7.4	2.4	42.5	13.7	66.5	22.5	75.3	24.7

PROYECTO DE RESOLUCION

PARAGUAY. PRESTAMO /OC-PR A LA REPUBLICA DEL PARAGUAY  
PROYECTO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISION DE YACYRETA

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 necesario con la República del Paraguay, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un Proyecto para el Sistema de Transmisión de Yacyretá. Dicho financiamiento será por una suma hasta de US\$50.000.000 o su equivalente en otras monedas, excepto la de Paraguay, que formen parte de los recursos 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.