

# PROYECTO DE EXPANSION DE LA TRANSMISION ELECTRICA

(PN-0061)

## RESUMEN EJECUTIVO

**PRESTATARIO Y GARANTE:** República de Panamá

**ORGANISMO EJECUTOR:** Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.

**MONTO Y FUENTE:**

BID/OC:	US\$ 79,0 Millones
Aporte local:	US\$ 35,0 Millones
Total:	US\$ 114,0 Millones

**PLAZOS Y CONDICIONES FINANCIERAS:**

Plazo de amortización:	20 años
Período de desembolso:	3 años
Tipo de interés:	variable
Inspección y vigilancia:	1,00%
Comisión de crédito:	0,75%
Moneda:	Facilidad Unimonetaria en dólares americanos.

**OBJETIVOS:**

El objetivo general del presente proyecto es contribuir al desarrollo de un sistema de transmisión confiable y seguro, financiando inversiones indispensables en transmisión, única actividad operativa en el sector eléctrico que continuará en manos estatales. El desarrollo de una adecuada red de transmisión es una condición indispensable para alcanzar el funcionamiento eficiente de un mercado de electricidad competitivo con participación del sector privado, como el perseguido con la reforma en curso.

Su objetivo específico es aumentar la capacidad y adecuar los niveles de confiabilidad de la red de transmisión eléctrica principal del occidente a la zona metropolitana del país, para poder facilitar los flujos de energía resultantes de los recursos de generación hidroeléctrica de Panamá, en especial del proyecto Guasquitas-Canjilones, y los de Centro América relacionados con el proyecto: Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC).

**DESCRIPCION:**

El Proyecto consiste en: (i) la construcción de aproximadamente 400 km de líneas de transmisión, 230 kV, de doble circuito montados en la misma torre, que irían de la S/E Guasquitas a la S/E Veladero (90 km);

de la S/E Veladero a la S/E Llano Sánchez (110 km) y de Llano Sánchez a la S/E Panamá II (194 km); y (ii) la construcción de las nuevas S/E de maniobra Guasquitas y Veladero en la provincia de Chiriquí, ampliación de la S/E de transformación Llano Sánchez en la provincia de Coclé, así como el equipo de conexión, control y protecciones asociado a la línea de transmisión en la subestación Panamá II, que será construida contemporáneamente.

**REVISION  
AMBIENTAL:**

La línea generará impactos ambientales y sociales de poca monta, dado que la mayor parte del área de pasaje de la línea es poco poblada y dedicada sobre todo a la ganadería y a la agricultura. El impacto físico-ambiental más importante será el corte de árboles en el derecho de vía de la línea que pasa por 7.4 km de bosque en el área revertida del Canal de Panamá y en el Parque Camino de Cruces (unas 50 Has de corte en total). Este impacto inevitable se mantendrá en un mínimo según se especifica en el PMA. El impacto socio-económico más importante es el asociado con la relocalización de habitaciones (menos de 90, dispersas todas; no hay ningún conglomerado) y plantaciones de árboles (unas 50 Has) del derecho de vía. El número de habitaciones afectadas se minimizó con el trazado escogido. El impacto sobre comunidades indígenas es nulo. No será necesario relocalizar ninguna habitación indígena. El PMA propone medidas adecuadas para prevenir y mitigar impactos ambientales y sociales.

**BENEFICIOS:**

Además de hacer posible la transmisión energía de proyectos hidroeléctricos al oeste de Panamá, en particular de 695 GWh/año de energía media de la central Guasquitas Canjilones, y a partir del año 2004, los intercambios de energía del SIEPAC, la línea permitirá beneficios por reducción de pérdidas y por aumento de la confiabilidad del sistema de transmisión troncal Panameño. Adicionalmente, la línea contribuirá al desarrollo de un sistema de transmisión confiable y seguro, que permitirá el funcionamiento de un mercado eficiente de electricidad con la participación del sector privado. Teniendo en cuenta sólo el beneficio de transmisión de la energía de Guasquitas-Canjilones, la construcción de la línea arroja una TIR del 51%.

**RIESGOS:**

El proyecto no presenta riesgos significativos. Sin embargo, recientemente como resultado de la crisis financiera asiática, que impidió el lanzamiento de bonos cuyo objeto era cubrir parte del financiamiento de la central Guasquitas-Canjilones, el IRHE ha aplazado la orden de proceder con la construcción de

la central. El atraso de la central podría tener como efecto atrasar consecuentemente el momento de entrada oportuno de la línea, al reducirse las transferencias de energía en los primeros años. El GDP ha comunicado al Banco su decisión de impulsar el Proyecto Estí bajo una de las dos alternativas siguientes: (a) si se concreta el financiamiento del Proyecto, éste será construido bajo las condiciones del contrato actual y luego transferido a la concesión de la Empresa de Generación Eléctrica Estrella-Los Valles la cual se haría cargo de la operación una vez terminado; o (b) el Proyecto hará parte del contrato de concesión de la Empresa de Generación Eléctrica Estrella-Los Valles, quien tendrá la responsabilidad de construirlo dentro del plazo establecido en el contrato de concesión. En ambos casos, la construcción del Proyecto se encuentra asegurada. A fin de contrarrestar el riesgo residual y otorgar flexibilidad, se ha incorporado una cláusula al contrato que condiciona el llamado a licitación para la construcción de la línea a que el prestatario y el ejecutor presenten muestras satisfactorias de que se ha dado la orden de proceder con la construcción del proyecto Guasquitas/Canjilones u otras evidencias de que se contará con un flujo de energía que justifique la línea. (Pár. 5.12).

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

La presente operación es consistente con la estrategia del Banco, porque refuerza la red de transmisión del país y de ese modo facilita el funcionamiento del mercado eléctrico privado que la nueva ley de privatización busca establecer. El préstamo apoyará las actividades de la empresa de transmisión, única actividad operativa que la nueva ley eléctrica conserva en manos estatales y que jugará un papel muy importante en esta reforma, como empresa encargada por la ley de proporcionar acceso libre ("open access"), no discriminatorio y en condiciones técnicas y económicas apropiadas a la red de transmisión, a los generadores que competirán para suministrar la demanda. La operación encaja dentro de los planes de reforma del sector eléctrico del GDP y con ello apoya el proceso de privatización que el Gobierno está llevando a cabo en el sector. Finalmente, la operación refuerza la infraestructura del país, uno de los objetivos explícitos de la estrategia del Banco, y elemento necesario para apoyar el desarrollo de la actividad privada productiva.

**EXCEPCIONES A LAS**

Dado que la ejecución del contrato de los diseños mencionados en el párrafo 3.4 se inició en diciembre

**POLITICAS DEL BANCO:** de 1996, se solicita hacer una excepción a la política del Banco que limita el reconocimiento de gastos previos a los incurridos 18 meses antes de la presentación del Proyecto al Directorio.

**ADQUISICIONES DE BIENES CONTRATACIONES DE OBRAS Y SERVICIOS DE CONSULTORIA:** Cuando se usen recursos del financiamiento del Banco, los montos límites mínimos sobre los cuales las adquisiciones de este Proyecto se harán por licitación pública internacional serán: US\$300.000 para bienes, US\$2 millones para obras y US\$200.000 para servicios de consultoría. Para montos menores se utilizarán: concursos o licitaciones publicas nacionales no restringidas, si tales montos son mayores a US\$ 150.000 para bienes, US\$ 250.000 para obras y US\$ 100.000 para servicios de consultoría; y concursos o licitaciones privadas si son menores a esas cifras.

**RECONOCIMIENTO DE GASTOS PREVIOS:** Se propone reconocer como gastos previos con cargo a la contrapartida local los efectuados por el IRHE para la realización de los diseños de las líneas y subestaciones que integran esta operación. Se estima ascenderán a US\$3,56 millones para las líneas y subestaciones.

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

**CONDICIONES CONTRACTUALES ESPECIALES:**

A. Condiciones previas al primer desembolso.

Previo al primer desembolso, se requerirá: (a) que el GDP suscriba un convenio de ejecución y traspaso de recursos con la ETESA (par. 4.1); (b) que se hayan formalizado los actos jurídicos necesarios para la operación y funcionamiento independiente de la ETESA como organismo executor del Proyecto incluyendo entre otros los que se describen el párrafo 4.3 que no hayan sido completados; (c) que la ETESA haya designado o nombrado un Director Ejecutivo del Proyecto (par 3.1).

B. Condiciones antes de llamado a licitación de la línea y de las subestaciones.

Antes de convocar a licitación para la línea: que se haya dado la orden de proceder con la construcción del proyecto Guasquitas-Canjilones o presentado otras

evidencias de que se contará con un flujo de energía que justifique la línea. (par 5.12);

Antes de convocar las licitaciones para la construcción de subestaciones, sus EIAS habrán debido ser aprobados por el BID y el Instituto Nacional de Recursos Naturales Renovables (INRENARE); asimismo, habrán debido formularse e integrarse en los documentos de licitación acciones de mitigación de impactos en forma de especificaciones técnicas u obligaciones de operación y manejo (par. 3.19.c).

C. Otras condiciones contractuales especiales.

Se realizarán reuniones anuales de seguimiento (par. 3.11). El prestatario y la ETESA acuerdan, durante dichas reuniones, revisar la evolución de la situación financiera e institucional de la ETESA, así como la actualización de los indicadores respectivos de acuerdo a lo señalado en el párrafo 4.25.

Durante la primera reunión anual la ETESA deberá acordar con el Banco, un Plan de Acción para lograr que previo a la puesta en operación de las líneas, la ETESA cuente con el personal suficiente y calificado, así como los equipos y herramientas adecuados para atender el mantenimiento de las obras que constituyen el Proyecto, en adición a las existentes (par. 3.8). Antes de la puesta en operación de las obras y equipos del proyecto la ETESA debe implantar las medidas preventivas que resulten del estudio indicado en el párrafo 5.2.

El contrato de préstamo incluirá las recomendaciones ambientales adicionales descritas en los incisos (a), (d), (e) y (f) del párrafo 3.19 y la cláusula de seguridad financiera descrita en el párrafo 4.21.

## I. MARCO DE REFERENCIA

### A. Entorno macroeconómico y reformas estructurales

- 1.1 A mediados de 1997, el Gobierno panameño culminó una primera fase de su programa de reformas económicas, contenidas en las "Políticas Públicas para el Desarrollo Integral". Estas reformas incluyen la venta al sector privado de 49 por ciento de las acciones del Instituto Nacional de Telecomunicaciones (INTEL), la privatización de los puertos de Cristóbal y Balboa, la creación de un Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), la promulgación de una Ley Anti Monopolios, la renegociación de la deuda externa con los bancos comerciales y aprobación de tres leyes "marco" para la privatización de los sectores de telecomunicaciones, electricidad y agua potable.
- 1.2 La Estrategia de Desarrollo Social con Eficiencia Económica 1997-1999, se orienta hacia consolidar las reformas y llevar a cabo una segunda fase de cambios económicos estructurales en la política de comercio exterior, la liberalización de los sectores de transporte, energía y turismo, la modernización del sector agrícola, la consolidación de la administración financiera integrada del sector público, la modernización del sector financiero, el manejo estratégico de la deuda pública y la reforma de la administración pública. Las medidas del sector público están orientadas a: optimizar la gestión del Estado, promoviendo reformas en administración fiscal; administración pública; los sectores sociales; el manejo del medio ambiente; la transferencia de tecnología; y el desarrollo de las áreas revertidas y el Canal, lo cual incluye la privatización y/o concesión eficiente de los bienes revertidos. El Gobierno propone avanzar significativamente en 1998-1999 en la privatización de las Centrales Azucareras, la concesión administrativa del Aeropuerto Internacional de Tocumen, la segmentación y privatización del sector eléctrico y un sistema de gestión privado para el Instituto de Acueductos y Alcantarillados Nacionales (IDAAN).

### B. El sector eléctrico en Panamá

- 1.3 Panamá cuenta en la actualidad con una capacidad instalada nominal de generación de 1125 MW, de los cuales corresponden al Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) 923 MW y a productores independientes que venden exclusivamente al IRHE 50 MW. El resto corresponde a otras dos empresas que operan en el territorio panameño: la Comisión del Canal de Panamá (CCP) con 142 MW que suple en forma autosuficiente las necesidades del Canal y la Chiriquí Land & Company (ChLC) con 10 MW. La red integrada de transmisión del IRHE conecta 911 de sus 923 MW de capacidad, así como los 50 MW del productor independiente.

## 1. Demanda

- 1.4 En 1996 las ventas de electricidad en el sistema (conformado por el IRHE actual) fueron de 2984 GWh. Habida cuenta de pérdidas de energía del 21.4%, esto se tradujo en una producción neta de energía (generación más intercambios netos) de 3796 GWh; la demanda de potencia pico en ese año fue de 640 MW. En 1997 se estima que las ventas alcanzaron 3139 GWh, y la demanda pico 706 MW. El porcentaje de población cubierta por el servicio eléctrico era del 66.5 % en 1996 y el consumo por habitante era de 1176 kWh/hab/año. El consumo por cliente, de 7308 kWh/año para todo el país, mostraba el contraste entre la zona metropolitana de Panamá (Metro y Este) y Colón con 12097 kWh/cliente/año y el resto del país con 3352 kWh/cliente/año, o sea, aproximadamente un cuarto (27%) del consumo metropolitano. Los 2984 GWh de ventas de 1996 se repartieron por sectores de la siguiente manera: 28.9 % al sector residencial, 34.9 % al sector comercial, 15.7% al sector industrial, 16.4% al sector Gobierno y 4.1% a otros usos.
- 1.5 Desde 1980, las ventas de electricidad han crecido a un promedio del 4.5% anual. Mediante modelos econométricos y de escenarios el IRHE, en su última revisión al plan de expansión (Julio de 1997), estimó un crecimiento en la demanda de energía eléctrica para 1997-2015 de aproximadamente un 4.99% anual para el escenario promedio o moderado (para el escenario alto estimó el 7.35% en el mismo período). Estas tasas llevarían el sistema del IRHE a pasar de una producción bruta 3845 GWh y una demanda máxima o pico de 640 MW en 1996 a una producción bruta de 9825 GWh y una demanda pico de 1645 MW en el año 2015, para el escenario moderado; o a una producción bruta de 14658 GWh y una demanda pico de 2454 MW para el escenario alto. El escenario moderado implicaría un incremento de la capacidad efectiva de producción de 2.6 veces y el alto 3.8 veces. El tremendo esfuerzo requerido para tal crecimiento fue una de las consideraciones importantes que llevó al GDP a realizar el programa de privatización del sector que se describirá más adelante.

## 2. Oferta actual y expansión del sistema.

- 1.6 En 1997 el sistema interconectado atendido por el IRHE tenía una capacidad instalada nominal en plantas de generación de 961 MW (551 MW hidroeléctricos y 410 MW térmicos, incluyendo 50 MW del contrato con un generador independiente). La capacidad efectiva disponible de generación era solamente de 726 MW (504 MW hidroeléctricos y 222 MW termoeléctricos) debido a la escasa disponibilidad existente en las plantas termoeléctricas, que en el pasado no recibieron mantenimiento con suficiente oportunidad.
- 1.7 El último plan indicativo de expansión de la generación a largo plazo (1997-2015) elaborado por el IRHE y utilizado para planear la expansión de la red de transmisión indica la entrada de 120 MW de capacidad hidráulica antes del año 2002 (Esencialmente el proyecto Estí o Guasquitas/Canjilones, cuyo contrato de construcción ha sido firmado), otros 270 MW hidráulicos en el

quinquenio 2003-2007 (proyectos de Gualaca, 120 MW y Barú, 150 MW), y otros 450 MW hidráulicos para el período 2008-2014. El plan también indica la entrada de la siguiente capacidad térmica: 260 MW antes del 2002; 50 MW en 2003-2007; y 500 MW en 2008-2014. Es de notar que toda la capacidad hidráulica se desarrolla en el oeste del país y requiere, por tanto, un incremento en la capacidad de transmisión desde allí hasta la ciudad de Panamá. El plan de expansión de la capacidad se volverá puramente indicativo después del año 2002. Por lo tanto la realización de las capacidades y proyectos hidráulicos que aparecen en el plan después de esa fecha es incierta.

### 3. Sistema de transmisión

- 1.8 El sistema de transmisión actual tiene 898 Kms de líneas de 230 y 115 kV y está constituido por: (a) una línea de 230 KV de doble circuito de 514 km que va desde la central Fortuna al extremo oeste del país hasta la central Bayano al costado centro/este del país; (b) una línea de interconexión con Costa Rica de circuito sencillo a 230 kV; y (c) líneas de 115 kV, que sirven para transmitir la energía de las centrales térmicas cercanas a la ciudad de Colón y la energía de las centrales hidroeléctricas La Estrella y Los Valles al oeste del país. El enlace a través del cual se intercambia energía con Costa Rica y con otros dos países del Istmo Centroamericano (Nicaragua y Honduras), es débil e insuficiente para el nivel de los intercambios contemplados en el sistema SIEPAC. Como se verá más adelante, uno de los beneficios de esta operación resulta de la adecuación de dicho enlace a los intercambios del SIEPAC.
- 1.9 Con base en el último Plan de Expansión, el IRHE ha elaborado un plan de transmisión que proyecta la necesidad de construir una línea de 230 kV de doble circuito de 400 km de longitud desde Guasquitas/Canjilones hasta la ciudad de Panamá. El primer circuito se energizaría en el año 2000, al entrar en operación los 130 MW del proyecto Guasquitas/Canjilones, el segundo circuito se energizaría en 2004, al entrar los 120 MW del proyecto Gualaca y en 2007 se añadirían dos compensadores de potencia reactiva, en 2 puntos (sub-estaciones) de la línea (Llano Sánchez y Panamá II) al entrar en operación el proyecto Barú. El primer circuito permitiría una capacidad de 150 MW, el segundo elevaría la capacidad a 300 MW. El añadir los compensadores reactivos incrementaría la capacidad de transporte a 470 MW.
- 1.10 Es de notar que el anterior plan de transmisión está basado en la realización de las capacidades y proyectos hidráulicos mencionados en el plan de expansión que, como se mencionó, son bastante inciertos a partir de 2002. A pesar de esto, la necesidad de reforzar el sistema actual de transmisión con una línea desde Guasquitas/Canjilones hasta Panamá, es inmediata. El aumento de capacidad de los proyectos que entrarían hasta el 2002, tales como Guasquitas/Canjilones, hace necesaria la construcción de esta línea. Para apoyar la preparación del presente proyecto, el Banco



contrató una consultoría, la cual concluyó que aún sin esperar la entrada de los proyectos hidroeléctricos de Gualaca y Barú, la mejor opción es poner en servicio simultáneamente los dos circuitos del proyecto por los ahorros en pérdidas de electricidad y en gastos de operación.

C. El proceso de reestructuración del sector eléctrico y la nueva Empresa de Transmisión

- 1.11 Dentro del marco de un programa muy ambicioso de reforma y apertura de la economía, el actual Gobierno está llevando a cabo una reforma muy completa del sector que busca crear un mercado eléctrico y devolver el sector a la iniciativa privada. Los elementos de la reforma quedaron establecidos en la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, que establece un nuevo marco legal e institucional y en la Ley 26 del 29 de enero de 1996, que establece el ERSP. Estas leyes están vigentes y constituyen el núcleo del marco legal sobre el cual se está llevando a cabo una reforma completa y radical del sector.

1. El marco legal

- 1.12 La Ley 26 da al ERSP funciones normativas, de control y fiscalización de los servicios de aguas y alcantarillado, telecomunicaciones y electricidad. El Ente está dirigido y administrado por tres directores, tiene independencia administrativa y autonomía presupuestaria. La Ley 6 crea una Comisión de Política Energética (CPE), encargada de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía, y una Oficina de Electrificación Rural (OER). La CPE está integrada por los Ministros de Planificación, de Industria y de Hacienda; cuenta con un Director Ejecutivo encargado de su dirección técnica y administrativa y con el personal profesional necesario para sus funciones. A la fecha, el GDP se encuentra en el proceso de seleccionar y designar el Director Ejecutivo de la CPE y elaborando los estudios requeridos para constituir y poner en funcionamiento la OER.
- 1.13 La Ley 6 ordena la separación vertical y horizontal del IRHE, en una empresa de transmisión y al menos dos empresas de generación hidroeléctrica, una de generación termoeléctrica y dos empresas de distribución. Se busca una alta participación privada para el sector, por medio del mandato de venta del 51% de las acciones de las empresas de generación y distribución (49% de las de generación hidráulica) a inversionistas estratégicos, 10% a los trabajadores y el resto, luego de un tiempo prudencial, en el mercado de valores panameño, si el GDP así lo decide. Se deja la empresa de transmisión en propiedad del Estado. Se prohíbe explícitamente que las empresas de generación participen directa o indirectamente en el control de las empresas de distribución (artículo 69); se impone la misma restricción directa e indirecta a las distribuidoras cuando la capacidad agregada equivalente exceda el 15% de la demanda atendida por sus zonas de concesión (artículo 94). Se

establece el libre acceso para la construcción y explotación de plantas de generación eléctrica.

- 1.14 La empresa de transmisión queda encargada de la operación integrada del sistema y de la función de comprador principal durante los primeros 5 años, actuando como intermediario en la contratación del suministro de potencia y energía en bloque necesarios para atender el crecimiento de la demanda en el mercado, previsto por las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras son libres de comprar hasta el 15% de sus requerimientos directamente a los generadores durante este período. A partir del sexto año las empresas distribuidoras podrán comprar libremente en el mercado toda la energía que requieran. Los grandes clientes también pueden comprar directamente a los generadores. Todos estos agentes tienen libre acceso a la red de transmisión y distribución. Los precios de la transmisión y la distribución son regulados, los de la generación determinados por la competencia, como se detalla más adelante.

## 2. Progreso en la implementación de la privatización y del marco regulador

- 1.15 El proceso de reforma está avanzando satisfactoria y rápidamente, con fuerte apoyo del Préstamo Sectorial 969/OC-PN del BID y sus Cooperaciones Técnicas complementarias, Programa de Reforma a los Servicios de Infraestructura Básica (PRIBA). Se ha establecido una división de trabajo entre el ERSP y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). El ERSP está coordinando los estudios de diversas firmas consultoras referentes a la implementación de la ley en lo que respecta a: la reglamentación general sobre la regulación del servicio público; el desarrollo de reglas del mercado mayorista; el régimen tarifario; las normas técnicas y de calidad del servicio; y el código de electricidad. El IRHE por su parte está coordinando los trabajos de consultoría sobre: la reestructuración, segmentación y privatización (venta) del IRHE; la producción de modelos de contratos tipo entre empresas de generación, transmisión y distribución; y la producción del reglamento de operaciones del centro nacional de despacho y otros.
- 1.16 El proceso de privatización, que según dictado de la ley, debe ser terminado en un plazo de 20 meses, podrá cumplir esa meta. Así, el IRHE ya ha terminado su proceso de separación en 8 empresas. Estas ya han sido creadas jurídicamente y tienen su propia personería jurídica; el personal actual se ha distribuido entre ellas y se comienza a reagrupar consecuentemente. Las 8 empresas funcionan temporalmente bajo la dirección de un mismo Presidente Ejecutivo y utilizan aún el nombre del IRHE, en espera de su venta y traspaso al sector privado, pero tienen estructuras de gerencia y de dirección completas, incluso consejos de dirección. Los cuadros I-1 y I-2 presentan un resumen de las principales características de las empresas que serán vendidas.

- 1.17 Se ha contratado a la Corporación Financiera Internacional (CFI) como banco de inversión, el cual ya ha preparado un memorando de información para atraer inversionistas estratégicos interesados; ha organizado el "data room" y preparado el "road show". Según el último cronograma, se espera efectuar la licitación para la venta de las distribuidoras entre julio y agosto de 1998 y la de las generadoras entre septiembre y octubre.

CUADRO I-1 EMPRESAS DE GENERACIÓN QUE SERÁN PRIVATIZADAS				
Empresa	Tipo de Generación	Capacidad Instalada	Generación neta (1996)	
Bahía Las Minas, S.A.	Termoeléctrica	366 MW (en Oct. 98)	590 GWh	
EGE Bayano, S.A.	Hidroeléctrica	150 MW	550 GWh	
EGE Chiriquí, S.A.	Hidroeléctrica	101 MW	450 GWh	
EGE Fortuna, S.A.	Hidroeléctrica	300 MW	1,400 GWh	
Proyecto Estí	Hidroeléctrica	130 MW	695 GWh	

  

CUADRO I-2 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN QUE SERÁN PRIVATIZADAS				
Empresa	No. Clientes	Energía Vendida GWh	Ventas en US\$ Millones	Consumo Promedio kWh/mes/cliente
EDE Metro Oeste S.A.	198,521	1,610	184	675
EDE Noreste S.A.	160,363	1,275	139	662
EDE Chiriquí S.A.	62,859	330	34	437

Fuente: IRHE Boletín informativo, Vol. 2. Nov. 1997

- 1.18 La implementación del marco regulador por parte del ERSP está avanzando rápidamente. Los distintos consultores han presentado informes finales sobre: reglamento de la ley de electricidad; normas técnicas y de calidad del servicio; metodología y modelos para la regulación de las tarifas de transmisión y distribución; organización y reglas de funcionamiento del mercado mayorista de generación (mercado de contratos y mercado ocasional); análisis y proposición de modificaciones al reglamento de operación elaborado por el IRHE; así como un estudio de organización y capacitación del Ente Regulador. Actualmente el ERSP está terminando el proceso de revisión y discusión de esos informes con las distintas instituciones implicadas, en particular el IRHE y está en proceso de publicar las resoluciones de funcionamiento de los mercados y determinación de precios regulados, con tiempo amplio antes del comienzo de las ventas de las empresas, por lo que éstas podrán contar con un ambiente de operación y de inversión estable.

D. Mercados, precios y regulación en el sector

1. Los precios previos a la reforma del sector

- 1.19 El sistema tarifario actual del IRHE contiene 21 tipos de tarifas, que responden a un enfoque contable financiero establecido inicialmente en 1977; aunque con éste el IRHE ha logrado un rendimiento financiero adecuado, este enfoque no ofrece sin embargo señales claras a los consumidores que reflejen los costos de los recursos y que los inciten en consecuencia al uso eficiente de la energía, resultando en precios onerosos.
- 1.20 El cuadro I-3 presenta una comparación de los precios promedio con los costos marginales en 1994. También presenta los precios promedios en 1996. Los costos marginales se han derivado de un estudio de tarificación al costo marginal, hecho por un consultor en 1994, con financiamiento del Banco.

CUADRO I-3 PANAMA COMPARACION DE TARIFAS Y COSTOS MARGINALES EN 1994				
Categoría	Precio promedio actual 1996 US Ctv/kWh	Precio promedio actual 1994 US Ctv/kWh	CM promedio estimado 1994 US Ctv/kWh	Relación Porcentual Precio/CM
Residencial	12.03	12,05	9,37	129
Comercial	11.93	11,92	11,52	103
Industrial	9.92	10,07	9,77	103
Gobierno	11.16	11,34	10,12	112
Total	11.49	11,55	10,32	112

- 1.21 Puede observarse que los precios en 1994 estaban por encima de los costos marginales en todas las clases de servicios. La discrepancia era especialmente grande para el uso residencial; los precios industriales y comerciales no estaban lejos del costo marginal. La situación hoy antes de la implantación de las reformas de la Ley 6 de 1997, es similar. Las tarifas pre-reforma presentan distorsiones con respecto a tarifas de eficiencia sin embargo las discrepancias entre los precios medios reales y los costos marginales no son excesivas, siendo todas en la misma dirección (para cada sector los precios son mayores que los costos marginales). Aun más, las diferencias siguen la dirección que debieran tener si se aplicaran precios de Ramsey ("Ramsey Pricing"). El sector residencial (el más inelástico con respecto al precio según numerosos estudios) tiene el mayor incremento con respecto al costo marginal. Contrariamente a Panamá, en muchos países de América Latina las empresas públicas han tendido a cobrar un precio residencial por debajo del costo marginal.

## 2. Los precios en el nuevo marco legal

- 1.22 La nueva ley estipula que los precios a los usuarios finales serán el resultante de precios de generación que se fijarán por medio de competencia y de cargos de transmisión y distribución que serán regulados por el ERSP.

### a. Precios de mercado a nivel de generación

- 1.23 Los precios al nivel de la generación serán el resultado de la interacción de un Mercado de Contratos (MC), que introduce un elemento de estabilidad en los precios, con un mercado residual de tipo "spot" denominado Mercado Ocasional (MO). El MC juega el papel principal en asegurar la capacidad del sistema para atender a los clientes regulados y estabilizar sus precios de compra. Las reglas que lo rigen garantizan la existencia física de suficiente capacidad efectiva instalada para cubrir la participación en la demanda máxima de generación de los clientes regulados de la distribución. Cada distribuidora debe contratar en este mercado, luego de descontar su capacidad propia, al menos toda la potencia firme necesaria para atender la demanda máxima anual de sus clientes regulados.
- 1.24 Para que las distribuidoras puedan trasladar a las tarifas los costos incurridos en las compras con sus contratos, deben procurarse éstos por medio de Licitación Competitiva Internacional (LCI) en la cual los oferentes compiten por el mercado. La compra de potencia en estos contratos se paga siempre independientemente de que las máquinas contratadas se despachen o no. La compra de energía, por su parte debe reflejar los costos variables de la generación contratada (costos de combustibles etc. para las térmicas y costo de oportunidad del agua denominado "valor del agua" para las hidráulicas). Dada suficiente competencia en las LCIs el precio de la potencia reflejará el costo incremental de la inversión. Adicionalmente el reglamento establece un servicio auxiliar de reserva de largo plazo que permite que se cuente con capacidad para atender la demanda máxima del mercado en su conjunto con suficiente confiabilidad. El costo de este servicio se obtiene por un balance de oferta y demanda y por tanto es sensitivo a la escasez de equipamiento y al riesgo de falla. Hasta febrero del 2002, según la ley, el MC funcionará con un solo comprador, la empresa de transmisión, que actuará como intermediario de las distribuidoras, agregando sus demandas netas y llevando a cabo el proceso de compra por LCI.
- 1.25 El MO funciona como un mercado residual "spot" donde se realizan transacciones comerciales de energía de corto plazo, que permitan despejar los excedentes y faltantes resultantes de las diferencias entre los compromisos de los contratos de largo plazo y el consumo y generación actualmente obtenidos del despacho y de la operación en tiempo real del sistema. El precio de la energía en este mercado está dado por el costo marginal de corto plazo de generación. Este costo está dado por el costo variable de la unidad más cara que

entra en el despacho económico del sistema (teniendo en cuenta requerimientos de reserva): para centrales térmicas dicho costo es su costo variable; para hidráulicas es el costo de oportunidad del agua ("valor del agua"); y para el caso de insuficiencia de oferta, es el costo de falla (o costo de energía no servida). La ley reconoce a las distribuidoras el traslado a las tarifas de los costos incurridos en este mercado. Este mercado spot de energía se complementa con un mercado diario de compensaciones de potencia que permite equilibrar los desbalances en potencia en el corto plazo; el precio en este último es el que iguala la oferta y demanda residual de potencia en el corto plazo.

- 1.26 En suma, la ley reconoce el costo de generación que las empresas distribuidoras pueden pasar a sus clientes regulados como el promedio ponderado de: (i) los precios de sus contratos de mediano/largo plazo, y (ii) las compras en el MO.

b. Cargos regulados para transmisión y distribución

- 1.27 Las tarifas de transmisión y distribución son reguladas con base en los siguientes criterios, en orden de prioridad, dictados por la ley: suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia. La regulación es de tipo "revenue cap" (tope de ingreso), estos topes se obtienen bajo supuestos de gestión eficiente y mejoras de productividad. Para ello el regulador utiliza "benchmarks" provenientes del análisis de una muestra internacional de compañías comparadoras con características similares a las compañías sucesoras del IRHE, luego de las necesarias correcciones. De este análisis surgen los requerimientos (topes) de ingreso, que serán determinantes del nivel medio de las tarifas, tanto para la transmisión como para la distribución. La revisión de tarifas se hace por períodos de cuatro años.
- 1.28 Dado su nivel por el tope de ingreso eficiente, la estructura de las tarifas de transmisión está esencialmente basada sobre la estructura de costos marginales de largo plazo de la red, estimados con un enfoque de capacidad requerida para transmitir la potencia máxima del sistema. El modelo produce cargos nodales. Con base en éstos se calculan los cargos zonales. El tratamiento de las pérdidas se basa en pérdidas medias del sistema; los cargos por pérdidas varían por zonas y por su posición en la curva de carga (pico o fuera de pico). El sistema da pues, señales adecuadas de precios para la localización de las plantas futuras.
- 1.29 La estructura de las tarifas de distribución se basa en Costos Incrementales Promedio de Largo Plazo (CIPLP) para cada nivel de voltaje, con un enfoque de costos proyectados o ex-ante, ("forward looking"), no de costos históricos. Esta es la metodología que se aplica tradicionalmente en redes de distribución para aproximar los costos marginales de largo plazo y estimar tarifas. El cálculo de los CIPLP está basado en el desarrollo de redes modelo, basadas en factores tales como: el tipo de área (urbana, semi-urbana, rural, etc.) con sus correspondientes configuraciones tipo de red;

factores específicos de la compañía (densidad de la carga, estándares de seguridad, costos de trabajo y materiales, mezcla de clientes). Como se mencionó antes, el nivel de las tarifas de distribución está determinado por el tope de ingreso eficiente.

c. Conclusión: los precios en la demanda final.

- 1.30 Puede concluirse de lo expuesto en los párrafos anteriores que el mercado ha sido organizado de tal manera que: los precios de generación reflejarán los costos marginales de generación; las tarifas reguladas de transmisión reflejarán la estructura de Costos Marginales de Largo Plazo (CMLP) de la transmisión y el nivel de costos de una empresa eficiente; y las tarifas de distribución también reflejarán la estructura de CMLP de distribución y el nivel de costos en empresas eficientes. En consecuencia los precios que enfrentarán los consumidores reflejarán la estructura de costos marginales y el nivel de costos de empresas eficientes. Estos niveles de costos eficientes se obtendrán gradualmente luego de un período de transición con duración de 6 a 8 años (6 para reducción de pérdidas no-técnicas; 8 para alcanzar otros costos standard), lo cual permitirá pasar gradualmente de las empresas ineficientes de hoy a empresas eficientes y se traducirá en tremendas ganancias de productividad anuales.
- 1.31 Las regulaciones que estipulan los topes de ingreso para la transmisión y la distribución y los procedimientos y guías de elaboración de los pliegos de tarifas reguladas, así como las resoluciones que regulan el funcionamiento del mercado de contratos y el ocasional han sido publicadas en los meses de marzo y abril.

E. Compatibilidad con la estrategia del Banco para el país

- 1.32 Para el período 1997-1999, la estrategia del Banco en Panamá se basa en cuatro objetivos fundamentales: (a) ampliar los beneficios de la política social hacia grupos vulnerables; (b) promover el desarrollo sostenible; (c) impulsar el crecimiento económico sostenido, mediante, entre otros elementos, el mejoramiento a la infraestructura básica, el impulso a la privatización de las empresas públicas y la promoción de la competencia que adelanta el GDP; (d) fortalecer la gobernabilidad.
- 1.33 La presente operación es consistente con la estrategia del Banco, porque refuerza la red de transmisión del país y de ese modo facilita el funcionamiento del mercado eléctrico privado que la nueva ley de privatización busca establecer. El préstamo apoyará a la empresa de transmisión, única actividad operativa que la nueva ley eléctrica conserva como propiedad estatal y que jugará un papel muy importante en esta reforma, como empresa encargada por la ley de proporcionar acceso libre ("open access"), no discriminatorio y en condiciones técnicas y económicas apropiadas a la red de transmisión, a los generadores que competirán para suministrar la demanda (de las distribuidoras y los grandes clientes). Finalmente, la operación refuerza la infraestructura del país, uno de los

objetivos explícitos de la estrategia del Banco, y elemento necesario para apoyar el desarrollo de la actividad privada productiva.

F. Experiencia del Banco y otras entidades de financiamiento

- 1.34 La participación del Banco en el Sector se ha centrado en las actividades de generación y distribución eléctrica, a las que se han destinado siete (7) préstamos por un total de US\$ 209.9 millones. Cinco de estos préstamos, por un total de US\$188 millones, han apoyado diferentes etapas de la ejecución del proyecto hidroeléctrico Fortuna y dos (2) préstamos por total de US\$19.8 millones el Programa de Electrificación Rural de Panamá. Adicionalmente, el Banco también aprobó en 1986 un octavo préstamo para un Programa de Fortalecimiento Operativo e Institucional del IRHE, por un monto de US\$34.9 millones (Préstamo 228/IC-PN), pero éste fue cancelado antes de declararse elegible para desembolsos. Con el Programa de Reforma de las Empresas Públicas (PREP), se reactivaron las operaciones del Banco en 1992, las cuales habían sido suspendidas en 1988 por mora del país con el Banco. En 1997, el Banco aprobó el préstamo Sectorial 969/OC-PN y sus Cooperaciones Técnicas complementarias (Programa PRIBA) destinado a la reforma de los sectores de telecomunicaciones, electricidad y agua potable y saneamiento.
- 1.35 El Banco Mundial ha apoyado este sub-sector, sumando su participación a la fecha US\$255.4 millones. La Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) ha apoyado el desarrollo eléctrico de Panamá mediante el suministro de asesoramiento técnico al IRHE. La Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) también ha cooperado a través de estudios y asesoramiento técnico al IRHE. El Gobierno de Suecia ha participado activamente a través de cooperaciones técnicas para desarrollar estudios de factibilidad y financiamiento de la central hidroeléctrica de La Estrella y Los Valles, y ha dado apoyo al mantenimiento de estas centrales mediante suministro de piezas de repuesto y servicios. El sector privado a través de créditos de proveedores también ha participado en el subsector.



## II. EL PROYECTO

### A. Objetivos

- 2.1 El objetivo general del presente proyecto es contribuir al desarrollo de un sistema de transmisión confiable y seguro, financiando inversiones indispensables en transmisión, única actividad operativa del sector eléctrico que continuará como propiedad estatal. El desarrollo de una adecuada red de transmisión es una condición indispensable para alcanzar el funcionamiento eficiente de un mercado de electricidad competitivo con participación del sector privado, como el perseguido con la reforma en curso.
- 2.2 Su objetivo específico es aumentar la capacidad y adecuar los niveles de confiabilidad de la red de transmisión eléctrica principal del occidente a la zona metropolitana del país, para poder facilitar los flujos de energía resultantes de los recursos de generación hidroeléctrica de Panamá, en especial del proyecto Guasquitas-Canjilones, y los de Centro América relacionados con el proyecto SIEPAC.

### B. Descripción del Proyecto

- 2.3 El Proyecto consiste en: (i) la construcción de aproximadamente 400 km de líneas de transmisión, 230 kV, de doble circuito montados en la misma torre, que irían de la S/E Guasquitas a la S/E Veladero (90 km); de la S/E Veladero a la S/E Llano Sánchez (110 km), y de Llano Sánchez a la S/E Panamá II (194 km); y (ii) la construcción de nuevas S/E de maniobra en Guasquitas y Veladero, ampliación de la S/E de transformación Llano Sánchez, así como el equipo de conexión, control y protecciones asociado a la línea de transmisión en la subestación Panamá II, que será construida contemporáneamente. El trazado de las líneas es paralelo en la mayor parte de su longitud a la transmisión existente entre Fortuna y la S/E Panamá I.
- 2.4 Las S/E Guasquitas y Veladero se localizarán en la provincia de Chiriquí; la S/E Llano Sánchez se ubica en la provincia de Coclé. La S/E Veladero se localizará a 90 km de la actual Subestación Mata de Nance e interceptará la línea de transmisión Mata de Nance Llano Sánchez, que sirve para transportar la energía producida por la Central Hidroeléctrica Fortuna. La ampliación de Llano Sánchez es para conectar la llegada de la nueva línea desde Veladero y su salida a Panamá II.

### C. Metas (Anexo II-1 Marco Lógico)

- 2.5 A partir del primer trimestre del año 2001 estará disponible una capacidad de transmisión de aproximadamente 200 MW del oeste del país hacia la Ciudad de Panamá, que permitirá transmitir con

criterio de confiabilidad n-1 los 695 GWh que en promedio producirá al año el proyecto Guasquitas-Canjilones, y concertar transacciones de energía con los países vecinos.

D. Resultados

- 2.6 En dic/2000 estará en operación la línea de doble circuito Guasquitas-Veladero-Llano Sánchez de 230 kV y 200 km de longitud total, en los cuales se incluye el tramo de tres km de línea entre la central hidroeléctrica Canjilones y la S/E Guasquitas. En mar/2001 estará en operación la línea de doble circuito Llano Sánchez-Panamá II de 230 kV y 194 km de longitud total. Ambas líneas serán construidas con estructuras autoportantes en acero galvanizado, con un conductor ACAR por fase de 1200 MCM, 24/13, con dos hilos de guarda de acero revestido de aluminio y con fibra óptica incorporada OPGW en uno de ellos.
- 2.7 En abril/2000 estará en operación la S/E Panamá II (en la cual sólo corresponden al proyecto las bahías de entrada y salida de líneas) y en octubre/2000 las dos nuevas S/E de Guasquitas y Veladero así como la ampliación de la S/E Llano Sánchez. Todas las S/E se construirán con esquema de interruptor y medio y contarán con sus equipos de control, medición, protección y comunicaciones. En Veladero y Llano Sánchez se instalarán dos reactores en cada subestación de 20 MVar cada uno, para un total de 80 MVar.

E. Costo y financiamiento

- 2.8 El costo total del proyecto se estima en el equivalente de US\$ 114 millones. Incluye los costos de ingeniería y administración, costos directos, costos indirectos, imprevistos, escalamiento y costos financieros. El detalle de los costos se presenta en el cuadro II-1. Mayor detalle de los costos se tiene disponible en los archivos técnicos del Programa.
- 2.9 Para la preparación y administración del Proyecto se han estimado los siguientes costos:
1. Ingeniería y Administración (US\$ 11,85 millones)
- a. Administración y gastos generales (US\$ 2,43 millones)
- 2.10 Este rubro incluye los costos incrementales de personal y otros gastos incurridos por la ETESA y por la Unidad Ejecutora creada por la ETESA para administrar el financiamiento otorgado para la ejecución de esta operación.
- b. Ingeniería y supervisión (US\$ 9,42 millones)
- 2.11 Comprende los diseños y la ingeniería de detalle de la línea y de las subestaciones. Están incluidos en este rubro los estudios eléctricos preoperacionales, investigaciones técnicas especializadas que requiere la ingeniería de detalle para

perfeccionar los diseños de las subestaciones, ajustar los parámetros del sistema, definir los límites eléctricos entre subsistemas para recalibrar las protecciones y los análisis de detalle destinados a especificar la instalación de los reactores. Este rubro también comprende la supervisión e inspección de la fabricación de los equipos principales y de la ejecución de las obras en el campo.

<b>CUADRO II-1</b> <b>ESTIMATIVO DE COSTOS Y PLAN DE FINANCIAMIENTO</b> <b>(equivalente en US\$millones)</b>				
CATEGORIAS	BID/OC	CONTRAPARTE	TOTAL	%
		ETESA		
<b>1. INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN</b>	1,88	9,97	11,85	10%
1.1 Administrac. y Gastos Grales.	0,00	2,43	2,43	2%
1.2 Ingeniería y Supervisión	1,88	7,54	9,42	8%
<b>2. COSTOS DIRECTOS</b>	57,68	17,76	75,44	66%
2.1 Líneas de Transmisión	42,69	14,67	57,36	50%
2.2 Subestaciones	14,99	3,09	18,08	16%
<b>3. COSTOS INDIRECTOS</b>	2,29	4,29	6,58	6%
3.1 Impactos Ambientales y Sociales	2,29	0,11	2,40	2%
3.2 Adquisic. de Derechos de Vías	0,00	4,18	4,18	4%
<b>4. SIN ASIGNACION ESPECIFICA</b>	9,53	2,27	11,80	10%
4.1 Imprevistos	5,67	1,68	7,35	6%
4.2 Escalamiento de Costos	3,86	0,59	4,45	4%
<b>5. COSTOS FINANCIEROS</b>	7,62	0,71	8,33	7%
5.1 Intereses	6,83	0,00	6,83	6%
5.2 Comisiones	0,00	0,71	0,71	1%
5.3 Inspección y vigilancia	0,79	0,00	0,79	1%
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>79,00</b>	<b>35,00</b>	<b>114,00</b>	<b>100%</b>
<b>PORCENTAJES</b>	<b>69%</b>	<b>31%</b>	<b>100%</b>	

2. Costos Directos (US\$ 75,44 millones)

a. Líneas de Transmisión (US\$ 57,36 millones)

2.12 Incluye los costos de los materiales, las obras civiles y el montaje necesarios para la construcción de los 400 km de líneas de transmisión en doble circuito de 230 kV.

b. Subestaciones (US\$ 18,08 millones)

2.13 Comprende los costos de los equipos, los materiales, las obras civiles y el montaje para las S/E Guasquitas, Veladero, Ampliación de Llano Sánchez y las bahías para las conexiones de líneas de 230 kV de la S/E Panamá II.

3. Costos Indirectos (US\$ 6,58 millones)

- 2.14 Comprende la ejecución de las actividades de control, mitigación y protección del medio ambiente (US\$ 2,40 millones), excluyendo su supervisión la cual está considerada en el rubro de ingeniería y supervisión. También incluye la adquisición de derechos de vía e indemnizaciones (US\$ 4,18 millones) por los terrenos donde se construirán las torres de las líneas de transmisión.

4. Otros costos (US\$ 19,92 millones)

- 2.15 Se estimó que los imprevistos (US\$ 7,35 millones) constituyen alrededor del 10% de los costos directos del Proyecto. Los escalamientos (US\$ 4,45 millones) fueron calculados a partir de proyecciones de los índices de inflación doméstica e internacional.
- 2.16 Los gastos financieros suman US\$ 8,33 millones distribuidos así:  
(a) Intereses durante la construcción por US\$ 6,83 millones  
(b) Comisión de crédito por US\$ 0,71 millones e (c) Inspección y vigilancia por US\$ 0,79 millones. Los gastos financieros se calcularon con base en las condiciones vigentes para los préstamos del Banco.
- 2.17 El Proyecto tendrá un costo total equivalente a US\$ 114 millones que serían financiados de la siguiente manera: (i) US\$ 79 millones con recursos del Banco, provenientes del Capital Ordinario (CO), que serán empleados para financiar parte de los costos de los equipos, materiales, montaje, ingeniería civil, impactos ambientales y sociales y de la supervisión técnica durante la construcción, necesarios para la construcción de las líneas y subestaciones. También financiarían parte de los imprevistos y del escalamiento de costos, y la totalidad de los intereses durante la construcción, y (ii) el resto de US\$ 35 millones, con recursos de la ETESA complementaría el costo de los rubros financiados parcialmente con los recursos del Banco así como la totalidad de los costos por Administración, Gastos Generales, adquisición de terrenos y derechos de vía y la comisión de compromiso que cobra el Banco.

### III. EJECUCION DEL PROYECTO

#### A. Ejecutor

- 3.1 El Ejecutor del Proyecto será la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), a través del Departamento de Ingeniería y Proyectos. Como condición previa al primer desembolso, la ETESA deberá designar o nombrar un Director Ejecutivo del Proyecto con la no objeción del Banco, que deberá dedicarse a tiempo completo y exclusivo a esta función. El Director Ejecutivo del Proyecto debe tener experiencia en ejecución de obras del tipo que constituyen el Proyecto.

#### B. Estado de preparación del Proyecto

- 3.2 El Proyecto está en un nivel avanzado de preparación. Se cuenta con los diseños y pliegos de licitación para las líneas de transmisión y ya se realizó el anuncio para precalificación de las Compañías interesadas en concursar para la construcción de las obras en el "Development Business". En lo que respecta a las S/E, se tiene previsto adjudicar el contrato para la preparación de los diseños de Guasquitas, Veladero y ampliación de Llano Sánchez en mayo/98.

#### C. Modalidad de ejecución

- 3.3 La modalidad de ejecución para las líneas y S/E será mediante el esquema "llave en mano". La supervisión técnica de la ejecución de las obras, tanto de líneas como de subestaciones, se realizará por firmas consultoras especializadas.

#### D. Reconocimiento de gastos previos

- 3.4 Con el fin de poder cumplir con el cronograma para la entrada en servicio de las obras, el cual se definió en coordinación con la fecha prevista para la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas Canjilones y Guasquitas, se propone reconocer como gastos previos con cargo a la contrapartida local, los incurridos con posterioridad al 10 de diciembre de 1996, para la realización de los diseños de las líneas de transmisión y de las S/E, incluyendo el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), mismos que ascienden a US\$3.56 millones. Dichos gastos serán reconocidos solamente si el Organismo Ejecutor demuestra que fueron incurridos siguiendo procedimientos aceptables al Banco. A este respecto se está pidiendo una excepción a la política del Banco que limita estos gastos a los incurridos 18 meses antes de la presentación del Proyecto al Directorio. La fecha del 10 de diciembre de 1996 prolongaría ese período a aproximadamente 19 meses.

E. Plazo de ejecución, calendario de inversiones y desembolsos

- 3.5 El período de ejecución y desembolsos del Proyecto será de cuatro años. Este plazo es consistente con la urgencia y volumen de las obras que conforman el Proyecto, con los plazos de fabricación de los equipos y con la capacidad institucional del ejecutor. En el cuadro III-1 se presenta el estimado para el cronograma de desembolsos. Se incluyen en 1998 los gastos efectuados por el IRHE previamente a este año para la realización de los diseños y el EIA.

CUADRO III-1 Cronograma de Desembolsos (US\$Millones de dólares)						
	1998	1999	2000	2001	TOTAL	%
BID	0,00	27,85	41,58	9,57	79,00	69,0
ETESA	6,86	9,88	16,03	2,23	35,00	31,0
TOTAL	6,86	37,73	57,61	11,80	114,00	100,0
%	6,0	33,1	50,5	10,4	100,0	

F. Adquisiciones de bienes, contrataciones de servicios y licitaciones

1. Adquisiciones de bienes y contrataciones de servicios

- 3.6 Se aplicarán las políticas vigentes del Banco para la adquisición de bienes, la contratación de obras y la selección y contratación de servicios de consultoría. Los montos límites mínimos sobre los cuales las adquisiciones del Proyecto se harán por licitación pública internacional serán: US\$ 300.000 para bienes, US\$2 millones para obras y US\$ 200.000 para servicios de consultoría. Para montos menores se utilizarán: concursos o licitaciones públicas nacionales no restringidas, si tales montos son mayores a US\$ 150.000 para bienes, US\$ 250.000 para obras y US\$ 100.000 para servicios de consultoría; y concursos o licitaciones privadas si son menores a esas cifras.

2. Licitaciones

- 3.7 Para las líneas se realizará una licitación con dos renglones o paquetes: (i) Canjilones-Guasquitas-Veladero-Llano Sánchez, y (ii) Llano Sánchez-Panamá; pudiendo adjudicarse a una misma Firma o a dos Firmas. Para la construcción de las S/E se efectuará una licitación que se organizará en tres renglones o paquetes: uno para cada S/E, los cuales se podrán adjudicar a una o hasta tres Firmas. Para la supervisión técnica se licitarán dos contratos: uno para las tres S/E y el otro para las líneas de transmisión. En el Anexo III-1 se presentan las licitaciones que se realizarán para la ejecución del Proyecto, incluyendo un estimativo de las fechas en que se realizarán y del monto para cada una de ellas.

G. Operación y mantenimiento

- 3.8 Actualmente el IRHE cuenta con personal experimentado para el mantenimiento de las redes de transmisión y subestaciones. El personal de operación y mantenimiento que actualmente labora en el IRHE será transferido a la ETESA. La operación y mantenimiento de las obras que son objeto de este Proyecto, estará a cargo de la unidad especializada que se creará en la ETESA con la transferencia de dicho personal. Durante la misión de análisis el Equipo de Proyecto confirmó que debido a la magnitud del proyecto; con el mismo prácticamente se duplicará la longitud de líneas a 230 kV, será necesario reforzar la capacidad de mantenimiento de la ETESA, comprendiendo la organización descentralizada, recursos humanos capacitados y equipos, herramientas y repuestos adecuados. Durante la primera reunión anual de seguimiento la ETESA deberá acordar con el Banco un Plan de Acción para lograr que previo a la puesta en operación de las líneas, la ETESA cuente con el personal suficiente y calificado, así como con los equipos y herramientas adecuados para atender el mantenimiento de las obras que constituyen el Proyecto, en adición a las existentes.

#### H. Terrenos y servidumbres

- 3.9 El IRHE ya ha adquirido los terrenos para las nuevas subestaciones de Guasquitas y Veladero, y ya tiene trámites avanzados para la adquisición del terreno para la ampliación de la Subestación Llano Sánchez. La traza y la topografía fueron realizadas de acuerdo a criterios ambientales y sociales por lo que no se prevén dificultades para la constitución de la servidumbre; no obstante, se cuenta con mecanismos legales de declaratoria como utilidad pública en caso de que fuese necesario utilizarlos. El IRHE ya inició la obtención de los derechos de paso, incluyendo los terrenos donde se construirán las torres para las líneas de transmisión. El Contrato de Préstamo incluirá la condición standard de que, previo a la convocatoria de licitación para la construcción de las líneas, la ETESA presente evidencia de contar con la totalidad de los derechos de paso.

#### I. Inspección, vigilancia y monitoreo

- 3.10 Las actividades de inspección y vigilancia de la ejecución de obras del Proyecto por parte del Banco serán llevadas a cabo por la representación del Banco en Panamá.
- 3.11 Para el seguimiento de la ejecución del proyecto y de la situación financiera e institucional de la ETESA, se recomienda la realización de reuniones anuales durante las cuales: (i) se examinará el avance en la ejecución de las distintas actividades del Programa; (ii) se revisará la evolución y el estado financiero e institucional del Organismo Ejecutor; y (iii) se analizarán y actualizarán los indicadores necesarios al seguimiento. La realización de estas reuniones se guiará por lo señalado en el

Anexo sobre reuniones anuales que reposa en los Anexos Técnicos del Programa.

J. Evaluación ex-post

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

K. Impacto ambiental y social

- 3.13 El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para la línea de transmisión, fue realizado de octubre de 1996 a octubre de 1997, por una firma consultora internacional, la cual también realizó los diseños. El EIA también incluía un Plan de Mitigación de Impactos Ambientales o Plan de Manejo Ambiental (PMA). El EIA fue puesto por el IRHE a disposición del público panameño, en especial las comunidades afectadas, para su revisión por 30 días, en las oficinas del INRENARE en capitales regionales el 2 de febrero, con publicación de anuncios en la prensa nacional a partir del 29 de Enero. También se envió al INRENARE en febrero para sus comentarios y aprobación, la cual fue dada el 6 mayo de 1998. El IRHE realizó igualmente reuniones con las comunidades afectadas. El ESIR fue considerado por el CESI en la reunión del 24 de abril.
- 3.14 La selección de la ruta para la línea siguió reglas aceptadas por el Banco. Se hizo por medio de un ejercicio de planeación de dos pasos, típico de líneas de transmisión que busca minimizar dentro de lo posible, los impactos ambientales y socio-económicos. Se comenzó con el análisis de rutas alternativas en un corredor de 20 km de ancho. Se tuvieron en cuenta restricciones ambientales tales como: presencia de manglares, selvas de galería, selva alta, planicies de inundación, lagos, embalses, etc. Los manglares y estuarios se evitaron completamente, por razones ecológicas y de ingeniería. Los criterios sociales y económicos que se usaron, fueron: evitar habitaciones y áreas urbanizadas; evitar perturbaciones a actividades religiosas, culturales y económicas en áreas indígenas; evitar en lo posible áreas mineras y de irrigación; tener en cuenta la presencia de monumentos arqueológicos y paisajes turísticos excepcionales.
- 3.15 La línea resultante es en su mayoría paralela a la línea actualmente existente que transmite la energía de la central de Fortuna y otras al oeste, desviándose de ésta sobre todo para evitar urbanizaciones recientes, establecidas cerca a la Ciudad de Panamá, a ambos lados de la línea existente. La ruta seleccionada evitó así manglares, conglomerados de habitaciones y sitios arqueológicos. En la comarca indígena Ngöbe-Buglé la línea, que



toca dicha comarca tangencialmente en una longitud de 12 km, se trazó paralelamente a la línea existente, la cual fue colocada antes de la creación de dicha comarca.

- 3.16 La línea generará impactos ambientales y sociales de poca monta, dado que la mayor parte del área de pasaje de la línea es poco poblada y dedicada sobre todo a la ganadería y a la agricultura. El impacto físico-ambiental más importante será el corte de árboles en el derecho de vía de la línea que pasa por 7.4 km de bosque en el área revertida del Canal de Panamá y en el Parque Camino de Cruces (unas 50 Has de corte en total). Este impacto inevitable se mantendrá en un mínimo según se especifica en el PMA. El impacto socio-económico más importante es el asociado con la relocalización de habitaciones (34 habitaciones y 20 estructuras de otros tipos, tales como gallineros y corrales, dispersas todas; no hay ningún conglomerado) y plantaciones de árboles (unas 50 Has) del derecho de vía. El número de habitaciones afectadas se minimizó con el trazado escogido. El IRHE ha seguido las prácticas aceptadas por el Banco y requeridas por las autoridades ambientales del país para manejar las relocalizaciones e indemnizaciones resultantes.
- 3.17 El impacto sobre comunidades indígenas es nulo. No será necesario relocalizar ninguna habitación indígena. En los contratos de construcción, se establecerá la obligación del contratista de abstenerse de establecer campamentos temporales de trabajadores en la comarca indígena Ngöbe-Buglé. La población indígena que vive en áreas cercanas a la nueva línea se dedica a la ganadería y a la agricultura en forma similar a la población no-indígena del área.
- 3.18 En lo que respecta a las subestaciones, diseños y estudios ambientales de éstas se llevarán a cabo entre abril y noviembre de 1998. Se espera que ni el impacto ambiental ni el social de las subestaciones será de importancia, dada la pequeña área afectada (4 a 7 Has) la naturaleza de estos trabajos, el hecho de que no hay habitaciones, en los sitios ni cerca a ellos y el hecho de que las subestaciones están colocadas en tierras utilizadas actualmente para pastos. Sus EIAs identificarán los impactos indeseables y especificarán las medidas de mitigación que serán necesarias y apropiadas y se requerirá su aprobación por las autoridades Panameñas y del Banco como condición previa a la convocatoria de las licitaciones respectivas.
- 3.19 Se recomienda que el contrato de préstamo incluya las siguientes condiciones contractuales, que asegurarán una adecuada implementación de las medidas ambientales:
- a. Un informe de verificación de propiedades y habitaciones afectadas que el IRHE está preparando, así como el resultado del proceso de indemnizaciones y relocalizaciones, deben ser integrados como un suplemento especial al informe del EIA.
  - b. Tal como se requiere en los procedimientos del Banco, antes de convocar las licitaciones para la línea, el IRHE/ETESA deberá

haber concluido las negociaciones para la indemnización y relocalización del tramo Llano Sánchez Panamá II, incluyendo la determinación de los montos a pagar. Para los tramos Guasquitas Veladero y Veladero Llano Sánchez, el IRHE habrá debido completar la valoración de todas las propiedades afectadas, haber llegado a un acuerdo con los propietarios afectados y haber obtenido los permisos requeridos.

- c. Antes de la convocatoria de licitaciones para la construcción de subestaciones, sus EIAS habrán debido ser aprobados por el BID y el Instituto Nacional de Recursos Naturales Renovables (INRENARE); asimismo, habrán debido formularse e integrarse en los documentos de licitación y contratos de construcción acciones de mitigación de impactos en forma de especificaciones técnicas u obligaciones de operación y manejo.
  - d. La ETESA y el GDP deberán asegurarse que se cumplan las medidas previstas en el plan de acción final para mitigar impactos ambientales y sociales, que incorporará las observaciones del INRENARE y tomará en cuenta las observaciones del público recogidas durante el proceso de revisión del informe del EIA, y que será integrado al informe del EIA como un suplemento especial.
  - e. El plan de acción final para mitigar los impactos ambientales y sociales, así como todos los contratos de construcción relacionados con la línea y las subestaciones deberá estipular que no se permitirán campamentos temporales de trabajadores en la comarca indígena Ngöbe-Buglé.
  - f. El contrato de préstamo deberá incluir el compromiso del prestatario y el organismo ejecutor de cumplir con, o asegurar que se cumpla con, las medidas previstas en el PMA y de incluir en los documentos de licitación y los contratos de construcción y supervisión, las disposiciones que fueren necesarias para que se cumplan dichas medidas. El ejecutor deberá presentar anualmente evidencia de que se están cumpliendo las medidas establecidas en el PMA a satisfacción del Banco.
- 3.20 Para llevar a cabo las medidas de mitigación ambiental se ha incluido un financiamiento por 2.4 US\$ millones en los costos del Proyecto, según los estimados del PMA. Este financiamiento incluye 0.90 millones para relocalizaciones y 0.71 millones para medidas de protección y mitigación ambiental.

#### IV. PRESTATARIO Y EJECUTOR

##### A. Prestatario y ejecutor

- 4.1 El prestatario será la República de Panamá y el ejecutor será la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. El Gobierno de Panamá (GDP) suscribirá, previo al primer desembolso, un convenio con la ETESA mediante el cual transfiere a esta última los recursos del financiamiento propuesto en condiciones similares a las establecidas en el contrato de préstamo con el Banco y por el cual la ETESA se compromete a ejecutar el Programa de acuerdo a lo establecido en dicho contrato.

##### B. Análisis institucional y organizacional

- 4.2 La ETESA es una empresa estatal creada a partir de la Ley 6 de febrero 3 de 1997, la cual dictaminó el marco regulatorio e institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad. Bajo esta disposición el IRHE fue segmentado en ocho empresas, de las cuales cuatro son de generación, tres de distribución y una de transmisión, ésta última será la única que permanecerá en poder del estado. La ETESA fue constituida como una sociedad anónima por Escritura Pública Nro. 148 del 19 de enero de 1998 y su Pacto Social fue aprobado por el Consejo de Gabinete Económico mediante Resolución Nro. 266 del 27 de noviembre de 1997, de conformidad con la Ley 32 de 1927 de Sociedades Anónimas, de las disposiciones de la Ley 6 de 1997 y el Código de Comercio.
- 4.3 Como se menciona en el capítulo I, sección C.2, las empresas creadas a partir del IRHE funcionan temporalmente bajo la dirección de un mismo Presidente Ejecutivo, en espera de la venta y traspaso al sector privado de las empresas de generación y distribución, pero cuentan con estructuras de gerencia y de dirección completas, incluso consejos de dirección. Algunas acciones que permitirán que la ETESA funcione en forma totalmente independiente deberán ser completadas antes de mediados de año incluyendo: (a) la formalización del traspaso de los activos y pasivos del IRHE que han sido designados para la ETESA y la emisión de sus acciones a nombre del Estado; (b) la suscripción de contratos de trabajo o otros instrumentos estableciendo la relación laboral entre la ETESA y los funcionarios del IRHE asignados al mismo; (c) la aprobación por el ERSP y entrada en vigencia del pliego tarifario para el servicio de transmisión; y (d) la suscripción del contrato de concesión entre el ERSP y la ETESA. Como condición previa al primer desembolso se requerirá que se hayan formalizado los actos jurídicos necesarios para la operación y funcionamiento independiente de la ETESA como organismo ejecutor del Proyecto incluyendo entre otros los que se describen en este párrafo que no hayan sido completados.

- 4.4 Respecto a la formalización del traspaso de activos y pasivos, el IRHE ha sido ejecutor en cuatro préstamos del Banco que aún tienen saldos por amortizar y prestatario directo en dos de ellos, habiendo sido el GDP el prestatario de los otros dos. De acuerdo a las condiciones de los contratos de préstamo, cualquier traspaso de activos financiados por el Banco y cualquier cambio de deudor tendría que ser aprobado por éste. En el caso de los préstamos directos al IRHE, éste y el Gobierno, tenían las opciones de pago anticipado, asunción de deuda por el Gobierno como prestatario directo, o traspaso a la(s) sociedad(es) anónima(s) de distribución correspondiente(s). El IRHE y el GDP han escogido la opción de traspasar dichos préstamo al GDP, para lo cual están en proceso de presentar al Banco, para aprobación por el Directorio, la correspondiente solicitud de cambio de prestatario.
- 4.5 Las funciones a cargo de la ETESA son: a) la gestión de la operación integrada por medio del Centro Nacional de Despacho (CND), atendiendo la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable y segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, y también administrará el Mercado de Contratos y Mercado Ocasional; b) durante los primeros cinco años, la empresa de transmisión actuará como comprador principal o único, contratando el suministro de potencia y energía en bloque necesarios para atender el crecimiento de la demanda del mercado; c) prestará el servicio de transmisión de energía a los usuarios de la red con acceso abierto, con tarifas reguladas y con el servicio de coordinación y operación integrada y administración comercial a través del CND; d) preparará el plan de expansión de transmisión para el sistema interconectado nacional y los estudios para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos y geotérmicos; y e) expandirá, operará, mantendrá y prestará los servicios relacionados con la red nacional de meteorología e hidrología
- 4.6 El CND tiene la responsabilidad de organizar y mantener una Base de Datos Comercial la información actualizada de los acuerdos vigentes en el Mercado de Contratos. El CND debe calcular la potencia firme para todas las unidades de agentes productores, incluyendo las comprometidas en contratos de importación. Además, también pondrá en conocimiento de todos los agentes la potencia firme de cada unidad térmica y cada central hidroeléctrica.
- 4.7 Los estatutos de creación de la ETESA la dotan de amplias facultades que le permiten cumplir en forma efectiva con sus objetivos. Los órganos directivos de la empresa de transmisión están integrados por una Junta Directiva compuesta por cinco miembros, una Presidencia Ejecutiva y una Gerencia General, de la cual dependerá una Gerencia Ejecutiva, asistida por una Asesoría Legal, Control de Medio Ambiente, Regulación y Asuntos Públicos y Auditoría Interna. La Gerencia Ejecutiva contará con siete unidades operativas. La empresa comenzará sus operaciones con un total de 488 personas, de los cuales 350 estarán afectados a la

administración, planeamiento, operación y mantenimiento de la transmisión, 77 a la actividad de hidrometeorología y 56 a la operación del CND.

- 4.8 La empresa contará con recursos propios provenientes de: i) cargos por el acceso y uso de la red de transmisión; ii) por el servicio de operación integrada; iii) por los servicios de la red meteorológica e hidrológica; y iv) por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.
- 4.9 Durante los primeros cinco años, la empresa actuará como intermediaria en el proceso de compra y venta de energía, no obtendrá ningún beneficio, ni asumirá costo o riesgo alguno como resultado de la suscripción de los contratos de suministro de energía en bloque, trasladando a las empresas distribuidoras los costos asociados con los contratos. Los costos relacionados con la función de planeamiento de la expansión y compra de energía serán recuperados como gastos administrativos de su actividad de transmisión, los costos relacionados con la función meteorológica serán recuperados como gastos administrativos de la actividad de operación integrada (hasta por el 0.5% de los ingresos brutos de las distribuidoras). Los costos relacionados con los estudios básicos sobre proyectos, serán pagados con recursos del presupuesto nacional y luego cobrados a las empresas que desarrollen los proyectos de generación.
- 4.10 La empresa de transmisión esta sujeta a las regulaciones del ERSP. Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de las redes nacionales de transmisión. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión empresarial. La ETESA deberá obtener una tasa razonable de rentabilidad, antes de impuestos, sobre el activo fijo neto invertido a costo original. La tasa a obtener no deberá diferir en más de dos puntos con la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los EE.UU, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio. Las tarifas por el acceso y uso de las redes, deben distinguir los cargos asociados a la conexión de los agentes del mercado a la red de transmisión y a los servicios de transmisión de energía por la red.

#### C. Análisis financiero histórico del IRHE

- 4.11 Considerando que la ETESA no presenta una historia financiera, y para efectos de analizar su viabilidad financiera y su capacidad para llevar a cabo el programa a ser financiado por el Banco se realizó un análisis económico financiero histórico del IRHE para el período 1992-1996 y una revisión de la ejecución en 1997. El Cuadro IV-1 resume los resultados financieros del IRHE para el período considerado.

<p align="center"><b>CUADRO IV-1</b> <b>INDICADORES FINANCIEROS DEL IRHE 1992-1997</b></p>						
<b>Concepto</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>
Tarifa promedio (cts.US\$ / kWh)	11,44	11,39	11,39	11,30	11,20	11,54
Generación interna bruta (US\$mill)	126,2	160,0	161,1	166,5	193,6	191,0
Margen de operación (%)	23,3	33,7	31,6	30,2	32,1	48,8
Cobertura servicio de deuda (veces)	0,60	2,20	2,60	2,70	2,60	2,50
Endeudamiento (pasivo LP/patrimonio)	0,18	0,17	0,14	0,14	0,18	0,21
Periodo medio de cobranza (días)	190	107	86	89	91	92

- 4.12 Los resultados financieros del IRHE en el período muestran estabilidad económica con resultados positivos. Las tarifas cobradas han mantenido su valor, generando ingresos crecientes como resultado del aumento de los GWh vendidos. Los ingresos por ventas han alcanzado para cubrir los costos operativos, los gastos financieros de corto y largo plazo de los préstamos obtenidos y los cargos por diferencias de cambio, generando ganancias finales que han pasado de US\$57 millones en 1992 a US\$122.0 millones en 1996. Se han logrado retornos sobre los activos fijos en servicio que van desde el 5.5% en 1993 a 8.6% en 1996.
- 4.13 El margen operativo de caja ha sido del 50%, cubriendo el servicio de deuda y contribuyendo ampliamente con el financiamiento de la inversión. El flujo de origen y aplicación de fondos del período muestra que, la generación interna de fondos ha aportado el 84% del total de las fuentes, siendo el 16% restante, aportado por la contribución, depósitos y adelantos para construcciones y los préstamos de largo plazo que financian las inversiones. La aplicación de fondos en el período, en promedio fue un 52% para pago de servicio de deuda de corto y largo plazo, un 23% para inversiones y un 8% para aportes al estado, manteniéndose una alta disponibilidad de fondos en caja y bancos (17%).
- 4.14 Los activos fijos en servicio han sido depreciados al año 1996 en un 42%, registrando activos fijos netos que representaban el 80% del total de activos, porcentaje común en este tipo de empresas de servicios con alta inversión. Los activos han estado financiados, en promedio en un 70% por capital propio, producto de la acumulación de resultados positivos y superávit de revaluos y un 30% por pasivos. La empresa ha contabilizado durante el período altos montos de efectivos en caja, si bien por restricciones presupuestarias gubernamentales, dichos fondos no eran totalmente disponibles. Los montos de cuentas por cobrar por venta de energía (netos de incobrables) han sido relativamente altos, pasando de 190 días de facturación en 1992, a 86 días en 1994 y 91 días a fines de 1996. El IRHE ha registrado durante el período considerado un bajo endeudamiento de largo plazo.
- 4.15 Dentro de los activos corrientes, que representan un 20% del total de activos, los rubros más significativos fueron el efectivo en caja y bancos y cuentas por cobrar por venta de energía. El

efectivo depositado en el Banco Nacional de Panamá estaba afectado por disposiciones presupuestarias gubernamentales, ya que el Gobierno Central, por conducto de la Contraloría General de la República ejerce un control sobre las operaciones de efectivo. En el saldo de cuentas por cobrar por ventas de energía, el IRHE ha estimado una provisión para incobrables de US\$45 millones. Los principales deudores son los consumidores residenciales, las cuentas municipales, el gobierno nacional y se registraban cuentas inactivas por US\$41 millones. A fines de 1997 se esperaba finalizar una compensación de deudas con el Gobierno, a los efectos de sanear en parte la situación.

- 4.16 Los principales indicadores muestran que los índices de solvencia, como la relación corriente y ácida registraron una cobertura adecuada llegando en 1996 a una relación de 2.6 y 1.3 respectivamente, si bien debe tenerse en cuenta la restricción a la que están sujetos los fondos en efectivo. Los índices de endeudamiento total fueron de 0.30 y el de endeudamiento a largo plazo de 0.18, la cobertura de los gastos financieros y del servicio de deuda fueron de 2.22 y 2.61 respectivamente y la utilidad neta sobre patrimonio promedio fue de 8.45%.

D. Análisis financiero proyectado de la ETESA

- 4.17 Para el análisis financiero proyectado se elaboraron proyecciones financieras de la ETESA que cubren el período 1998-2003, en el contexto de proyecciones de las diferentes empresas creadas a partir del IRHE. El Cuadro IV-2 resume los principales resultados de las proyecciones de la ETESA.
- 4.18 Las proyecciones financieras de la empresa de transmisión fueron elaboradas a partir de la asignación de los activos y pasivos, los costos de operación y mantenimiento, las inversiones y su financiamiento, preparados por la firma consultora que apoyó la reestructuración del IRHE. Con la creación de un modelo económico, se elaboró un análisis financiero proyectado, que contemplaba las características eléctricas de los sistemas de generación, transmisión y distribución.
- 4.19 Considerando los ingresos autorizados por el ERSP según resolución del mes de marzo de 1998, el estado de resultados proyectado de la empresa de transmisión muestra que los ingresos que se obtendrán por los cargos a cobrar a las diferentes empresas de generación y distribución por el servicio de transmisión de energía, más los ingresos provenientes de los cargos por operación y despacho y los ingresos por el servicio de hidrometeorología, serán suficientes para cubrir los gastos de operación, los gastos financieros, pagar impuestos a la renta y obtener resultados finales positivos.

<b>CUADRO IV-2</b> <b>ETESA - ESTADO DE RESULTADOS Y FLUJO DE FONDOS CONSOLIDADO</b> <b>(millones de US\$ corrientes)</b>							
ESTADO DE RESULTADOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL 98- 2003
Energía neta disponible (GWh)	4254	4383	4595	4794	4999	5213	
Tarifa media (cts/kWh)	0.65	0.62	0.65	0.62	1.06	1.07	
Cargos por Transmisión	28.4	28.6	31.1	30.9	55.3	58.4	232.7
Cargos por CND y otros	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	2.9	18.3
Ingresos Brutos	31.4	31.7	34.2	34.0	58.4	61.3	251.0
Gastos de explotación	18.9	19.1	19.5	19.9	26.5	29.0	132.9
Ingreso neto de explotación	12.5	12.6	14.7	14.1	31.9	32.3	118.1
Intereses y otros	3.4	3.7	4.3	4.2	12.9	12.0	42.8
Utilidad Neta	8.6	8.6	10.1	9.8	19.0	19.3	75.4
<b>ORIGEN Y USO DE FONDOS</b>							
Generación Bruta de Fondos	17.0	17.4	19.7	19.5	39.3	41.6	154.5
Préstamos	0.0	27.9	41.6	9.6	0.0	0.0	79.0
TOTAL FUENTES	17.0	45.2	61.3	29.0	39.3	41.6	233.5
Servicio Deudas	1.6	1.9	1.6	1.3	5.0	8.9	20.4
Inversión	9.8	64.4	68.6	24.6	8.5	8.0	183.8
Impuestos	3.4	3.7	4.3	4.2	8.1	8.3	32.0
Otros usos	2.2	-24.8	-13.4	-1.2	17.9	16.5	-2.8
TOTAL USOS	17.0	45.2	61.3	29.0	39.3	41.6	233.5

4.20 El origen y aplicación de fondos muestra para el período, un margen operativo de caja de más del 40% de los ingresos de operación, que cubrirá sobradamente el servicio de deuda, ya que esta es una empresa que se crea con pocos pasivos de largo plazo (US\$4.6 millones) y en los primeros años solo tendrá un servicio de deuda por el nuevo endeudamiento generado por el financiamiento de la Línea de Transmisión Estí-Panamá. La inversión prevista para el período 1998-2003 asciende a US\$183.8 millones, de los cuales la mayor parte corresponde a la Línea de Transmisión Estí Panamá, la cual será financiada con el presente préstamo por US\$79 millones. El aporte local para completar el financiamiento es obtenido de las disponibilidades iniciales que se le han reservado en fondos de fácil realización, cuyo saldo al inicio de funciones es de US\$53 millones.

4.21 La ETESA inicia con un activo fijo bruto de US\$146.6 millones, depreciaciones acumuladas por US\$54.5 millones y construcciones en proceso por US\$9.5 millones. Como resultado del proyecto propuesto, la ETESA prácticamente duplicará sus activos en el período de proyección. Aunque los indicadores de endeudamiento y solvencia son satisfactorios ampliamente, se recomienda incluir en el contrato de préstamo una cláusula de seguridad financiera de acuerdo con la cual, el prestatario se comprometa a que, durante el período de desembolso del Financiamiento, la ETESA no asumirá, sin



la previa autorización del Banco, nuevas obligaciones financieras con vencimientos mayores de un año, a consecuencia de las cuales: (i) la relación entre deuda a largo plazo y su patrimonio sea superior a 0.75; y (ii) la relación entre su generación interna de fondos y el servicio de su deuda a largo plazo sea inferior a 1.5 veces.

E. Proyecciones Financieras Sectoriales

- 4.22 A fin de contar con una evaluación de la situación del sector una vez realizada la reestructuración del IRHE, se prepararon proyecciones financieras consolidadas de las distintas empresas de generación, distribución y la empresa de transmisión sucesoras del IRHE. Esta primera evaluación del consolidado sectorial muestra una situación equilibrada, la cual se resume en el Cuadro IV-3.

<b>CUADRO IV-3</b> <b>PANAMA - CONSOLIDADO DE LAS EMPRESAS SUCESORAS DEL IRHE</b> <b>ESTADO DE RESULTADOS Y FLUJO DE FONDOS CONSOLIDADO 1998-2003</b> <b>(millones de US\$ corrientes)</b>				
<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>EMPRESAS GENERAC.</b>	<b>EMPRESAS DISTRIB.</b>	<b>EMPRESA TRANSMIS.</b>	<b>TOTAL</b>
GWh	25127	24102	29419	
Ingresos por ventas	1464.9	2437.0	232.7	
Tarifa media (cts/kWh)	5.8	10.1	0.8	
Ingresos de explotación	1464.9	2454.5	251.0	4170.5
Gastos de explotación	956.8	2231.8	132.9	3321.5
Ingreso neto de explotación	508.1	222.7	118.1	848.9
Intereses y otros	280.3	93.9	42.7	416.9
Utilidad Neta	227.8	128.9	75.4	432.0
<b>ORIGEN Y USO DE FONDOS</b>				
Generación Bruta de Fondos	676.7	321.7	154.5	1152.9
Préstamos	286.8	87.4	79.0	453.2
<b>TOTAL FUENTES</b>	<b>963.5</b>	<b>409.1</b>	<b>233.5</b>	<b>1606.1</b>
Servicio Deudas	354.0	94.3	20.4	468.6
Inversión	375.3	101.4	183.8	660.5
Impuestos y dividendos	249.9	164.8	32.0	446.7
Otros usos	-14.9	49.8	-2.8	32.1
<b>TOTAL FUENTES</b>	<b>963.5</b>	<b>409.1</b>	<b>233.5</b>	<b>1606.1</b>

- 4.23 El consolidado de las empresas de generación refleja que con una tarifa promedio de 5.8 cts/kWh, los ingresos de operación cubren los costos de operación y se obtiene un resultado neto de operación del 35% de los ingresos. Los resultados finales después de otros ingresos y egresos, gastos financieros e impuestos resultan positivos en todo el periodo. El origen y aplicación de fondos muestran un margen operativo de caja que permite cubrir el servicio de deuda, dejando recursos para contribuir con las inversiones.
- 4.24 El consolidado de las empresas de distribución refleja que, con una tarifa media de 10,1 cts/kWh las empresas obtendrán ingresos

suficientes para cubrir los costos de operación dejando un margen de ingreso neto de operación de aproximadamente el 10%. Después de los gastos financieros e impuestos a la renta, los resultados finales son positivos en todo el período con una utilidad final del 5% de los ingresos. El origen y aplicación de fondos de las distribuidoras refleja una alta contribución de recursos generados internamente al financiamiento de la inversión.

F. Plan de desempeño institucional y financiero

- 4.25 Dada la naturaleza de un proceso de reestructuración como el que adelanta el país y la reciente creación de la empresa, se propone que durante las reuniones anuales de seguimiento mencionadas en el parrafo 3.11, el prestatario y la ETESA acuerden revisar la evolución de la situación financiera e institucional de la ETESA, así como la actualización de las perspectivas de corto y mediano plazo. Para este efecto, el prestatario y la ETESA han acordado con el Banco un tablero de indicadores de desempeño institucional y financiero, cuyas metas serán revisadas anualmente con ocasión de las reuniones mencionadas. El Cuadro IV-4 presenta los indicadores de desempeño preparados con base en la información histórica y de proyecciones presentada por la ETESA para el análisis de la operación. Se ha acordado que una vez el Ente Regulador de Servicios Públicos defina los indicadores para monitorear la eficiencia de la empresa de transmisión, el Banco y la ETESA ajustarán el presente tablero para eliminar o adaptar indicadores.

CUADRO IV-4 INDICADORES DE DESEMPEÑO INSTITUCIONAL Y FINANCIERO DE LA ETESA					
Concepto	1998	1999	2000	2001	2002
Pérdidas de energía en transmisión (%)	4.2	4.7	4.7	2.8	2.8
Salidas forzadas líneas 230 kV	13	13	12	12	12
Salidas forzadas líneas 115 kV	7	7	5	5	5
Energía no servida por fallas en transmisión (MWh)	950	900	800	700	600
Empleados en transmisión por km de líneas de 230 y 115 kv	22	21	18	12	11
Ingreso promedio (US\$/MW instalado)	28.2	25.9	28.1	24.8	44.4
Ingreso promedio (cts.US\$/kWh energía disponible)	0.65	0.62	0.65	0.62	1.06
Costos de operación y mantenimiento (% del AFB)	5.1	4.6	4.2	3.4	4.3
Gastos de administración (% del AFB)	3.0	2.9	2.6	2.4	1.7
Costos de operación del CND (US\$ millones)	0.651	1.085	1.933	2.728	2.728
Costos de meteorología (US\$ millones)	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445
Margen de operación (%)	39.8	39.9	42.9	41.4	54.6
Cobertura del servicio de deuda (veces)	8.5	7.1	9.4	11.3	6.3
Tasa de rentabilidad (%)	13.2	13.1	14.8	13.1	18.9
Endeudamiento (pasivo largo plazo/patrimonio)	0.02	0.18	0.40	0.43	0.37
Período medio de cobranza (días)	30	30	30	30	30

## V. VIABILIDAD Y RIESGOS

### A. Viabilidad técnica

- 5.1 Los diseños de la línea de transmisión han sido terminados por el consorcio de consultores brasileño LEME-CEMIG en noviembre de 1997. Los diseños de las subestaciones Guasquitas Veladero y Llano Sánchez están siendo contratados; se espera adjudicarlos en mayo de 1998 y estarán terminados antes de agosto; no se prevén dificultades para esto.
- 5.2 La línea de transmisión fue examinada con gran detalle para cerciorarse que utiliza el conductor óptimo, el nivel de tensión más adecuado y que en todo sentido corresponde a la solución de costo mínimo. Se prestó particular atención al análisis del número de circuitos que era eficiente instalar inicialmente en la línea: un circuito simple vs. uno doble. Con ayuda de consultores se determinó que la instalación de un doble circuito desde el inicio de operaciones era la alternativa óptima. Los estudios técnicos comprendieron análisis en régimen permanente, de estabilidad transitoria y de corto circuito. Tuvieron como propósito analizar el funcionamiento del sistema eléctrico interconectado una vez se le incorporen las obras del proyecto. Sirvieron para determinar los límites de transferencia, las pérdidas de energía eléctrica y verificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad (criterio n-1). En los estudios de factibilidad y diseños se consideró la operación del sistema en demanda mínima. Como resultado se dimensionaron los reactores a ser instalados en las S/E Veladero y Llano Sánchez. No obstante, el Equipo de Proyecto detectó que es necesario realizar un estudio integral del sistema para condiciones de carga mínima con el propósito de prevenir sobretensiones ante contingencias de generadores. Asimismo, se incluirán estudios dinámicos. El financiamiento para estos análisis provendrá del PRIBA. La ETESA se debe comprometer a acordar con el Banco y a implantar, antes de la puesta en operación de las obras y equipos comprendidos en el Proyecto, las medidas remediales que resulten de un estudio integral en régimen permanente y dinámico de la red, el que incluirá condiciones de carga mínima, con el propósito de prevenir sobretensiones ante contingencias de generadores u otros elementos.
- 5.3 Respecto a los derechos de paso, ya se dispone de éstos para la mayor parte de los tramos (la mayoría va adyacente a la servidumbre de la línea actual), se espera que el ejecutor los tendrá todos adquiridos a tiempo y se han tomado medidas preventivas para evitar perjuicios a la operación en caso que esto no ocurra (ver párrafo 3.9). Respecto a la capacidad de operación y mantenimiento de la nueva línea y sus subestaciones, el IRHE actual cuenta con personal experimentado y el equipo adecuado para las instalaciones existentes, los cuales serán transferidos a la ETESA. Se acordó con

la ETESA que ésta reforzará con recursos humanos y equipamiento adecuados para atender las obras del proyecto (ver párrafo 3.8).

B. Viabilidad institucional y financiera

- 5.4 El amplio proceso de transformación que está pasando el sector eléctrico de Panamá permitirá crear un entorno institucional propicio para el desarrollo adecuado de un sector eléctrico eficiente. En este entorno, la recientemente creada ETESA ha sido dotada de la organización e instrumentos necesarios para cumplir con su labor. El período de transición durante el cual las empresas sucesoras del IRHE funcionarán temporalmente bajo la dirección de un mismo Presidente Ejecutivo, hasta la privatización de las generadoras y distribuidoras, permitirá que ellas consoliden su administración y organización.
- 5.5 El análisis realizado muestra que las finanzas de la ETESA contaría con una situación financiera adecuada en el período bajo consideración. Los ingresos que obtendrá por los cargos a cobrar a las diferentes empresas de generación y distribución por el servicio de transmisión de energía, más los ingresos provenientes de los cargos por operación y despacho y los ingresos por el servicio de hidrometeorología, son suficientes para cubrir los gastos de operación, los gastos financieros, pagar impuestos a la renta y obtener resultados finales positivos.
- 5.6 Dada la naturaleza de un proceso de reestructuración como el que adelanta el país y la reciente creación de la empresa, se propone que el prestatario y la ETESA acuerden celebrar con el Banco reuniones anuales destinadas a revisar la evolución de la situación financiera e institucional de la ETESA, así como la actualización de las perspectivas de corto y mediano plazo. En tales reuniones se acordarán, a satisfacción del Banco, metas compatibles con la evolución de la situación financiera e institucional de la ETESA, así como con el proceso de reestructuración del sector eléctrico que adelanta el prestatario. Dichas metas estarán acompañadas de acciones específicas orientadas a garantizar su logro. Durante cada reunión anual se deberá como mínimo: (i) analizar el cumplimiento de las metas acordadas en la reunión anual anterior; (ii) analizar la evolución que presentan los indicadores con respecto a la evolución de largo plazo prevista en el documento de préstamo; y (iii) acordar revisiones a la meta para el período inmediatamente siguiente, así como las acciones que el prestatario y la ETESA adoptarán para garantizar el logro de dichas metas.

C. Viabilidad económica

- 5.7 El análisis económico del proyecto permite concluir que éste: corresponde a la alternativa de mínimo costo; tiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) y un Valor Presente Neto (VPN) elevados y robustos; y entra oportunamente al sistema.

- 5.8 El análisis de mínimo costo mostró que la alternativa más económica consiste en la construcción y tendido de la línea de doble circuito de 230 kV para entrar en operación con la primera etapa de Estí. Al comparar esta alternativa con la construcción de una línea de circuito simple de 230 kV al inicio, se comprobó que la alternativa escogida representa beneficios incrementales del segundo circuito en exceso de los costos incrementales por un VPN al 12% de US\$ 18.1 millones y una TIR de 31.2% para el escenario basado en el plan de expansión vigente del IRHE (escenario hidro-térmico). Aún en el caso de un escenario más pesimista que no considera ninguna expansión de capacidad hidráulica adicional a Estí en el occidente, el ahorro en VPN es de US\$ 17.3 millones y la TIR de 30.2%. Los beneficios cuantificados fueron solamente los correspondientes a ahorros por menores pérdidas y por menores costos de operación del sistema. No se cuantificaron los beneficios del aumento de confiabilidad del sistema. Por tanto los beneficios netos totales del segundo circuito son aún mayores a los estimados. El análisis de mínimo costo también incluyó: la optimización del conductor utilizado en la línea; el nivel óptimo de tensión; la optimización de la ruta dadas las restricciones socio-ambientales; y el número y equipamiento de las subestaciones a construir y a ampliar.
- 5.9 En lo que respecta al beneficio de construir y tender la línea, se parte de la base que ésta transmite energía hidráulica de nuevos proyectos en el oeste y, a partir de 2004/2005 del SIEPAC; uno de ellos es la central hidro-eléctrica Estí (Guasquitas-Canjilones) cuya construcción debe comenzar en los próximos meses, con 135 MW de capacidad instalada, y que entra en funcionamiento en el año 2000. El análisis de factibilidad de este proyecto revisado por el IRHE en 1993, mostró que, además de ser el de mínimo costo, según el plan de expansión hecho en 1993, el proyecto tenía una TIR económica (TIRE) del 17.2%. Para el caso de la línea, la situación sin proyecto, en la cual la línea no se construye, implica atender la demanda del sistema con plantas térmicas en el este del País, cerca a Panamá, las cuales deberían producir al menos una energía media anual equivalente a la de Estí, 695 GWh/año, puesto que ésta no podría transmitirse hacia el este. Un beneficio de la línea es entonces el costo de inversión operación y combustible de producir esa energía en el Este, el cual se evita construyéndola. Adicionalmente, el no tender la línea implica que los beneficios de reducción de perdidas de la línea actual de Fortuna a Panamá no se realizarían, ni igualmente se realizarían las ganancias en confiabilidad en esa línea. Estos beneficios deben compararse con los costos de inversión y operación resultantes de construir la línea. Este análisis arroja que la construcción de la línea tiene una TIR del 51 % y un VPN de US\$ 104 millones, sin considerar beneficios por reducción de perdidas y confiabilidad. Si se consideran estos beneficios, la TIR es de 100% y el VPN de US\$ 125 millones.
- 5.10 El análisis de sensibilidad mostró que el proyecto sigue siendo rentable frente a cambios desfavorables en los costos de inversión, precios de combustibles, costos de operación y mantenimiento, y

disminuciones en la capacidad de generación que se construirá en el oeste. El análisis de oportunidad mostró que cualquier atraso en la fecha de iniciación del proyecto causaría una disminución del beneficio neto.

D. Viabilidad ambiental y social

- 5.11 El análisis del impacto ambiental muestra que el proyecto es ambientalmente viable. La línea generará impactos ambientales y sociales de poca monta, dado que la mayor parte del área de pasaje de la línea es poco poblada y dedicada sobre todo a la ganadería y a la agricultura. Igualmente se espera que las subestaciones no tengan impactos ambientales ni sociales significativos, dada la pequeña área que ocuparán, la naturaleza de estos trabajos y el hecho de que no hay viviendas situadas cerca a los sitios de construcción y de que las nuevas subestaciones se harán en tierras hoy dedicadas a pastos. Los estudios ambientales incluyeron análisis de alternativas de trazado y llevaron a que se seleccionara la alternativa con los menores impactos ambientales y sociales. El EIA y el PMA fueron analizados y aprobados por el Banco y están en proceso de aprobación por las autoridades ambientales del país (el INRENARE); se sometieron a escrutinio público (audiencias) en Panamá desde el 2 de febrero y se enviaron al PIC el 5 de enero. El PMA trata los impactos importantes que se previeron y analizaron en el EIA y otros. Propone medidas para prevenir y mitigar impactos ambientales y sociales que se incorporarán como obligaciones en los contratos de construcción; su cumplimiento será asegurado a través de la supervisión y el seguimiento de las operaciones de construcción. Las estructuras de gerencia y las funciones de supervisión y seguimiento para el PMA son adecuadas.

E. Riesgos del proyecto

- 5.12 El proyecto no presenta riesgos significativos. Sin embargo, recientemente como resultado de la crisis financiera asiática, que impidió el lanzamiento de bonos cuyo objeto era cubrir parte del financiamiento de la central Guasquitas/Canjilones, el IRHE ha aplazado la orden de proceder con la construcción de la central. El atraso de la central podría tener como efecto atrasar consecuentemente el momento de entrada oportuno de la línea, al reducirse las transferencias de energía en los primeros años. El GDP ha comunicado al Banco su decisión de impulsar el Proyecto Estí bajo una de las dos alternativas siguientes: (a) si se concreta el financiamiento del Proyecto, éste será construido bajo las condiciones del contrato actual y luego transferido a la concesión de la Empresa de Generación Eléctrica Estrella-Los Valles la cual se haría cargo de la operación una vez terminado; o (b) el Proyecto hará parte del contrato de concesión de la Empresa de Generación Eléctrica Estrella-Los Valles, quien tendrá la responsabilidad de construirlo dentro del plazo establecido en el contrato de concesión. En ambos casos, la construcción del Proyecto se

encuentra asegurada. A fin de contrarrestar el riesgo residual y otorgar flexibilidad, se ha incorporado una cláusula al contrato que condicione el llamado a licitación para la construcción de la línea a que el prestatario y el ejecutor presenten muestras satisfactorias de que se ha dado la orden de proceder con la construcción del proyecto Guasquitas/Canjilones u otras evidencias de que se contará con un flujo de energía que justifique la línea.

**MARCO LÓGICO**  
**Proyecto Expansión de Transmisión Eléctrica**  
**(PN-0061)**

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
<b>FIN</b> Contribuir al desarrollo de un sistema de transmisión confiable y seguro, que permita el funcionamiento eficiente de un mercado de electricidad competitivo con participación del sector privado.	La energía no servida por fallas en la red de transmisión se reduce a partir del año 2001 de 950 GWh a 700 GWh. Las pérdidas en la red de transmisión se reducen de 4.7% GWh a 2.8% GWh anuales con respecto a la energía neta disponible.	Informe de gestión operativa de la Empresa de Transmisión. Boletines anuales de la Comisión de Política Energética.	El Gobierno de Panamá mantiene la decisión de construir el proyecto hidroeléctrico Guasquitas Canjilones y de participación en el Mercado Eléctrico Regional.
<b>PROPÓSITO</b> Aumentar la capacidad y adecuar los niveles de confiabilidad de la red de transmisión eléctrica principal del occidente a la zona metropolitana del país, para poder facilitar los flujos de energía resultantes de los recursos de generación hidroeléctrica de Panamá, en especial del proyecto Guasquitas-Canjilones, y los de Centro América relacionados con el proyecto SIEPAC	A partir del primer trimestre del año 2001 estará disponible una capacidad de transmisión de 200 MW del oeste del país hacia la Cd. de Panamá, que permitirá transmitir con criterio de confiabilidad n-1 los 695 GWh que en promedio producirá al año el proyecto Guasquitas-Canjilones, y concertar transacciones de energía con los países vecinos.	Informe de gestión operativa de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).	Se implementarán las acciones previstas en la transformación del sector a nivel nacional y regional (SIEPAC) que establecen las nuevas reglas de funcionamiento de mercados eléctricos competitivos con participación del sector privado.
<b>COMPONENTES</b> Línea de transmisión que conecta las subestaciones Guasquitas, Veladero, Llano Sánchez y Panamá II concluida y en operación.	En dic/2000 estará en operación la línea de doble circuito Canjilones-Guasquitas-Veladero-Llano Sánchez de 230 kV y 200 km de longitud total. En mar/2001 estará en operación la línea de doble circuito Llano Sánchez- Panamá II de 230 kV y 194 km de longitud total. Ambas líneas serán construidas con estructuras autoportantes en acero galvanizado, con un conductor ACAR por fase de 1200 MCM, 24/13, con dos hilos de guarda de acero revestido de aluminio y con fibra óptica incorporada (OPGW) en uno de ellos.	Informes de inspección de obras.	
Subestaciones (S/E) nuevas y ampliación de Llano Sánchez concluidas y en operación.	En abril/2000 estará en operación la S/E Panamá II (bahías de entrada y salida de líneas) y en octubre/2000 las dos nuevas S/E de Guasquitas y Veladero así como la ampliación de la S/E Llano Sánchez. Todas las S/E se construirán con esquema de interruptor y medio y contarán con sus equipos de control, medición, protección y comunicaciones. En Veladero y Llano Sánchez se instalarán dos reactores en cada subestación de 20 MVar cada uno, para un total de 80 MVar.	Informes de inspección de obras.	



**MARCO LÓGICO**  
**Proyecto Expansión de Transmisión Eléctrica**  
**(PN-0061)**

OBJETIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
<b>ACTIVIDADES</b> Líneas de transmisión: (i) llamado de licitación; (ii) preparación de pliegos; (ii) precalificación y homologación; (iii) estudio de ofertas y adjudicación; (iv) construcción de las líneas Canjilones-Guasquitas-Veladero-Llano Sánchez-Panamá II, y (v) pruebas preoperativas.	Ver presupuesto detallado del Proyecto.	Informes de supervisión de las obras emitidos por la ETESA.	<p>Se desarrolla e implementa un Plan de Gestión Ambiental consistente en: (i) especificaciones técnicas ambientales para la construcción y operación de la línea de transmisión; y (ii) programas y actividades de protección ambiental dirigidos a prevenir y mitigar los impactos de las obras.</p> <p>No se producirán demoras en la construcción de las líneas por factores dentro del control del ejecutor (ETESA); por ejemplo en adquisición de derechos de paso, ya que el cronograma de ejecución de las obras del Proyecto indica que no existen holguras de tiempo para su desarrollo oportuno.</p>
Subestaciones y reactores: (i) licitación y ejecución de diseños; (ii) preparación de pliegos; (ii) precalificación y homologación; (iii) estudio de ofertas y adjudicación; (iv) construcción de los equipos e instalación de los mismos para las subestaciones Guasquitas, Veladero, Llano Sánchez y Panamá II, y (v) pruebas preoperativas.	Ver presupuesto detallado.	Informes de supervisión de las obras emitidos por la ETESA.	

PROYECTO EXPANSION DE TRANSMISION ELECTRICA  
(PN-0061)

PLAN ESTIMADO DE ADQUISICIONES			
Principales Adquisiciones del Programa	Método	Fecha Estimada	Monto Estimado US\$ miles
Suministro, Montaje y Obras Civiles Subestación Panamá II. Una licitación	Licitación Pública Internacional	mar-98	13,925 (1,885)*
Servicios de Inspección y Administración del Contrato de la Construcción de la S/E Panamá II. Un concurso	Concurso Público Internacional	jun-98	835 (113)*
Construcción de la Línea de Transmisión de 230 Kv Guasquitas-Panamá II. Una Precalificación Dos Renglones: ▸ Guasquitas-Veladero-Llano Sánchez ▸ Llano Sánchez-Panamá II	Precalificación Pública Internacional	jul-98	
Construcción de la Línea de Transmisión de 230 kV Guasquitas-Panamá II. Una licitación Dos Renglones	Licitación Pública Internacional	oct-98	57,360**
Servicios de Inspección y Administración del Contrato de la Línea de Transmisión. Un Concurso	Concurso Público Internacional	oct-98	4,025
Servicios de Diseño S/E Guasquitas, Veladero y Adición Llano Sánchez 230 kV. Un Concurso	Concurso Público Internacional	ene-98	526
Construcción de las S/E Guasquitas, Veladero y Adición Llano Sánchez 230 kV. Una Precalificación Tres Renglones: ▸ Guasquitas ▸ Veladero ▸ Adición Llano Sánchez 230 kV	Precalificación Pública Internacional	may-99	
Construcción de las S/E Guasquitas, Veladero y Adición Llano Sánchez 230 kV. Una Licitación Tres Renglones: ▸ Guasquitas ▸ Veladero ▸ Adición Llano Sánchez 230 kV	Licitación Pública Internacional	jul-99	16,199**
Servicios de Inspección y Administración del Contrato de las S/E de 230 kV. Un Concurso	Concurso Público Internacional	jul-99	933

\* Monto correspondiente a adición en la S/E Panamá II.

\*\* Sin impuestos.

RGII-PN118P  
PN-0061  
Original: español  
Apéndice I

## PROYECTO DE RESOLUCION

PANAMA. PRESTAMO \_\_\_/OC-PN A LA REPUBLICA DE PANAMA  
(Proyecto de Expansión de la Transmisión Eléctrica)

El Directorio Ejecutivo

### RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Panamá, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un Proyecto de Expansión de la Transmisión Eléctrica. Dicho Financiamiento será por una suma de hasta US\$79.000.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los "Plazos y Condiciones Financieras" y a las "Condiciones Contractuales Especiales" del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.