

## PROGRAMA II DE EXPANSION ELECTRICA

(BH-0018)

### RESUMEN EJECUTIVO

**PRESTATARIO:** *The Bahamas Electricity Corporation (BEC)*

**GARANTE:** El Commonwealth de las Bahamas

**ORGANISMO EJECUTOR:** *The Bahamas Electricity Corporation*

**MONTO Y FUENTE:**

BID:	US\$56 millones (CO)
Cofinanciamiento:	US\$25 millones (BEI)
Aporte local:	US\$15 millones (BEC)
Total:	US\$96 millones

**PLAZOS Y CONDICIONES FINANCIERAS:**

Plazo de amortización:	20 años
Período de desembolso:	3 años
Tipo de interés:	variable
Inspección y vigilancia:	1%
Comisión de crédito:	0,75%
Moneda:	Dólares de los EE.UU. de la Facilidad Unimonetaria

**COFINANCIAMIENTO:** Banco Europeo de Inversiones (BEI)

Plazo de amortización:	15 años
Período de desembolso:	3 años
Tipo de interés:	variable

**OBJETIVOS:** Los objetivos de los proyectos de inversión son los siguientes: i) lograr mayor capacidad de generación, transmisión y distribución en New Providence para satisfacer la demanda eléctrica proyectada; ii) mejorar la mezcla de generación y bajar los costos de producción; y iii) optimizar la operación de los sistemas de transmisión y de distribución. Asimismo, el programa mejorará los estándares ambientales de la operación y apoyará los estudios y proyectos que promuevan un uso más eficiente de la energía. Finalmente, como parte del programa se preparó un estudio de privatización de BEC. Las metas de este análisis fueron: i) definir una estructura institucional y un régimen regulador de un sector eléctrico en manos privadas; y ii) preparar una propuesta de una estrategia de privatización que será presentada al gobierno.

**DESCRIPCIÓN:**

El programa comprende dos proyectos de inversión y un componente concurrente que incluye un programa de protección ambiental, un estudio para el uso eficiente de la energía y un documento sobre privatización.

**El proyecto de expansión de la generación comprende:**

i) la instalación de un generador LSD (Diesel de baja velocidad) con una capacidad aproximada de 30 MW. Esto concluirá la fase II de la expansión en la estación Clifton Pier, que se diseñó de acuerdo al plan de menor costo; ii) las instalaciones asociadas de transformación y transmisión, de unos 25 km de una línea de transmisión de 132 Kv desde dicha estación a la subestación de Big Pond; y iii) la ampliación a 80 MVA de las subestaciones en Big Pond y Clifton Pier. Los costos directos, incluidos ingeniería y supervisión, se estiman en US\$66 millones.

**El proyecto de optimización de la transmisión y de la distribución incluye:**

i) instalación de una línea de alimentación de 33 Kv desde Big Pond a Paradise Island y una nueva subestación de 33 Kv en este lugar; ii) reconfiguración del actual sistema de transmisión y distribución de 33 Kv para acomodar la capacidad adicional a través de la subestación de Big Pond, incluida la ampliación de las subestaciones de Blue Hills y Sea Breeze; iii) un componente de reducción de pérdidas, protección y mejoramiento del control y la confiabilidad. Los costos directos, incluidos los de ingeniería y supervisión, se calculan en US\$14,4 millones.

**Privatización de BEC.** Las inversiones se requieren con urgencia para equilibrar la capacidad de generación y de transmisión con la demanda que va en rápido crecimiento. Por ello el gobierno decidió desarrollar los proyectos de inversión y el estudio de privatización en forma paralela y materializar la privatización una vez concluidas las inversiones. Experiencias recientes han demostrado que pueden surgir complicaciones que den lugar a prolongadas demoras cuando se intenta realizar las inversiones y la privatización en forma simultánea. La venta de BEC es una de las prioridades del gobierno en su plan de privatización. El compromiso del gobierno a la venta de las empresas públicas está evidenciada por la conclusión de la privatización en 1995-1996 de sus propiedades dedicadas al turismo. El estudio de privatización de BEC propone opciones de reestructuración y de propiedad y un esquema regulador para la privatización del sector eléctrico que debiera:

i) atraer capital privado e incrementar la participación local; ii) proporcionar un suministro eficiente y confiable de electricidad al menor costo posible; iii) promover una operación aceptable desde el punto de vista ambiental del sector eléctrico; y iv) recomendar una estructura que responda a los intereses del consumidor, del país y de los empleados.

Otros componentes paralelos son: i) mitigación y protección ambiental para los nuevos proyectos de inversión, incluido el mejoramiento del funcionamiento actual de BEC. El costo se ha calculado en US\$2 millones; y ii) un estudio para definir el programa más adecuado de eficiencia energética para los clientes basado en la demanda que permita lograr el mejor uso de la electricidad. El costo se ha estimado en US\$500.000 (los costos financieros y sin asignar para todo el programa se calculan en US\$12,5 millones).

**CLASIFICACIÓN  
AMBIENTAL:**

El Comité del Medio Ambiente, en la reunión del 18 de enero de 1995, clasificó esta operación en la Categoría III. El resumen ambiental fue aprobado el 20 de agosto de 1996.

**BENEFICIOS:**

Esta operación se propone tras la conclusión exitosa en 1992, por parte de BEC, de un proyecto de generación de 85 MV financiado por el Banco. BEC es una empresa bien administrada y lucrativa, cuyos costos de generación y de distribución se comparan favorablemente con los de otras compañías de electricidad de la región. La nueva capacidad de generación que financiará el programa ha sido realzada con el plan de expansión de BEC a largo plazo y proporcionará la energía que necesitan las Bahamas para su continuo desarrollo económico y para aumentar el valor neto financiero de la empresa.

En la preparación del proyecto se dio especial énfasis a la necesidad de mejorar el balance consolidado de BEC esclareciendo lo que se refiere a los dineros adeudados por el gobierno central y las empresas estatales. La resolución satisfactoria de este problema que logre el programa implicará un beneficio adicional, por cuanto la empresa será más atrayente a los inversionistas privados.

Los problemas ambientales también fueron considerados y ahora responden a los estándares y pautas del BID/Banco Mundial, los cuales fueron aceptados por el

Departamento de Salud Ambiental y que la empresa sucesora deberá observar.

Mientras se prepara la legislación para la privatización, se están desarrollando los requisitos del personal técnico y administrativo y las normas operativas de la Comisión de Empresas Públicas. El financiamiento de la ampliación bajo la actual estructura permitirá satisfacer la urgente demanda de energía eléctrica y finalizar los acuerdos jurídicos, técnicos, administrativos y de otra índole.

La operación propuesta es compatible con el programa del gobierno para mantener la estabilidad macro-económica. Este programa enfatiza: i) la reducción del gasto público; ii) la promoción de la inversión privada y la reducción del papel del Estado en los sectores más importantes; iii) el mejoramiento de la administración del sector público; y iv) la reducción de la deuda pública.

**RIESGOS:**

El principal problema que afecta al proyecto es que la deuda de las empresas del estado a BEC, que suman US\$23 millones, se encuentra más que vencida. El gobierno acordó en fecha reciente pagarla en un plazo de seis años. El calendario de pago, si se cumple, es suficiente para que BEC disponga de los recursos para financiar los fondos de contrapartida que se requieren para la ejecución del Programa.

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

La estrategia del Banco en las Bahamas está dirigida a: i) aumentar la competitividad de la economía en el turismo y en otros sectores productivos; ii) estimular la diversificación de los productos y servicios turísticos en todas las islas; iii) promover la productividad en los sectores no turísticos de la economía; iv) alentar a las autoridades al desarrollo de una política ambiental nacional para proteger la base de los recursos naturales que es esencial para la sustentabilidad del crecimiento de las Bahamas; y v) incrementar la eficacia de los servicios que presta el sector público y focalizar algunos de éstos a la población de bajos ingresos. Esta operación suministrará energía eléctrica a la economía al más bajo costo marginal a largo plazo. Ello posibilitará la ampliación de las empresas existentes y la creación de nuevas para iniciar actividades productivas con energía eléctrica confiable y eficiente. Esto es compatible con la estrategia para diversificar la economía a la vez que se mejora la competitividad.

El Banco financió parcialmente un programa de expansión de BEC en 1988-1992 (préstamo 560/CO). Todas las obras, incluida la estación de generación de 85 MW y la transmisión asociada, fueron completadas a tiempo y en el costo previsto. En 1993 se aprobaron los préstamos 659 & 660/CO-BH para financiar el Programa de Electrificación de Family Islands, que se está ejecutando sin problemas.

**CRITERIOS DE  
POLÍTICAS SOBRE  
ASPECTOS SOCIALES  
Y DE POBREZA:**

En referencia a las recomendaciones de la Octava Reposición (AB-1704) el programa propuesto no cumple con los criterios de una operación focalizada en los pobres, sea geográficamente o en términos de beneficiarios, ni tampoco está dirigida específicamente a la mujer.

**EXCEPCIONES A LA  
POLÍTICA DEL  
BANCO:**

Algunas obras pequeñas y ciertas medidas ambientales pueden realizarse en forma directa, por un monto total equivalente a US\$1,8 millón en costos directos, y cargarse a los recursos locales de contrapartida (véanse los párrafos 3.13 y 3.14).

**CONDICIONES  
CONTRACTUALES  
ESPECIALES:**

El Prestatario deberá obtener la aprobación del financiamiento paralelo del Banco Europeo de Inversiones en otra fuente, hasta el equivalente de US\$25 millones, como condición previa al primer desembolso.

Se incorporarán al contrato los coeficientes y otras condiciones financieras que el Banco utiliza para los préstamos a las empresas de servicios públicos de electricidad. Tales condiciones figuran en el párrafo 4.20.

El Prestatario cumplirá las recomendaciones establecidas en los informes ambientales del Banco y del BEI.

**ADQUISICIONES:**

Se utilizarán licitaciones públicas internacionales para adjudicar las adquisiciones de bienes que excedan de US\$250.000, y para obras de construcción con un valor superior a US\$3 millones.

## I. MARCO DE REFERENCIA

### A. Generalidades

- 1.1 El Commonwealth de las Bahamas es un archipiélago de más de 700 islas, de las cuales 29 están habitadas. En 1996, alrededor del 84% de los 280.000 habitantes se concentraban en New Providence, Paradise Island y Grand Bahama. Estas islas dominan el turismo, constituyen la principal fuente de empleo y producción y se han beneficiado de anteriores inversiones, en tanto que la mayoría de las otras son considerablemente menos desarrolladas.
- 1.2 En años recientes se ha registrado un aumento de la producción luego de una declinación del 6% durante la recesión ocurrida en 1991-1992. La restauración de la estabilidad macroeconómica a través de reformas estructurales en la década de los 90 ha mejorado la perspectiva económica, pero no se ha materializado en un mayor crecimiento económico. La tasa de crecimiento permanece bajo el 1% anual, comparada con el crecimiento poblacional de 2%. El nivel de desempleo disminuyó en 1995 por el aumento de las actividades relacionadas con la renovación y reconstrucción en el último semestre, aunque todavía se mantiene por sobre el 10% de la fuerza laboral.
- 1.3 Políticas prudentes en aspectos fiscal, monetario y de la deuda han mejorado la competitividad externa del país. En particular, se ha mantenido el excedente fiscal de casi un 2% del PIB y la inflación promedio anual se ha contenido por debajo del 2% en los dos últimos años. Al mismo tiempo se ha reducido la deuda interna y externa y los coeficientes pertinentes permanecen distantes de los niveles críticos.
- 1.4 En general, se aprecia un renovado espíritu de optimismo en el país. Las llegadas y gastos de turistas se han incrementado, especialmente por la renovación hotelera y las mejores condiciones externas. De igual modo, las políticas del gobierno hacia el sector privado son más favorables en años recientes, las cuales, desde 1993, registran esfuerzos de ajustes estructurales, incluida la liberalización del régimen de las inversiones extranjeras, la venta de los hoteles de propiedad estatal, un banco comercial y operaciones eléctricas en Family Islands.
- 1.5 De acuerdo con las inversiones externas autorizadas hasta finales de 1995, el país puede esperar alrededor de US\$300 millones bajo este concepto, casi 10% del PIB. Debido al incremento de las actividades vinculadas con el turismo y la inversión extranjera, la privada interna también aumentó en 1996 y el crecimiento del PIB para este año se espera que sea superior al 2%. Si bien las actividades de inversión están más distribuidas entre las islas, todavía hay una concentración en New Providence y Paradise Island.

- 1.6 En la actualidad, la empresa estatal *Bahamas Electricity Corporation (BEC)* atiende al 90% de las residencias de New Providence y Paradise Island y prácticamente todos los establecimientos comerciales. Se espera que la demanda eléctrica en esta región crezca en un 4% anual, más rápido que en años anteriores por las mayores actividades de inversión.
- 1.7 Esta situación exige un aumento temporal de la capacidad de generación y distribución de BEC. El gobierno está considerando la venta de la empresa de telecomunicaciones, de la compañía aérea y de algunas fases del agua potable y manejo de desechos sólidos. Para estos fines promulgó la ley que crea una Comisión de Empresas Públicas (CEP) para despolitizar el proceso de fijación de las tarifas. La CEP necesita ser fortalecida antes de cualquier intento de privatización, para asegurar una operación ordenada y es posible que las autoridades requieran un mayor apoyo del Banco en la regulación económica y jurídica para acelerar el programa de una posible privatización o participación del sector privado.
- 1.8 Los recursos de contrapartida local para este programa provendrán de las utilidades de las operaciones de BEC, de pagos parciales de los US\$23 millones que adeudan otras empresas estatales y de préstamos de otras fuentes. Las predicciones de BEC demuestran la utilidad requerida. En fecha reciente, el gobierno accedió a pagar las deudas (Anexo I-1) y BEC está negociando con el BEI y otros bancos el financiamiento del saldo.

B. Las empresas eléctricas en las Bahamas

- 1.9 La oficina del Primer Ministro Adjunto es responsable del suministro público de energía eléctrica en las Bahamas. A finales de 1995, la electricidad a más de 90.000 consumidores era proporcionada por BEC, The Freeport Power Company y nueve compañías privadas, con una capacidad instalada total de casi 400 MW.

1. La Bahamas Electric Corporation

- 1.10 Esta empresa se rige por la ley de electricidad de 1956. En 1995, BEC proporcionó electricidad a aproximadamente 57.000 usuarios en New Providence y Paradise Island. En ese mismo año, la demanda máxima del sistema de 137 MW fue satisfecha por una planta de generación de una capacidad instalada de 209 MW.
- 1.11 BEC también suministró electricidad a unos 14.000 consumidores en once Family Islands, con una planta de generación de una capacidad instalada de alrededor de 55 MW. Las islas en las que operó BEC en 1995 fueron: Abaco, Andros, Bimini, Berry Islands, Cat Island, Eleuthera, Exuma, Long Island, San Salvador, Ragged Island, Black Point, Exuma y Cherokee Sound.

## 2. Freeport Power Company

- 1.12 Esta empresa se creó de acuerdo a las disposiciones de la Ley Hawksbill Creek, Grand Bahama (Deep Water Harbour e Industrial Area). En 1994 la empresa proporcionó energía eléctrica a unos 16.000 usuarios en el área de Freeport de Grand Bahama y su demanda máxima de 48 MW fue satisfecha por una capacidad generadora de 108 MW.

## 3. Otras empresas eléctricas privadas

- 1.13 Las actividades de las operaciones privadas están reglamentadas por las disposiciones de la Ley *Out Island Electricity*. Esta ley permite al Ministro otorgar concesiones a empresas autorizadas para funcionar en zonas específicas de Family Islands. A finales de 1994 había nueve empresas que suministraban electricidad a unos 3.000 consumidores.
- 1.14 Seis de estas compañías estaban asociadas con instalaciones turísticas en Spanish Cay, Treasure Cay y Walker's Cay; Abaco en Chub Cay; Berry Island, en Cat Bay, y Bimini. *Abaco Power & Light Co.* es la única empresa privada que tiene un sistema de distribución. Compra electricidad a BEC en Marsh Harbour, Abaco, y la distribuye en Man-O-War Cay.
- 1.15 Otras dos compañías funcionan como cooperativas, una en Crossing Rocks, Abaco, y la otra en St. George's Cay, Eleuthera. La *Morton Bahamas Company*, situada en Inagua, suministra electricidad a los residentes de Matthew Town, la mayoría de los cuales son empleados de la compañía.

## 4. Instalaciones industriales y comerciales privadas

- 1.16 Además de las empresas privadas mencionadas, hay cuatro sistemas de generación y distribución asociados con empresas industriales y comerciales en las Bahamas. Estas son South Riding Point Holding, Marcona Ocean Industries, Morton Bahamas Ltd. y el Nassau Beach Hotel (Total Energy Plant). La capacidad de generación de estas empresas alcanza a 11 MW. Además, las bases que mantiene el Gobierno de los Estados Unidos tienen una capacidad de autogeneración de 3,5 MW en un grupo de islas.

## C. Electrificación de las Bahamas

### 1. Family Islands

- 1.17 El gobierno tiene la intención de desarrollar el suministro de energía eléctrica de cada Family Island de acuerdo a la etapa de desarrollo de cada una. Para ello, BEC desea completar la electrificación de las restantes Family Islands en 1997. Con este fin, la empresa ha obtenido financiamiento del BID (préstamos 659 y 660/OC-BH). El proyecto consiste en el diseño y construcción de la



ampliación del sistema de generación en Abaco, Eleuthera y Bimini, y Long Island; y nuevos sistemas en las islas Rum Cay, Mayaguana, Black Point y en los cayos Staniel Cay y Exuma Cay. El costo total de esta etapa del programa de electrificación (Fase II de la Electrificación de Family Island) es de US\$47 millones.

## 2. New Providence y Paradise Island

### a. Suministro de electricidad

- 1.18 El área de servicio de BEC en New Providence y Paradise Island [NP/PI], con alrededor de 57.000 consumidores en 1995, es el sistema de mayor demanda y capacidad de generación en las Bahamas. Esta zona, que cuenta con la mayor concentración de instalaciones turísticas y visitantes en todo el año, es la más importante de la economía nacional. El adecuado suministro eléctrico es fundamental para el crecimiento y desarrollo de esta zona para que pueda permanecer como la principal atracción turística del Caribe. BEC pretende mantener la capacidad de su sistema a fin de satisfacer oportunamente la demanda y evitar las interrupciones del servicio.
- 1.19 La planta física de BEC en New Providence incluye 209 MW de capacidad de generación instalada con una producción neta de 900 GWh entre dos centrales interconectadas: Blue Hills y Clifton Pier. BEC posee dos líneas de transmisión de 132 kV: i) un conductor aéreo de interconexión de un solo circuito, de 13 millas, que va desde la estación de Blue Hills a la de Clifton Pier; y ii) y otro de alimentación, de 15 millas, entre la subestación de Big Pond y Clifton Pier. Los dos fueron construidos en 1988 y 1992, respectivamente y funcionan sin contratiempos. Asimismo, BEC incluye en la categoría de transmisión del sistema las líneas de 33 kV, que comprenden 39 millas de tendido aéreo y 25 millas de tendido subterráneo. Los circuitos primarios de distribución están diseñados para operar a 11 kV y 7,2 kV. Los secundarios son trifásicos 208/120 vatios, y monofásicos 240/120 vatios, de 60 HZ. Las interrupciones del servicio se producen principalmente en los alimentadores de distribución por tormentas eléctricas, daños en postes y equipos causados por vehículos y la antigüedad de algunas de las instalaciones.

### b. Demanda eléctrica

- 1.20 Entre 1981 y 1995 el total las ventas eléctricas aumentó anualmente en 6,6%, de 326.500 MWh en 1981 a 800.000 MWh en 1995. La generación bruta se incrementó de 366.000 MWh a 950.000 MWh, a un ritmo de 7%. La demanda en las horas de mayor consumo también mostró un aumento significativo de 6,2% anual, de 60 MW a 140 MW. Las pérdidas técnicas y no técnicas alcanzaron un promedio de 12,4% de la generación bruta. Si se incluye la energía utilizada por las centrales y los edificios administrativos, las pérdidas suman 16,4%.

- 1.21 El número total de cuentas creció de 31.706 en 1981 a 57.000 en 1995, con un promedio de incremento anual de 4,3%. se registraron 48.000 cuentas residenciales (84%): 5.200 pequeños comercios e industrias (9%); 1.900 industria mayor (3%) y 1.200 clientes temporales (3%). Los clientes residenciales representaron el 36% de la demanda; el porcentaje de la pequeña industria y comercio fue de 11% y 53% de los mayores clientes industriales y comerciales. En 1995 se entregó electricidad a casi el 90% de las residencias familiares.
- 1.22 El uso de energía eléctrica por cliente residencial en 1981 fue de 4.200 kWh y 6.000 kWh en 1995, para un incremento anual promedio de 2,6%. Esta utilización por cada cliente en la categoría industrial mayor aumentó de 220.600 kWh en 1981 a 275.900 kWh en 1995, con un crecimiento anual promedio de 1,6%. El incremento promedio anual de nuevas conexiones en las diferentes categorías en el período 1981-1995 fue: residencial, 4%; pequeña industria/comercio, 4,3%; y gran industria/comercio, 4,1%

c. Precios y tarifas

- 1.23 Las tarifas eléctricas en el sistema de New Providence en el período 1987-1993 promediaron 14,75 centavos por KWh. Las tarifas para las categorías residencial, industrial y comercial fueron más o menos las mismas. El promedio del sistema para 1994-1996 fue de 17,08 por KWh; para las categorías residencial y comercial/industrial fue de 17,03 y 17,14 centavos, respectivamente.
- 1.24 Antes de 1993 la estructura y el nivel de las tarifas fueron determinados por la necesidad de ingresos financieros. A fin de incorporar los costos económicos en la estructura de las tarifas, se completó en mayo de 1994 un estudio del costo marginal de la electricidad en el sistema de New Providence. Entre las metas del estudio se pueden mencionar:
- revisar la estructura de las tarifas vigentes, predicción de la carga y programas de desarrollo de menor costo; y
  - formular recomendaciones para reestructurar las tarifas de acuerdo al menor costo marginal a largo plazo y a consideraciones de orden financiero y social.
- 1.25 El estudio concluyó que el promedio ponderado del costo marginal a largo plazo (CMLP) para New Providence era de 11,8 centavos por KWh. El CMLP varió de 9,1 centavos por KWh para clientes mayores hasta 13,97 centavos por KWh para la categoría del pequeño comercio. El CMLP para clientes residenciales fue de 12,6 centavos por KWh.
- 1.26 Los porcentajes de los costos de capacidad fluctuaron de 42% del CMLP para clientes mayores hasta 59% del CMLP para la categoría

especial de iglesias, instalaciones deportivas, etc. Una comparación del rendimiento de las tarifas actuales de BEC en relación a un cálculo estricto del CMLP revela que para todas las categorías de clientes las tarifas vigentes son superiores al CMLP. Cuando las tarifas del CMLP se comparan con los precios que BEC necesita para lograr sus metas financieras, aquéllas son inferiores a las tarifas financieras. En todo caso, se requerirán modificaciones en el sistema actual para equilibrar la variación entre las tarifas vigentes y las del CMLP para las diferentes categorías de clientes. Como resultado habrá un aumento pequeño para los clientes residenciales y pequeños comerciantes y declinaciones en todas las otras categorías. Las tarifas reestructuradas con fundamento en los costos marginales a largo plazo y con niveles de acuerdo con los requisitos financieros de BEC se presentaron a la aprobación del gobierno. Durante la ejecución se vigilará la aplicación de las nuevas tarifas, una vez que hayan sido aprobadas. Los precios revisados incluyeron disposiciones para hacer ajustes en los costos de combustibles y un cálculo de la inflación destinado a evitar la erosión del precio real de la electricidad y para colaborar con BEC en la consecución de ciertas metas de desempeño, al tiempo que asegurar la viabilidad a largo plazo de la empresa.

D. Perspectivas de privatización de BEC

- 1.27 El gobierno designó en 1995 un grupo de trabajo para evaluar las opciones referentes a la eventual privatización de BEC. El comité se reunió varias veces y ordenó un estudio de la posible privatización. El informe se concentra en: i) opciones de reestructuración y propiedad; y ii) el esquema regulador.
- 1.28 La venta de BEC es una de las prioridades del gobierno en su plan de privatización. El compromiso del gobierno a la venta de las empresas públicas está evidenciada por la conclusión de la privatización en 1995-1996 de sus propiedades dedicadas al turismo. El estudio de privatización de BEC propone opciones de reestructuración y de propiedad y un esquema regulador para la privatización del sector eléctrico que debiera: i) atraer capital privado e incrementar la participación local; ii) proporcionar un suministro eficiente y confiable de electricidad al menor costo posible; iii) promover una operación aceptable desde el punto de vista ambiental del sector eléctrico; y iv) recomendar una estructura que responda a los intereses del consumidor, del país y de los empleados.
- 1.29 Desde la iniciación de este proceso en 1993 el Banco ha colaborado con BEC en la preparación de los términos de referencia, la selección de consultores y la revisión de los informes de los estudios. El Banco continuará prestando su asistencia, con la participación del FOMIN si es necesario.

E. Estrategia del Banco y justificación de su participación

- 1.30 La estrategia del Banco está diseñada a ayudar a las Bahamas a afrontar las principales limitaciones que encuentra en su desarrollo. Respalda los continuos esfuerzos del gobierno para restaurar un crecimiento encabezado por el sector privado a través de una mejor competitividad, la diversificación de la economía, mayores vínculos intersectoriales y el fortalecimiento de la reglamentación ambiental y fiscalización de las actividades productivas.
- 1.31 La estrategia del Banco en las Bahamas está dirigida a:  
i) aumentar la competitividad de la economía en el turismo y en otros sectores productivos; ii) estimular la diversificación de los productos y servicios turísticos en todas las islas; iii) promover la productividad en los sectores no turísticos de la economía; iv) alentar a las autoridades al desarrollo de una política ambiental para proteger la base de los recursos naturales que es esencial para la sustentabilidad del crecimiento de las Bahamas; y v) incrementar la eficacia de los servicios que presta el sector público y focalizar algunos de éstos a la población de bajos ingresos.
- 1.32 Además de financiar proyectos prioritarios de inversión y de respaldar el aumento necesario y urgente de la capacidad de generación, el programa apoya la agenda general del gobierno para el sector público en ésta y otras empresas, como agua potable y saneamiento y telecomunicaciones. La optimización y consolidación del actual sistema eléctrico de BEC y la mayor la eficiencia del suministro contribuirán al mejoramiento global de las operaciones de BEC y proveerán las condiciones necesarias para una transición bien estructurada y ordenada hacia un entorno más competitivo y a una mayor participación del sector privado.

F. Experiencia del Banco y de otros donantes en el sector

- 1.33 El Banco ha financiado dos proyectos de inversión en el sector de electricidad de las Bahamas mediante los préstamos 560/OC-BH, 659/OC-BH y 660/OC-BH, respectivamente. El primero, Programa de Expansión Eléctrica, fue aprobado por el BID en 1988 por un monto de US\$109 millones. Respaldó la ampliación de la central de Clifton Pier en New Providence con 2 generadores LSD de 26,5 MW y dos turbinas de 12 MW y 20 MW en la central de Blue Hills y sus respectivas subestaciones y líneas de transmisión. En esta operación también se incluyó una cooperación técnica para calcular los costos marginales a largo plazo de BEC en la generación, transmisión y distribución de electricidad. La ejecución de este proyecto fue completada en el tiempo previsto y dentro de los costos contemplados.
- 1.34 Los préstamos 659/OC-BH y 660/OC-BH para el Programa de Electrificación de Family Islands fueron aprobados a finales de 1991 pero

los convenios no fueron firmados sino hasta el 31 de marzo de 1993, por US\$28 y US\$3,83 millones, respectivamente. El atraso de casi un año en la firma de los contratos se debió principalmente al cambio de gobierno en 1992. A pesar de este atraso y de la demora adicional provocada por el huracán Andrew, que afectó seriamente las instalaciones en Family Islands, el progreso general de su ejecución se considera satisfactorio. Se ha desembolsado casi el 50% del préstamo y se comprometió el saldo de los recursos. El desembolso final está programado para septiembre de 1997, seis meses después de la fecha original. BEC ha dado cumplimiento a los procedimientos del Banco para la adquisición de bienes y servicios y no existen condiciones contractuales pendientes.

## II. EL PROGRAMA

### A. Objetivos

- 2.1 De acuerdo con la estrategia del Banco y con los objetivos del Gobierno de las Bahamas de ampliar la producción y el empleo en una economía diversificada y recuperar la competitividad del turismo, la meta global del programa es satisfacer en forma eficiente la creciente demanda de energía eléctrica. Este aumento se ha originado en parte por la captación de nuevas inversiones externas en el sector del turismo. De igual modo, el programa permitirá mejorar la eficiencia y optimizar el sistema eléctrico actual, mejorar los estándares ambientales de la operación y apoyar los estudios e iniciativas que conduzcan a la privatización de BEC y que promuevan el uso más eficiente de la energía.
- 2.2 Los objetivos de los proyectos de inversión son: i) lograr mayor capacidad de generación, transmisión y distribución en New Providence para satisfacer la demanda eléctrica proyectada dentro de los límites de confiabilidad y desempeño del sistema; ii) mejorar la mezcla de generación y bajar los costos de producción; y iii) optimizar la operación de los sistemas de transmisión y distribución. Los objetivos del estudio de las opciones institucionales hacia la privatización del sector de la electricidad son: i) definir una estructura institucional y un régimen regulador de un sector eléctrico en manos privadas; y ii) preparar la propuesta de una estrategia de privatización que será presentada al gobierno.
- 2.3 La ampliación de la capacidad de generación que se logrará con el programa atenderá el aumento acelerado de la demanda, la cual se espera que crezca en forma constante en lo que resta del presente siglo. Un aplazamiento en este momento del incremento de la capacidad correría el riesgo de deteriorar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, aumentaría las pérdidas, limitaría la ampliación del servicio a los usuarios actuales y nuevos y afrontaría la posibilidad de inversiones futuras a un mayor costo.

### B. Descripción del programa

#### 1. Alcance

- 2.4 El programa comprende un componente de inversión y un proyecto de protección ambiental, así como estudios sobre uso eficiente de la energía y sobre las opciones para la privatización del sector eléctrico. El costo total se estima en US\$96 millones y la ampliación se ha programado en tres años. El diseño de los componentes del programa se orienta a: i) satisfacer el crecimiento de la demanda proyectada, incluido un mayor compromiso de carga de 15 MW que se logrará en 1997 y 1998, impedir los déficit energéticos,

mejorar la mezcla de generación y disminuir los costos de producción (e incrementar los ingresos); ii) optimizar el sistema actual disminuyendo las pérdidas y mejorando la protección y el control; iii) definir el programa más apropiado para optimizar el uso eficiente de la electricidad; y iv) evaluar las opciones institucionales de la privatización del sector de electricidad y durante una transición hacia un entorno más competitivo.

## 2. Componente de inversión

### a. Proyecto de ampliación de la generación

- 2.5 Este proyecto comprende: i) la instalación de una unidad LSD (Diesel de baja velocidad) con una capacidad aproximada de 30 MW para concluir la fase II de la expansión en la estación Clifton Pier, que se diseñó de acuerdo al plan de ampliación de menor costo, que está programado para entrar en operación en 1998; ii) las instalaciones asociadas de transformación y transmisión para traer la nueva capacidad a la red nacional de distribución, con 25 km de una línea de transmisión de 123 kV desde dicha estación a la subestación de Big Pond; y iii) la ampliación a 80 MVA de las subestaciones en Big Pond y Clifton Pier. (La ruta norte seleccionada para la línea de 132 kV mejorará la seguridad del suministro desde Clifton Pier).

### b. Proyecto de optimización de la transmisión y la distribución

- 2.6 Este proyecto incluye: i) obras de transmisión y transformación, tales como la instalación de una línea de alimentación de 33 kV desde Big Pond a Paradise Island y una nueva subestación de 33 kV en este lugar para satisfacer la demanda comprometida de una mayor carga (15 MW), la mitad de la cual se concretará en 1997 y 1998; ii) reconfiguración de los actuales sistemas de transmisión y distribución para acomodar la capacidad adicional a través de la subestación de Big Pond, incluida la ampliación, con sustitución de transformadores, de las subestaciones de Blue Hills y Sea Breeze; iii) obras para mejorar la reducción de las pérdidas y mejoramiento de la protección, control y confiabilidad y que comprenden la modernización de las subestaciones de East Hill St. y Leisure Time, trabajos en las líneas de 33 kV desde Clifton Pier a Windsor Field, Blue Hills a Ernest St., Blue H. a Sea Breeze, East Hill St. a Fort Charlotte y Soldier Rd. a Winton.

## 3. Componentes y estudios concurrentes

### a. Estudio sobre el uso eficiente de la energía

- 2.7 Se efectuó una consultoría para identificar las posibilidades de un programa para la utilización más eficiente de la energía. Las comprobaciones iniciales indican que existen oportunidades, en los campos de eficiencia energética y de energía renovable, para

satisfacer las demandas nacionales en este sector. Los beneficios incluirían una reducción en la importación de combustibles, aumento de las utilidades por suministro de energía producida localmente y adicionales ventajas sociales y ambientales.

- 2.8 Conforme a estas comprobaciones, BEC decidió definir el programa más apropiado para optimizar el uso eficiente de la electricidad ordenando la confección de un estudio global a nivel nacional. El estudio comprende: i) análisis de la situación; ii) verificación y demostración de oportunidades del proyecto de identificación; iii) captación y selección de clientes para desarrollar los proyectos de demostración; iv) diseño y ejecución de los proyectos; v) generalización de experiencias derivadas de los proyectos de demostración para crear un mercado para transacciones de eficiencia energética y energía renovable; y vi) adiestramiento, educación y creación de la capacidad institucional.

b. Programa de protección ambiental

- 2.9 Un estudio de evaluación del impacto ambiental y un auditoría ambiental de las operaciones de BEC han definido las medidas y estándares ecológicos para este programa y para todo el sistema de BEC. El componente comprende: i) actividades de inversión, como nuevas chimeneas multitubulares para las unidades DA5, 6, 7 y 8; extender la altura de la chimenea 6 a 70 m, ordenamiento de todos los tanques de depósito de petróleo a granel y de operación diurna; modernización de las instalaciones para el manejo de los desechos de agua y aceite, laboratorios y almacenamiento de materiales peligrosos; equipos de emergencia para el control de derrames de petróleo; equipo de vigilancia; y ii) fortalecimiento institucional, incluida vigilancia, adiestramiento y educación.

c. Estudio sobre las opciones de privatización

- 2.10 Este estudio, concluido durante la preparación del programa, sirvió para examinar las opciones de reestructuración y propiedad y el esquema regulador para la privatización del sector de la electricidad, el cual procura: i) atraer capital privado e incrementar la participación local; ii) proporcionar un suministro eficiente y confiable de electricidad al menor costo posible; iii) promover una operación aceptable, desde el punto de vista ambiental, del sector eléctrico; y iv) recomendar una estructura que responda a los intereses del consumidor, del país y de los empleados.

C. Metas del desempeño

- 2.11 El programa intentará lograr las siguientes metas del desempeño (véase el Anexo II-1):
- a. La capacidad de generación adicional aumentará la capacidad instalada en New Providence y Paradise Island de 209 MW en 1996



a alrededor de 240 MW en 1998, y añadirá 242 GWh/año de base de carga energética al sistema.

- b. Las pérdidas técnicas y no técnicas, calculadas en 16,4% en 1994, se reducirán a aproximadamente 13% en 1998.
- c. La seguridad del sistema de transmisión y distribución alcanzará el nivel industrial requerido y reducirá las pérdidas de la carga esperada o la frecuencia y la duración de la interrupción del servicio. Como resultado, en 1988 el sistema contará con más de 1.000 MWh disponibles.
- d. También se aumentará el nivel de seguridad en la generación. La probabilidad de pérdidas de carga (PPC) en un período de un año será del 1%, o de 87,6 horas por año, en vez de 1,3%.

#### D. Resultados

2.12 Los resultados principales del programa serán los siguientes:

- a. A finales de 1997 se construirá una nueva subestación de 33 kV con una capacidad de 30 MVA en Paradise Island y se instalará un nuevo alimentador con una longitud total de un kilómetro desde New Providence a Paradise Island.
- b. A principios de 1998 se aumentará la capacidad de transformación en la subestación de Big Pond por la adición de una capacidad de 80 MVA.
- c. A mediados de 1998 estará en funcionamiento la nueva central de 30 MW, denominada unidad #11.
- d. A finales de 1998 se habrá completado el programa de reducción de pérdidas, incluyendo las obras en los circuitos de Clifton Pier/Windsor Field, Soldier Road/Winton y en las subestaciones de Fort Charlotte y Winton.
- e. A finales de 1997 habrá finalizado el estudio sobre el uso eficiente de la electricidad y energía renovable, incluidos los proyectos de demostración.
- f. A finales de 1998 se habrá finalizado el componente de protección y control, incluidas las obras en los circuitos de Clifton Pier/Windsor Field, Soldier Road/Winton y en las subestaciones de Sea Breeze, East Hill St., Leisure Time, Winton y Fort Charlotte.

E. Costo y financiamiento del programa

1. Costo total

- 2.13 El costo total del programa, incluidos los componentes de inversión, ingeniería, administración y vigilancia, así como los financieros y las partidas sin asignar se calculan en US\$96 millones. El Banco financiará US\$56 millones y el aporte de contrapartida de BEC consistirá en los recursos de un préstamo del Banco Europeo de Inversiones, por un monto de ECU 20 millones (equivalente a US\$25 millones) y US\$15 millones que se generarán internamente. El financiamiento de los bancos fue dimensionado de acuerdo con el costo total del programa, requisitos en divisas para la adquisición de equipos, disponibilidad de otros recursos, especialmente de carácter local y el requisito del aporte local del programa de préstamo del Banco.
- 2.14 El siguiente cuadro muestra la distribución propuesta del financiamiento:

**COSTOS ESTIMADOS DEL PROGRAMA**  
(en dólares de los EE.UU.)

DESCRIPCIÓN	TOTAL	FUENTE DEL FINANCIAMIENTO		
		BEC	BEI	BID
<b>1. Ingeniería y administración</b>	3.700	3.700	0	0
1.1 Ingeniería y supervisión	3.100	3.100	0	0
1.2 Administración	600	600	0	0
<b>2. Costos directos de construcción</b>	76.700	8.000	19.300	49.400
2.1 Generación	55.900	6.500	0	49.400
2.1.1 Equipo MyE 30 MW	40.000	900	0	39.100
2.1.2 Obras civiles 30 MW	15.900	5.600	0	10.300
2.2 Transmisión	20.800	1.500	19.300	0
2.2.1 Línea de transmisión 132 kVA	4.300	0	4.300	0
2.2.2 Subestaciones				
2.2.3 Fortalecimiento y optimización TyD	2.800	0	2.800	0
	13.700	1.500	12.200	0
<b>3. Costos concurrentes</b>	3.100	1.100	2.000	0
3.1 Uso eficiente de la energía				
3.2 Mitigación ambiental	500	0	500	0
3.3 Estudio de privatización	2.000	500	1.500	0
	600	600	0	0
<b>4. Costos financieros</b>	7.700	2.200	0	5.500
4.1 Intereses	6.388	1.448	0	4.940
4.2 Comisión de crédito	752	752	0	0
4.3 Inspección y vigilancia	560	0	0	560
<b>5. Sin asignar <sup>1</sup></b>	4.800	0	3.700	1.100
5.1 Imprevistos	2.760	0	2.266	494
5.2 Aumento	2.040	0	1.434	606
<b>Gran total</b>	96.000	15.000	25.000	56.000
<b>%</b>		16%	26%	58%
<sup>1/</sup> La proporción es mayor en el caso del financiamiento del BEI porque estos son costos estimados. En el caso del BID los costos son reales puesto que se completó la LPI.				

2.15 Estos costos reflejan las actuales condiciones del mercado y fueron corroborados por una reciente licitación pública internacional para equipo mecánico y eléctrico, obras civiles para la central y obras de similares características para el programa de electrificación de Family Islands financiado por el BID. Este programa contempla un aumento de 6% según la inflación proyectada.

2.16 La distribución propuesta se estructuró para permitir el mejor aprovechamiento de los recursos de las diferentes fuentes y reducir conflictos y demoras por procedimientos de licitación y de adjudicación y criterios de elegibilidad establecidos por el BID y

el BEI. También toma en cuenta que una porción menor de las obras será contratada localmente o ejecutada por administración (un monto máximo de alrededor de US\$1,5 millones) por el personal de BEC.

## 2. Cofinanciamiento

- 2.17 BEC y el BEI completaron acuerdos para un préstamo de ECU 20 millones, equivalente a US\$25 millones, que se destinará a las obras de transmisión y de distribución. El BEI anunció que no tiene objeciones al uso de los recursos de este préstamo como contraparte parcial al financiamiento del BID.

## 3. Distribución de costos

### a. Ingeniería y administración (US\$3,7 millones)

- 2.18 Esta categoría incluye ingeniería, supervisión, vigilancia y administración por parte de BEC, así como los costos de la contratación de una empresa de ingenieros que colaboró con BEC en el desarrollo de los estudios de factibilidad, ingeniería y documentos de la licitación. Esta empresa también asistirá a BEC durante la ejecución del programa.

### b. Costos directos de construcción (US\$76,7 millones)

- 2.19 Estos costos corresponden a: i) central de generación con a) equipo mecánico y eléctrico y las correspondientes obras civiles estimadas en US\$56 millones, y b) las obras de transmisión asociadas con la central, calculadas en US\$7 millones; y ii) el costo del proyecto de fortalecimiento de la transmisión, distribución y optimización, estimado en US\$13,7 millones.

### c. Costos concurrentes (US\$3,1 millones)

- 2.20 En esta categoría se incluye el estudio de uso eficiente de la energía, US\$500.000, el de privatización, US\$600.000 y el programa de protección ambiental, US\$2 millones.

### d. Otros costos (US\$12,5 millones)

- 2.21 Los costos sin asignar se han calculado en US\$4,8 millones. De este monto, los imprevistos suman US\$2,8 millones, alrededor de 7% de licitaciones pendientes. El aumento fue estimado según los niveles de inflación proyectados para el país y alcanzan a unos US\$2 millones, alrededor de 6%.
- 2.22 Los costos financieros se calcularon en US\$7,7 millones, conforme a las condiciones vigentes para los préstamos del BID y del BEI.

### III. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

#### A. Organismo ejecutor

- 3.1 BEC es el organismo ejecutor del programa. Tendrá a su cargo los aspectos técnicos, administrativos y financieros de la ejecución, así como el cumplimiento de las condiciones contractuales y la presentación de los informes previstos y solicitudes de desembolso. En forma específica, la responsabilidad de las actividades de construcción recaen sobre la oficina del Gerente General Adjunto - Planeamiento e Ingeniería (DGM-PE), quien es responsable directo ante el Gerente General de BEC.
- 3.2 El personal básico para la gestión de este programa se obtendrá de DGM-PE y de las unidades del proyecto de New Providence. La oficina del DGM-PE dispondrá de áreas especializadas para apoyar las negociaciones de contratos, administración, ingeniería, programación, contabilidad e informes, y también estará a cargo de la vinculación entre BEC y el Banco. Una empresa consultora en ingeniería realizará el trabajo detallado relacionado con la preparación de la precalificación y documentos de licitación, evaluación de las ofertas y la supervisión y vigilancia durante la fabricación, construcción e instalación de los equipos de generación y transmisión.
- 3.3 BEC intervendrá en la supervisión y vigilancia de la construcción e instalación de los equipos con su propio personal, asistida por el ingeniero residente de la firma consultora, que también lo hará en actividades especializadas, como instalación, pruebas y puesta en marcha.

#### B. Situación de la preparación del programa

- 3.4 Todos los estudios y diseños de ingeniería para los proyectos de inversión han sido desarrollados en forma satisfactoria por la empresa consultora y con plena observación de los procedimientos del Banco. Se proporcionaron servicios de asesoría para: i) estudio de viabilidad, diseños detallados de ingeniería, preparación de documentos de licitación y evaluación de las ofertas para la central de 30 MW; y ii) factibilidad, diseño, preparación de documentos de licitación y evaluación de las ofertas para las obras de expansión de la transmisión, reconfiguración y optimización del sistema. BEC ha retenido los servicios de la misma empresa consultora para la administración y supervisión del proyecto.
- 3.5 Los estudios de factibilidad incluyeron análisis de la demanda, opciones y costos de la expansión de la generación, alternativas, definición de la solución de menor costo y un examen de los beneficios económicos en relación con los costos, incluidas las consideraciones ambientales. También comprendió un análisis del

flujo de la carga a fin de verificar la correspondencia de los diseños con los criterios de planificación técnica.

- 3.6 Como parte de la preparación del proyecto, el prestatario realizó una evaluación del impacto ambiental para las nuevas inversiones siguiendo las pautas del Banco y los estándares recomendados por las autoridades de las Bahamas. Además de esta evaluación, se preparó una auditoría de la gestión ecológica aplicada a las operaciones existentes.
- 3.7 Estos estudios incluyeron consultas con las autoridades locales y con las comunidades afectadas. Los informes fueron revisados por la unidad ambiental de BEC y por el BID y se divulgaron. Como resultado, se seleccionaron las medidas de mitigación apropiadas para evitar potenciales consecuencias negativas, a la vez que se concluyeron pautas para una gestión ambiental apropiada.
- 3.8 BEC ya finalizó la etapa de precalificación y licitación del equipo mecánico y eléctrico y de las obras civiles de la central de generación, en la que observó los procedimientos habituales del Banco. Los consultores se encuentran analizando las ofertas para el equipo mecánico y eléctrico y se espera que el contrato se adjudique a finales de septiembre de 1996. Las ofertas para las obras civiles se recibieron el 22 de agosto y se espera adjudicar el contrato en octubre de 1996, de modo que la central esté en servicio en mayo de 1998.
- 3.9 Los consultores presentaron a BEC el estudio de viabilidad y las especificaciones técnicas para las líneas de transmisión y las subestaciones del programa, incluida la reconfiguración del sistema de 33 kV. La optimización de los sistemas de transmisión y distribución, incluido el componente de protección, control y reducción de las pérdidas, también se acompaña en el estudio de factibilidad. Se prepararon los documentos de licitación y se presentaron a la consideración y aprobación del BID y del BEI en septiembre de 1996.
- 3.10 BEC preparó los términos de referencia detallados para el programa de eficiencia energética y antes que finalice 1996 se habrá confeccionado una lista corta de empresas interesadas en ejecutarlo de acuerdo con los procedimientos del BEI.

#### C. Ejecución y procedimientos de licitación

##### 1. Ejecución

- 3.11 La ejecución del programa estará dirigida por la DGM-PE a través de la unidad del proyecto de New Providence, que podrá solicitar la cooperación del departamento de ingeniería de BEC y de la unidad ambiental a fin de resolver estos aspectos del programa, en especial la ejecución de las medidas de mitigación recomendadas en el estudio ya mencionado.

- 3.12 BEC ha tenido a su cargo la ejecución de obras similares de un mayor grado de complejidad que los que constituyen este programa, y ha elaborado diseños de ingeniería y documentos de licitación con la asistencia de una firma de ingenieros consultores. Tiene experiencia en la adquisición de bienes y servicios y en la supervisión de la construcción de obras de ingeniería y eléctricas, así como en la instalación, prueba y puesta en servicio de plantas generadoras y sistemas de transmisión.

2. Por administración

- 3.13 BEC ha estado utilizando su propio personal en la construcción de las obras de ampliación de las líneas de 33 kV, 11 kV y 7,2 kV y en las subestaciones. El trabajo realizado ha sido satisfactorio. La División de Distribución de BEC dispone de 100 obreros de construcción, de los cuales pueden emplearse unos 40 en las obras de la naturaleza descrita. Se recomienda que este personal se utilice en obras menores que son parte del subcomponente de transmisión que no exceda un valor total equivalente a US\$1,5 millones en costos directos de los fondos de contraparte.
- 3.14 La Unidad Ambiental de BEC también participará en obras que son parte del paquete ecológico con su propio personal de operaciones y de mantenimiento en actividades menores. El valor total de estas obras, que se efectuarán en un lapso de tres años, no debe exceder del equivalente de US\$300.000 en costos directos de los fondos de contrapartida.

3. Procedimientos de licitación

- 3.15 BEC ha observado los procedimientos del Banco para las licitaciones principales, eso es, la adquisición del equipo mecánico y eléctrico y las obras civiles para el proyecto de generación. Se emplearán licitaciones públicas internacionales, como lo establecen las normas del BID sobre adquisiciones, para todos los contratos de servicios de consultoría superiores a US\$200.000; para bienes por sobre los US\$250.000; y para obras de construcción por más de US\$3 millones. Las adquisiciones de bienes y servicios financiados por el BEI observarán los procedimientos de esa institución. Todas las compras con cargo al financiamiento local se harán a través de licitaciones locales o por invitación a firmas precalificadas o mediante licitaciones públicas internacionales con los mismos topes de las adquisiciones financiadas por el BID.

D. Reconocimiento de gastos, anticipos y calendario de gastos

1. Reconocimiento de gastos

- 3.16 La fecha de la solicitud de préstamo del Gobierno de las Bahamas es marzo de 1995 y, antes de la aprobación del préstamo propuesto, BEC ha incurrido en gastos relacionados con la preparación, ingeniería

y administración del programa (US\$1,5 millones), con la preparación del estudio de privatización (US\$600.000) y para la contratación de la unidad diesel de baja velocidad de 30 MW (US\$4 millones). Se recomienda la aprobación retroactiva de esos gastos contra los recursos locales de contrapartida. El equipo de proyecto y la Representación en las Bahamas han analizado y revisado los procedimientos aplicados por BEC en el compromiso de esos fondos y determinaron que son compatibles con la política y con las pautas del Banco.

## 2. Anticipo de fondos

- 3.17 La naturaleza del programa y el ritmo de trabajo previsto indican la utilidad de contar con un anticipo de fondos equivalentes al 10% del préstamo para cubrir los pagos del equipo mecánico y eléctrico, así como las obras civiles de la unidad diesel de baja velocidad de 30 MW.

## 3. Calendario de gastos (para la ejecución del programa)

- 3.18 El período de ejecución del programa se estima en 36 meses a partir de la fecha de firma de los contratos, incluido el lapso necesario para la fabricación del equipo mecánico y eléctrico de la unidad diesel. El calendario de gastos figura en el cuadro siguiente:

**Cuadro III-1**  
**Calendario de gastos**

Fuente	1996	1997	1998	Total	%
BID	6.100	31.200	18.700	56.000	58%
BEI	200	9.300	15.500	25.000	26%
BEC	6.400	5.800	2.800	15.000	16%
Total	12.700	46.300	37.000	96.000	100%
%	13%	48%	39%	100%	

- 3.19 El Anexo III-1 presenta un desglose de los gastos del programa, por componente y fuente del financiamiento, para los tres años de ejecución.

## E. Terrenos y servidumbre

- 3.20 Todos los terrenos necesarios para la central y las subestaciones son de propiedad de BEC. No se prevén problemas con las servidumbres de paso requeridas para las obras del proyecto, ya que



la ruta de la nueva línea de 132 kV sigue casi en su totalidad la línea existente de 33 kV.

F. Operación y mantenimiento

- 3.21 BEC tiene dos unidades a cargo de la operación y mantenimiento de sus sistemas eléctricos. Una tiene la responsabilidad específica de las operaciones de generación en New Providence y la otra, de la transmisión y distribución en New Providence y las operaciones en Family Islands. Hasta la fecha el sistema ha funcionado en forma satisfactoria, por lo que no existen razones que pongan en duda una operación sin contratiempo de las nuevas instalaciones. Asimismo, con los trabajos de optimización de la generación, transmisión y distribución, BEC modernizará los sistemas de mantenimiento para incorporar nuevas tecnologías y equipos en un sistema gerencial integrado.
- 3.22 BEC tiene más de 30 años de experiencia con unidades diesel de baja velocidad y aplica prácticas aceptadas para su funcionamiento y mantenimiento. Por otra parte, en la orden de compra BEC incluirá repuestos para cinco años y una capacitación adicional para el personal involucrado. Por ello se considera que las instalaciones incluidas en el programa recibirán una operación y un mantenimiento adecuados. Durante un lapso de diez años, BEC presentará al Banco informes sobre los resultados operativos de la central y el mantenimiento realizado y programado para el año siguiente, además de los resultados de la fiscalización de las actividades ambientales.

G. Consideraciones ambientales (manejo)

- 3.23 En general, los principales efectos ambientales de la ampliación de la central se relacionan con la fase operativa, especialmente la calidad del aire y los temas ecológicos y visuales se vinculan con el subcomponente de transmisión/subestaciones.
- 3.24 Por ello se seleccionaron medidas específicas de mitigación que incluyen modificaciones en los diseños, especificaciones de construcción, acciones correctivas y procedimientos administrativos para evitar situaciones en que el deterioro de la calidad ambiental impida un desarrollo adicional en el futuro.
- 3.25 La aplicación de las medidas recomendadas en la EIA para la ampliación de la central permitirá que BEC cumpla con las disposiciones de los estándares de calidad en todas las localidades pobladas y reduzca la visibilidad del humo y la formación de hollín. Asimismo, se recomendó el desvío de los primeros 3 ó 4 km de la ruta propuesta para la línea de transmisión, con lo que se evitará un impacto negativo en la zona denominada "Primeval Forest".
- 3.26 Se aplicará un plan de manejo y control ambiental para asegurar que la operación en Clifton Pier se realice con un mínimo de adversidad

ecológica. Este plan y la ejecución del sistema de manejo ambiental iniciado en 1994 asegurarán que los combustibles sean debidamente utilizados y se controlen los escapes a la atmósfera. El plan de control y manejo ambiental será ampliado más allá de las necesidades de la expansión de la central eléctrica, de modo que cuando se preparen los manuales sobre muestras, medidas, informes y acciones correctivas, estos incluyan todas las necesidades de la empresa, particularmente aquellas que tienen que ver con el control ambiental.

H. Evaluación ex post

- 3.27 Conforme a la política del Banco y en consulta con BEC, se acordó no incluir una evaluación ex post como parte de las actividades del programa. En todo caso, debe mencionarse que un análisis de este tipo puede efectuarse fácilmente porque se dispondrá de toda la información necesaria.

#### IV. PRESTATARIO Y ORGANISMO EJECUTOR

##### A. Entidades participantes

- 4.1 La *Bahamas Electricity Corporation* (BEC) será el prestatario y organismo ejecutor del programa. BEC es una entidad estatal establecida en 1965 por la Ley de Electricidad de 1956. Las actividades de la empresas se rigen por el Capítulo 182 de la Constitución de las Bahamas. El garante del préstamo será el Commonwealth de las Bahamas, a través del Ministerio de Finanzas y Planeamiento.

##### B. Análisis institucional

###### 1. Estructura administrativa

- 4.2 BEC funciona bajo la supervisión de un Directorio Ejecutivo designado por el Primer Ministro Adjunto. Éste dispone los lineamientos de las políticas y orientación de las actividades de la empresa. El Gerente General es el oficial ejecutivo principal de la compañía y tiene la responsabilidad total de la planificación y supervisión de sus acciones. El Gerente General es designado por el Directorio Ejecutivo. Las actividades de la empresa están repartidas en ocho divisiones: Suministro Eléctrico, Operaciones, Atención Clientes y Marketing, Planeamiento e Ingeniería, Administración, Contraloría, Auditoría y Asesoría Jurídica. Esta estructura es apropiada para una empresa de las características de BEC. La empresa tiene 1025 empleados, cantidad que se ha reducido paulatinamente en los últimos años a pesar del crecimiento experimentado. Los consultores que realizaron el estudio de privatización de BEC determinaron que el número de funcionarios puede disminuirse sin afectar la capacidad de servicio.

###### 2. Operaciones

- 4.3 La generación, suministro de combustible y seguridad es responsabilidad del Gerente General Adjunto de Suministro. La transmisión, distribución, control y funcionamiento en Family Islands están a cargo del Subgerente de Operaciones.

###### 3. Gestión financiera

- 4.4 El Contralor tiene la responsabilidad general de las finanzas, contabilidad y presupuesto. Los procedimientos contables son adecuados para el control de las operaciones de BEC. Mensualmente se preparan informes financieros que son aceptables. El Subgerente de Atención a Clientes y Marketing tiene la responsabilidad de la lectura de los medidores, facturación, crédito y recaudación y actividades relacionadas.

- 4.5 El procesamiento de datos es de responsabilidad del Subgerente de Administración. Se ha contratado un jefe para esta labor que comenzará a trabajar el primero de octubre de 1996 y dependerá del Subgerente. En el Departamento de Procesamiento de Datos hay dos subgerentes adjuntos. El Subgerente General, Administración, también es responsable de las adquisiciones, oficinas, transporte, recursos humanos y seguridad.
- 4.6 La auditoría interna del BEC es de responsabilidad del Departamento de Auditoría, dirigido por el Auditor Jefe. Este Departamento depende funcionalmente del Presidente del Comité de Auditoría y Finanzas del Directorio y administrativamente del Gerente General. La unidad dispone de tres auditores profesionales. Las actividades se desarrollan de acuerdo con un programa que es preparado en forma independiente y se guía por normas y estándares apropiados. Mensualmente se emiten informes de auditoría que son satisfactorios. Estos informes permiten adoptar las medidas correctivas que corresponda a cada Departamento.
- 4.7 Los estados financieros de BEC son revisados por auditores externos, designados por el Primer Ministro Adjunto. Los estados financieros del programa serán presentados al Banco con la opinión de una firma independiente que sea aceptable para el BID. Adicionalmente, durante la vigencia del préstamo, el Banco recibirá los estados financieros revisados del prestatario.
- 4.8 Todos los activos fijos para la generación, transmisión y distribución, incluidos edificios, centrales, vehículos, mobiliario y equipo, han sido asegurados contra daños, salvo la pérdida o daños físicos al tendido aéreo y equipo de transmisión. Las pérdidas por este concepto suelen ser menores que las pérdidas potenciales de las plantas generadoras y, por esta razón, BEC considera que es más económico el seguro contra este riesgo. Los activos están asegurados sobre la base de costos de reposición.

C. Análisis financiero histórico

- 4.9 Se realizó una evaluación de la situación financiera de BEC mediante el análisis de ciertas medidas de las utilidades, relación pasivo-capital y liquidez. La primera se evaluó para determinar si la empresa puede generar suficientes recursos para ser sustentable. El segundo aspecto se examinó para precisar el capital de que dispone en caso que el flujo de caja futuro no sea suficiente para el servicio de la deuda. Y la liquidez se analizó a fin de establecer la capacidad que tiene la compañía para cumplir sus obligaciones a corto plazo. El siguiente análisis considera las medidas o coeficientes que se emplean normalmente para estudiar empresas industriales que requieren plantas y equipos de larga duración. Para lograr indicadores del desempeño financiero de BEC en relación a entidades similares, se empleó una comparación con coeficientes promedios para las empresas eléctricas del Caribe según Utility Survey, una publicación de la Caribbean Electrical

Utility Services Corporation (CARILEC). La edición más reciente utiliza información de 1994.

- 4.10 Las utilidades de BEC han declinado considerablemente en los últimos tres años, de alrededor de US\$10 millones en el año fiscal que finalizó el 30 de septiembre de 1993 a aproximadamente US\$3 millones en 1995, a pesar que los ingresos totales aumentaron de US\$115 millones a US\$141 millones en ese período. Esta disminución obedece a tres causas. La principal fue la pérdida en divisas en los anteriores préstamos con el BID denominados en la unidad de cuenta del Banco. Las mayores pérdidas se registraron en 1994, US\$6,6 millones y en 1995, US\$5,6 millones. Sin embargo, se espera una ganancia de US\$6 millones para este año. Otra causa fue que a partir del 1 de julio de 1994 el gobierno impuso por primera vez un arancel al combustible utilizado para la generación eléctrica. Los pagos por este concepto en el año fiscal 1994 alcanzaron a US\$2,9 millones y en 1995 a US\$7,9 millones.
- 4.11 El último problema que afecta a las utilidades es el monto de cuentas por cobrar. Tanto el gobierno central como otras empresas estatales no han pagado las cuentas de electricidad. Si bien el gobierno ha reducido su mora, las otras entidades no han tenido una respuesta positiva sino hasta hace muy poco. El monto adeudado por más de un año a junio de 1996 sumaba US\$23 millones. El costo financiero de esta carga para BEC fue de casi US\$1,5 millón en 1995. En agosto de 1996, el gobierno llegó a un acuerdo con BEC estipulado en el Plan de Acción para Saldar los Atrasos (Anexo I-1) para el pago de esas deudas en un plazo de seis años. Además, el gobierno ha asignado fondos a los Ministerios para los gastos por concepto de servicios de utilidad. BEC ha sido, por su parte, muy persistente en la conducción de una campaña de reducción de pérdidas no técnicas, que incluye recortes de servicio como una de las medidas para lograr recaudaciones oportunas.
- 4.12 Esta disminución de las utilidades afectó la capacidad de la empresa para el cumplimiento del servicio de la deuda. En 1993 las ganancias fueron suficientes para cubrir el doble del servicio, en tanto que en 1995 apenas fue posible. A pesar de estos problemas, el nivel de endeudamiento no fue exagerado en ese período. La relación deuda/capital varió ligeramente, de 1,78 veces en 1993 a 1,72 veces en 1995, al cancelar préstamos y contratar nuevos en montos más o menos similares.
- 4.13 Los problemas de utilidades sí afectaron la liquidez de la empresa. El coeficiente actual, es decir, activos dividido por pasivos, disminuyó de 1,50 a fines del ejercicio fiscal de 1993 a 1,27 a fines de 1995. El estudio de CARILEC muestra que el coeficiente actual de las empresas eléctricas del Caribe es de 1,56, lo que sugiere que BEC está funcionando con mínima liquidez. Otro indicador, denominado coeficiente de liquidez, que considera solo los activos que pueden ser convertidos rápidamente a efectivo,

también revela una declinación similar e inferior a los grupos de CARILEC.

D. Proyecciones financieras

- 4.14 La finalidad del análisis de las proyecciones financieras es determinar si la existencia de activos que puedan resultar de la ampliación que será financiada con el préstamo propuesto da origen a una empresa que pueda mantenerse con niveles de tarifas aceptables para el gobierno y para los usuarios. El análisis de las proyecciones también da la oportunidad de comprobar si son razonables las presunciones implícitas. Si las proyecciones demuestran resultados insatisfactorios o una débil estructura financiera, deberían cambiarse los factores mientras haya tiempo para ello, como por ejemplo, un financiamiento a más largo plazo.
- 4.15 El año base para las proyecciones financieras es 1995, el período más reciente del cual se tienen estados revisados. Las proyecciones se hacen por diez años. En este período se espera que en 2002 se necesitará la expansión de otra unidad de 30 MW. La inversión y el financiamiento de esta nueva ampliación se incluyeron en las proyecciones.
- 4.16 Los supuestos principales empleados en las proyecciones han sido revisados y se consideraron razonables. Estos son:
1. Que la tasa de interés del préstamo del BID será de 7% anual durante la vigencia del proyecto.
  2. Que se aplicarán las comisiones normales de crédito y vigilancia del BID.
  3. Que el préstamo será en dólares de los Estados Unidos.
  4. Que la demanda de electricidad corresponde a las predicciones incluidas en el estudio de tarifas eléctricas realizada por RCG/Hagler Bailly y revisadas por BEC para que reflejen la fuerte demanda que hoy se espera.
  5. Que las empresas estatales pagarán la deuda de US\$23 millones según un calendario descrito en el convenio entre el gobierno y BEC (Anexo I-1) y se mantendrán al día en sus cancelaciones.
  6. Que el precio de la electricidad aumentará de 17,65 centavos/KWh en 1995 a 20,80 centavos/KWh en 2005.
  7. Que las pérdidas promedio del sistema serán del 12% de la electricidad generada.

8. Que el precio de los combustibles aumentará en 4% anual y los gastos no financieros y no combustibles se incrementarán en 5% por año.

[illegible]

BEC: PROYECCIONES FINANCIERAS - FUENTES Y APLICACIÓN (en miles)											
FUENTES INTERNAS	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Aumen/dismi. capital	3.109	-3.454	12.619	4.721	-8.322	7.153	2.357	-7.115	1.254	1.824	1.819
Cargos financia. construcción		-904	-4.048	-5.435							
Total otras aplicaciones	3.742	-3.725	9.205	-81	-7.689	7.786	2.990	-6482	1.887	2.457	2.452
TOTAL APLICACIONES	61.161	46.854	142.974	96.021	56.156	55.617	93.608	63.425	51.277	101.293	65.667
Excedente anual	-5.588	5.102	-3.290	116	6.817	7.389	-13.766	8.971	22.310	-17.103	15.839

4.17 De acuerdo con estos supuestos, la condición financiera de BEC mejorará en el futuro. Cada año se espera un aumento de las ventas, de 840 GWh en el año actual a 1.200 GWh en el año 2005. En dólares de los Estados Unidos, este aumento es de US\$141 millones a US\$248 millones. Hay una recuperación notable de las utilidades, de US\$3 millones en 1995 a US\$16 millones en el año actual. Para el 2005 se esperan utilidades del orden de los US\$40 millones. Como porcentaje de los ingresos, las utilidades ascienden de 2,11% en 1995 a 10,5% en 1996 y a 16% a finales del período. Los márgenes operativos de BEC confirman esta proyección. En 1996 llegan a 15,5% y en 2005 crecen a 20%. El promedio de CARILEC fue de 14,85%. El coeficiente de la cobertura de intereses también confirma esta tendencia, mejorando a 1,94 en 1996 y a 4,20 en 2005.

4.18 Este nivel de utilidades le permite a la empresa mantener niveles adecuados de liquidez durante el período de las proyecciones. La liquidez, medida por el coeficiente actual, comienza en 1,36 en 1996 y crece constantemente, llegando a 1,82 en 2005.

4.19 BEC revela en todo este período moderación en la obtención de endeudamiento. El coeficiente deuda/capital disminuye en forma constante, llegando a 0,49% a finales de 2005. Si bien este coeficiente es mucho más significativo en el caso de las empresas privadas, que deben sustentarse solo en su flujo de caja para cumplir sus obligaciones, es importante observar que en el caso de BEC el nivel es casi tan bajo como el de una compañía privada de electricidad, lo que indudablemente facilitará su venta.

4.20 Para alentar una gestión financiera prudente se recomienda que las siguientes condiciones financieras se reflejen en el contrato de préstamo:

- a. antes del primer desembolso de los recursos del préstamo, el prestatario deberá presentar evidencias de que ha obtenido compromisos suficientes para financiar todo el programa;



- b. durante la vigencia del préstamo, el prestatario mantendrá una relación corriente no inferior a 1,2 veces;
- c. durante la vigencia del préstamo, el prestatario mantendrá un coeficiente de cobertura del servicio de la deuda de al menos 1,6 veces;
- d. mantendrá una proporción mínima de recaudaciones en cada año fiscal de las cuentas por cobrar, de 85% al comienzo del año;
- e. durante la vigencia del préstamo, el prestatario mantendrá un coeficiente de endeudamiento de no más de 1,4 veces;
- f. durante la vigencia del préstamo, el prestatario se abstendrá de declarar dividendos, a menos que pueda demostrar i) que el cumplimiento con los coeficientes aquí señalados no será afectado; y ii) que la declaración de dividendos no tendrá efectos en su capacidad para cumplir con sus obligaciones financieras.

(Las condiciones b) a f) son similares a las contenidas en los actuales préstamos del Banco a BEC).

E. Planes de privatización

- 4.21 El comité, integrado por representantes de las distintas entidades gubernamentales, encargó la realización de un estudio de privatización para:
- (i) recomendar una estructura institucional para un sector de electricidad privado y un régimen regulador que permita: a) captar capital privado e incrementar la participación local; b) proporcionar un suministro eficiente y confiable de electricidad al menor costo posible; c) promover una operación aceptable desde el punto de vista ambiental del sector eléctrico; y d) recomendar una estructura que responda a los intereses del consumidor, del país y de los empleados.
  - (ii) definir el sistema de propiedad así como el esquema regulador y las instituciones que necesitarían para reglamentar el sector.
  - (iii) preparar una estrategia de privatización que será considerada por las autoridades.

## V. FACTIBILIDAD DEL PROGRAMA

### A. Viabilidad técnica

- 5.1 El programa propuesto es el resultado de estudios e investigaciones realizadas por BEC y sus consultores aplicando criterios y procedimientos universalmente aceptados y compatibles con las prácticas de modernas empresas eléctricas, públicas o privadas. Las especificaciones de los componentes del programa han sido optimizados y todos los casos corresponden a la opción de menor costo.
- 5.2 Los componentes de la generación y transmisión eléctrica son similares a las instalaciones existentes y en operación de BEC. Asimismo, en la selección de la tecnología diesel (LSD-30 MW) para la nueva central, BEC tomó en consideración los siguientes aspectos técnicos:
- La experiencia y conocimiento de BEC con la tecnología diesel (LSD)
  - Sencillez del diseño
  - Menor número de válvulas que mantener y menor necesidad de mantenimiento
  - Mayor disponibilidad
  - Mayor tiempo de combustión
  - Mayor tolerancia a combustibles de baja calidad
  - Mayor experiencia de servicio
  - Mayores fuentes de suministro para diseños alternativos
  - Más resistente
  - Menor necesidad de lubricación
  - Larga vida útil
  - Mínimo riesgo técnico para BEC
- 5.3 Los estudios realizados por el Banco demuestran la factibilidad técnica de la nueva central LSD y la transmisión, expansión y modificaciones asociadas. Los consultores continuarán prestando asesoría durante la fase final de la ejecución del programa.
- 5.4 Los costos estimados del programa son razonables y fueron calculados de acuerdo con las especificaciones del equipo y de las obras y de los diseños y con base a precios unitarios internacionales e internos de las más recientes licitaciones públicas para trabajos similares. En el caso de la central de generación, el costo refleja las ofertas para el equipo mecánico y eléctrico y para las obras civiles. Se utilizaron criterios técnicos, económicos, ambientales y financieros aceptables para el Banco y se han permitido márgenes razonables por posibles aumentos de precio e imprevistos.
- 5.5 No se anticipan problemas con las servidumbres de paso para las obras del proyecto por cuanto la ruta de la nueva línea de 132 kV

sigue casi en su totalidad la existente de 33 kV. BEC posee suficientes terrenos en los que se construirán las nuevas instalaciones. Tampoco se prevén dificultades en la provisión oportuna de bienes y servicios.

- 5.6 BEC ha ejecutado programas similares al que se propone. Siempre ha empleado el asesoramiento de firmas de ingeniería y continuará contratando consultores durante la ejecución para dichos aspectos y para la supervisión. Tiene una unidad de ejecución del programa que es satisfactoria para el Banco y que será responsable de las actividades diarias. El departamento de transmisión y distribución dispone de la capacidad técnica y de los recursos humanos para llevar a cabo la ampliación del sistema de 33 kV.
- 5.7 Los métodos que se aplicarán para las obras bajo la supervisión de BEC, con asistencia de los consultores, se estiman adecuados, puesto que la empresa ha tenido gran experiencia con proyectos de igual naturaleza. Por ello es factible suponer que los proyectos serán construidos de acuerdo con el calendario propuesto, que es bastante realista.
- 5.8 En cuanto a la operación y el mantenimiento de las instalaciones, BEC tiene personal calificado y la capacidad y la experiencia para realizar esas tareas. Todos los componentes del proyecto se estiman viables.
- 5.9 Se ha concluido que el propuesto Programa II de Expansión Eléctrica, es técnicamente sólido, ha sido concebido, planificado, dimensionado y diseñado adecuadamente; sus costos se apoyan en información reciente y fidedigna; los cronogramas y calendarios de ejecución son apropiados; y no se aprecian problemas que pudieran poner en duda la ejecución y operación posteriores.

B. Factibilidad institucional

- 5.10 BEC será responsable de la ejecución de los aspectos técnicos, administrativos y financieros del programa. En anteriores proyectos financiados por el Banco, ha funcionado como un eficiente organismo ejecutor y dispone de la experiencia y los conocimientos necesarios para realizar el programa propuesto en forma oportuna y dentro del presupuesto presentado.
- 5.11 DGM-PE tendrá la responsabilidad básica y contará con ayuda especializadas en aspectos tales como negociaciones de contratos, administración, ingeniería, programación, contabilidad e informes. La Unidad de proyectos de New Providence constituirá el grupo principal de la ejecución. Con el apoyo de consultores, efectuará las tareas necesarias para la ejecución del programa, para las cuales cuenta con el personal calificado.

C. Viabilidad financiera

- 5.12 Partiendo del supuesto de que la deuda de US\$23 millones que el gobierno adeuda por cuentas impagas se cancelará de acuerdo con el plan de acción establecido en el plan financiero de BEC, la empresa contará con recursos suficientes para ejecutar el programa. El plan de acción fue aprobado por el gabinete. La finalización del programa también presupone que BEC concluirá sus negociaciones con el BEI para un préstamo paralelo por US\$25 millones. Estas negociaciones están bastante avanzadas y se espera finalizarlas en octubre de 1996 y el préstamo se aprobaría en noviembre de 1996. No hay otros temas pendientes. (El préstamo del BEI es contingente a la aprobación de los recursos del BID y se recomienda que el desembolso del préstamo del Banco adopte la misma condición).
- 5.13 A pesar del volumen relativamente crecido del programa de expansión, las proyecciones financieras indican que BEC espera disponer de liquidez, utilidades y capital adecuados durante la ejecución del programa. Estas predicciones se prepararon utilizando presunciones conservadoras y pueden afrontar menor demanda o mayores costos que los previstos.
- 5.14 La capacidad de BEC para administrar sus asuntos financieros es adecuada y no se recomiendan medidas especiales para fortalecerlas. Será necesario una supervisión estrecha para asegurar el cumplimiento de las condiciones financieras del préstamo.

D. Viabilidad económica

- 5.15 La necesidad de aumentar la capacidad de generación eléctrica en el sistema de New Providence se determinó a través de la formulación de un estudio de la opción de menor costo, que evaluó factores técnicos y económicos, tales como i) el crecimiento proyectado de la demanda de electricidad; ii) el nivel aceptable de confiabilidad; y iii) las características técnicas y económicas de los recursos de generación existentes y propuestos.

1. Demanda proyectada

- 5.16 En estudios recientes se analizó la demanda histórica de electricidad y los principales factores que influyeron en el nivel y crecimiento del consumo eléctrico en New Providence. Ambos estudios aplicaron técnicas de predicción que sintetizan la naturaleza básica de la influencia de esos factores en el aumento de la demanda de electricidad y concluyeron en las proyecciones para el período 1995-2015. Indican que el aumento máximo de 140 MW en 1996 se incrementará en 3,4% al año para llegar a 155 MW en el 2000 y de 3% anual desde el 2001 hasta el 2010.
- 5.17 Sin embargo, la adición de una mayor carga con una demanda máxima de aproximadamente 15 MW conducirá eventualmente a una mayor demanda en ambas proyecciones. La nueva carga se origina en

proyectos de desarrollo turísticos que ya cuentan con financiamiento, pero que no se habían contemplado cuando se realizó el estudio de Hagler Bailey Inc. (HBI). Se espera que el 50% del nuevo incremento a la demanda máxima se conecte al sistema en 1997 y el resto en 1998.

- 5.18 La proyección de BEC de la carga máxima coincide mejor con las experiencias históricas y es más coherente con los datos más recientes. Por ello se adoptó como base para el planeamiento del sistema y para el análisis económico del proyecto. Para fines de los análisis de sensibilidad y riesgo, los resultados de HBI se utilizaron como límite inferior y los de BEC como el superior.

## 2. Confiabilidad

- 5.19 Se evaluaron dos índices diferentes para utilizar como referencia para determinar la confiabilidad del sistema. BEC consideró que las expectativas de pérdidas de carga (EPC) eran el índice más adecuado para medir la confiabilidad del sistema porque toman en cuenta la totalidad del consumo y el efecto de la diversidad del suministro, en oposición a sólo la demanda máxima, como es el caso del margen de la capacidad de reserva.

- 5.20 La EPC es complementada por la medición de la energía que no será suministrada, que calcula el porcentaje de demanda que podrá satisfacerse por las pérdidas de carga. Se espera que este sea relativamente alto por la variación mínima de la curva de consumo observada por BEC. No se han realizado estudios recientes para valorar la energía no suministrada. En todo caso, se adoptó un valor consensual de US\$1,25 por KWh para la planificación de la expansión del sistema.

## 3. Equilibrio capacidad-energía

- 5.21 El sistema actual no está en condiciones de satisfacer la demanda proyectada sin una adición sustancial a la capacidad de consumo básico en el futuro cercano. Sin ella, en 1998 se apreciarán déficit energéticos, los que serán agravados por el compromiso de la mayor carga que será conectada en 1997 y 1998. BEC se verá presionada a emplear turbinas a gas como unidades de generación básica. Ello implicará mayores costos de combustible en la operación del sistema y en el mantenimiento por la antigüedad y condiciones de estas unidades, al tiempo que disminuirá la confiabilidad, con interrupciones del servicio que tal vez no puedan ser mitigadas totalmente por instalaciones privadas de emergencia.

#### 4. Alternativas para el suministro

##### a. Opciones de un nuevo equipo de generación

- 5.22 Como posibles opciones para proporcionar la capacidad requerida y la demanda de energía se evaluó la vida útil de las centrales existentes, la técnicas de manejo de la demanda y las políticas de precio. Se llegó a la conclusión que la rehabilitación de la actual capacidad de generación no ofrecería un margen de recuperación eficiente que fuera significativa.
- 5.23 Es probable que un proyecto de uso eficiente de la energía no implique resultados positivos en el futuro cercano, pero puede afectar la decisión para la futura ampliación de la capacidad. Puesto que las tarifas para todas las categorías de consumidores exceden los respectivos costos marginales a largo plazo, el nivel tarifario podría considerarse como un factor hacia un uso racional de la electricidad del sistema. Como parte de esta operación se realizará un programa para el uso eficiente de la energía en las Bahamas.

##### b. Fuentes de generación

- 5.24 Para las nuevas centrales se eligieron unidades diesel de baja velocidad, ciclo mixto y turbinas a gas, por cuanto son compatibles con el sistema térmico de BEC y por las restricciones de las políticas ambientales.

#### 5. Plan de ampliación de menor costo

- 5.25 La proyección del consumo, las metas de confiabilidad, las características técnicas y operativas de las unidades de generación existentes y futuras se incorporaron al modelo GPT para simular la operación de producción eléctrica del sistema de New Providence en el período 1995-2010 y para identificar el plan de expansión de menor costo.
- 5.26 Las conclusiones del ejercicio de simulación fueron las siguientes:  
i) en 1998 y 2002 se necesitará capacidad adicional de generación;  
ii) las unidades de 30 MW son las más económicas; iii) no hay ventajas en la instalación de capacidad máxima como futura adición. La estabilidad de los precios de los combustibles, disponibilidad de sitios e instalaciones compartidas favorecen la continuación de la tecnología diesel de baja velocidad a corto plazo; y iv) la opción de menor costo fue la unidad diesel LSD de 30 MW que entrará en servicio en 1998.

6. Análisis de costo-beneficio del proyecto de generación

a. Costos

- 5.27 Los costos de inversión para los proyectos comprenden los recursos asignados para las máquinas y equipos de generación, líneas de transmisión, subestaciones, obras civiles y las medidas de protección ambiental. El costo básico, incluidos los de ingeniería y administración, imprevistos físicos e intereses durante la construcción, alcanza a US\$74 millones.

b. Beneficios

- 5.28 El beneficio principal del proyecto es el valor de la electricidad que se produce en el contexto de la operación de todo el sistema. Se espera que la unidad genere un promedio de 221 GWh por año durante sus 25 años de vida útil.
- 5.29 De acuerdo con la orden de despacho por mérito, la energía será principalmente carga fundamental, lo que eliminará la producción de plantas menos eficientes. Si bien habrá cierta contribución a un consumo máximo, la energía del proyecto se considera de sustitución, que es estimada al costo de oportunidad de los recursos liberados, especialmente combustible e insumos no combustibles para operación y mantenimiento. Es evidente que se trata de una metodología conservadora y que tiene el efecto, en este caso, de minimizar los beneficios del proyecto. El valor promedio anual de la electricidad alcanza a US\$21 millones. La tasa de rendimiento económico del proyecto es de 18%. El valor neto actual es de US\$25 millones.

c. Análisis de sensibilidad

- 5.30 El proyecto permanece viable con un 20% de aumento en los costos de inversión y de las operaciones y mantenimiento no combustibles. La tasa de rendimiento económico permanece sobre el hito de 12% cuando el valor de los beneficios se rebaja en 15%. Cuando los costos de inversión se incrementan en 20%, en combinación con una reducción del 10% del valor de los beneficios, la tasa de rendimiento económico del proyecto declina a 11,5%.

7. Análisis de costo-beneficio del proyecto de mejoramiento del sistema de transmisión

a. Costos

- 5.31 El programa incluye un proyecto para fortalecer el actual sistema de transmisión, incluidas las subestaciones. Los costos de inversión incluyen gastos de capital para transformadores de conexión y otras obras de protección y seguridad, que en total suman US\$22 millones.

b. Beneficios

- 5.32 El impacto principal del proyecto de mejoramiento del sistema de transmisión es la creación de una nueva capacidad para transmitir y distribuir el incremento de la producción eléctrica. También se registrará una reducción en la frecuencia y duración de las interrupciones y una menor inestabilidad por la protección adicional.
- 5.33 Los beneficios del proyecto son los montos anuales de energía incremental suministrada y la electricidad "recuperada" mediante la reducción en la frecuencia y duración de las interrupciones. La energía incremental se valorizó al precio promedio. Las pérdidas evitadas se consideraron en sus costos de oportunidad. Para los fines de este estudio se adoptó un valor de US\$1,25 por kWh para el costo de oportunidad de la energía no suministrada. La reducción de las interrupciones se estimó por un período de 10 años. La tasa de rendimiento económico es de 22% cuando todos los costos son valuados contra los beneficios de la energía incremental. El valor neto actual es de US\$11 millones.

c. Análisis de sensibilidad

- 5.34 El proyecto continúa siendo viable cuando simultáneamente los costos se aumentan en 20% y los beneficios se reducen en 10%.

E. Conclusión

- 5.35 El proyecto de ampliación de la capacidad de generación ha sido diseñado para funcionar como una unidad de carga fundamental. Registrará los menores costos variables de todos los recursos de generación de BEC y eliminará las unidades consumo de punta que ahora se emplean como productores de carga fundamental. El proyecto permitirá que todo el sistema de generación de BEC atienda el crecimiento de la demanda a un costo menor al que habría sin el proyecto. Las unidades diesel de baja velocidad nuevas y existentes usan combustible con menor contenido de sulfuro, que en condiciones operativas apropiadas lanzarán emanaciones de sulfuro y otros gases por debajo de los límites aceptables.
- 5.36 Es muy posible que las proyecciones de la demanda se cristalicen porque los recientes cambios en las políticas y en el desempeño económico han generado importantes inversiones en el sector turístico de New Providence. Si la demanda se concreta en la forma proyectada en el plan de menor costo, en el año 2002 se necesitará una nueva capacidad de generación.



**MARCO LÓGICO**  
**PROGRAMA II DE EXPANSIÓN ELÉCTRICA**  
**BH-0018**

	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
En los esfuerzos nacionales para la producción y el empleo en una economía más diversificada y contribuir al desarrollo de los sectores productivos, el turismo que ha logrado captar a la inversión extranjera.	1. Consumo per cápita aumenta de 2940 kWh en 1995 a 3500 kWh en el 2000.	- Plan comercial de BEC	- El crecimiento económico de la economía continuará a un ritmo de recuperación relativamente lento. - El gobierno no fijará impuestos adicionales.
La privatización del sector eléctrico.	2. Recomendaciones del estudio de privatización sobre entidad reguladora de servicios de utilidad, estructura sectorial y opciones de propiedad.	- Decisiones del grupo directivo y resoluciones del gobierno sobre privatización.	
Objetivo: Reducir en forma eficiente la demanda eléctrica por un suministro eléctrico de bajo costo y ambientalmente sano en New Providence y Paradise Island para el primer semestre de 1998.	1. La capacidad de generación instalada en New Providence debe aumentar de 209 MW en 1996 a 240 MW en 1998. 2. Mejorar los costos más bajos de producción de la mezcla de generación para lograr un índice calórico de 11000 btu/kWh y aumentar la seguridad a una PPC=1%. 3. La capacidad de transmisión y transformación debe ser suficiente para tolerar la adición de 30 MW y 242 GWh de demanda al año que debe llegar a los centros de desarrollo de New Providence. 4. Optimización del sistema de distribución con reducción de las pérdidas de 16.4% a 13%. 5. La seguridad del sistema de transmisión y distribución sería al nivel de la industria. EPC se reducirá en 1000 MWh en 1998. 6. Las emisiones deben cumplir con las recomendaciones de la EIA.	1. Informe de operaciones de generación; estadísticas diarias. 2. Informe de operaciones de generación; estadísticas diarias. 3. Plan comercial de BEC 4. Informe de la operación de distribución 5. Estadísticas operativas diarias 6. Informes mensuales del Departamento de Salud Ambiental	1. Las condiciones climáticas permanecen favorables y no se registran daños en la infraestructura ni alteraciones debido a huracanes.

**ESQUEMA LÓGICO**  
**PROGRAMA II DE EXPANSION ELECTRICA**  
**BH-0018**

	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
S a de una unidad alternadora diesel MW y ampliación de sala en Clifton	Para mediados de 1998, una nueva central diesel con una capacidad de generación de 30 MW completa y en operación	Informes finales de proyecto, pagos finales, pruebas para la puesta en marcha.	
ión de alrededor de 25 km de líneas sión de 132 kV entre Big Pond y er	1. La capacidad total de transmisión del sistema aumentará a mediados de 1998 por lo menos en 330 MW	Informes de la puesta en marcha y de operaciones	Las condiciones climáticas permanecen estables y no hay daños o alteraciones serias de huracanes.
n de las subestaciones de Clifton Pond	2 y 3. A comienzos de 1998 la capacidad de transformación en Clifton Pier y Big Pond aumentará por la adición de 80 MVA en cada una		
irá una nueva subestación de 33 kV e Island	4 y 5. A finales de 1997 la capacidad de transmisión en Paradise Island aumentará en 30 MVA y un nuevo alimentador conectará a esta subestación con el sistema de distribución de New Providence	Disponibilidad de suministro permanente en Paradise Island	
á un nuevo alimentador de 33 kV misión de la nueva capacidad a Island	Capacidad para entregar hasta 15 MW a 33 kV	Informe de la puesta en marcha	
a la reducción de pérdidas y optimi- sistema de transmisión y distri- a mejorar la protección y el control	A finales de 1998 el componente de reducción de pérdidas técnicas estará completo y éstas se reducirán de 16,4% en 1995 a 13% en 1998	Plan empresarial y estadísticas operativas	idem
a de equipo y modificaciones en la ra asegurar una mitigación adecuada en Clifton Pier	Chimeneas de mayor altura. Unificación y aumento de la altura de chimeneas en las actuales unidades diesel Sulzer de generación	Medición de las concentraciones de NOx y SOx a nivel del suelo	idem
de equipo para producción de calderas	Para mediados de 1998, la planta producirá agua de buena calidad para calderas	Cantidad de agua suficiente para satisfacer la necesidad empresarial de BEC	idem
e privatización sobre reformulación iones de propiedad y del esquema para el sector eléctrico	A finales de 1997 el gobierno definirá los parámetros institucionales y regulatorios	Directivas del gobierno y del Directorio de BEC	El gobierno aplica las reformas institucionales y regulatorias
n estudio sobre el uso eficiente de dad y de la energía renovable	Para finales de 1997, un informe que defina el programa más apropiado y se completará la formación de una unidad de ejecución en BEC	Resultados de los proyectos de demostración	Interés de clientes por ahorro de energía
rio del Programa	Véase el presupuesto detallado del proyecto		La operación es aprobada por el BID

PROGRAMA DE EXPANSIÓN ELÉCTRICA (BH-0018)

CALENDARIO DE GASTOS

(en miles de US\$)

Julio de 1996

DESCRIPCIÓN	1996			1997			1998			TOTAL		
	BEC	EIB	IDB	BEC	EIB	IDB	BEC	IEB	IDB	BEC	IEB	IDB
<u>Administración y administración</u>	1,400	0	0	900	0	0	1400	0	0	3700	0	0
Ingeniería y supervisión	1,250	0	0	650	0	0	1200	0	0	3100	0	0
Administración	150	0	0	250	0	0	200	0	0	600	0	0
<u>Proyectos directos de construcción</u>	3900	200	5700	4100	6800	29000	0	12300	14700	8000	19300	49400
Generación	3600	0	5700	2900	0	29000	0	0	14700	6500	0	49400
1 Equipo MyE 30 MW	900	0	4000	0	0	23000	0	0	12100	900	0	39100
2 Obras civiles 30 MW	2700	0	1700	2900	0	6000	0	0	2600	5600	0	10300
Transmisión	300	200	0	1200	6800	0	0	12300	0	1500	19300	0
1 Línea de transmisión 132 kV	0	100	0	0	2000	0	0	2200	0	0	4300	0
2 Subestaciones	0	100	0	0	1000	0	0	1700	0	0	2800	0
3 Fortalecimiento y optimización TyD	300	0	0	1200	3800	0	0	8400	0	1500	12200	0
Total (1+2)	5300	200	5700	5000	6800	29000	1400	12300	14700	11700	19300	49400
<u>Proyectos concurrentes</u>	700	0	0	200	1500	0	200	500	0	1100	2000	0
Proyecto eficiente de la energía	0	0	0	0	500	0	0	0	0	0	500	0
Investigación ambiental	100	0	0	200	1000	0	200	500	0	500	1500	0
Estudio de privatización	600	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0
<u>Proyectos financieros</u>	400	0	400	600	0	1670	1200	0	3430	2200	0	5500
Intereses	10	0	213	333	0	1484	1104	0	3243	1448	0	4940
Comisión	390	0	0	267	0	0	96	0	0	752	0	0
Operación y vigilancia	0	0	187	0	0	187	0	0	187	0	0	560
<u>Proyectos de mantenimiento</u>	0	0	0	0	1000	530	0	2700	570	0	3700	11000
Costos	0	0	0	0	506	254	0	1760	240	0	2266	4940
Operación	0	0	0	0	494	276	0	940	330	0	1434	6000
					0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>6400</b>	<b>200</b>	<b>6100</b>	<b>5800</b>	<b>9300</b>	<b>31200</b>	<b>2800</b>	<b>15500</b>	<b>18700</b>	<b>15000</b>	<b>25000</b>	<b>56000</b>

CALENDARIO DE ADQUISICIONES

DESCRIPCIÓN	FECHA	PRECALIFICACIÓN	LICITACIÓN	MONTO (miles de US\$)	FUENTE DEL FINANCIAMIENTO		
					BID	BEI	BEC
<b>A. CENTRAL DE GENERACIÓN</b>				55.900			
1. <u>Equipo mecánico y eléctrico</u> , Alternador 30 MW LSD con todas las adiciones y equipos para funcionar a base fundamental.	04/96	sí	LPI terminada en julio de 1996	40.000	39.100	0	900
2. <u>Obras civiles asociadas</u> - Ampliación de la sala de máquinas, incluida rampa de carga, anexos mecánico y eléctrico, y recinto para transformador - Fundación para el generador diesel - Obras mejoramiento terreno - Instalación para el conmutador, etc.	04/96	sí	ICB completado en agosto de 1996	15.900	5600	0	10.300
<b>B. CONTRATO DE TRANSMISIÓN</b>							
Habrà un solo contrato para el equipo y las obras listadas <u>1/</u>	08/96	no	ICB	20.800	0	19.300	1.500
1. <u>Obras de transmisión asociadas con el proyecto de generación</u> 1.1 Transmisión de la línea incluye 25 km de 132 kV por cable con postes de madera							
<b>Costo estimado del equipo y obras</b>				4.300			
1.2 Ampliación de la subestación en Clifton Pier y Big Pond incluye: transformadores, 2x80 MV 132/33 kV							
<b>Costo estimado del equipo y obras</b>				2.800			
2. <u>La reconfiguración del sistema de 33 kV incluye:</u> las subestaciones de Sea Breeze y Blue Hills y las líneas para conectar Blue Hills con Earnest St. y Blue Hills con Sea Breeze.							
<b>Costo estimado del equipo y obras</b>				5.000			
3. Reducción de pérdidas y mejoramiento de la confiabilidad incluye adición de circuitos y modernización para lograr un nivel de confiabilidad aceptable. Las obras estarán ubicadas en la subestación de Fort Charlotte, línea Clifton Pier/Windsor Field subestación Winton, línea Soldier Rd/Winton, y East Hill St./Fort Charlotte.							

1/ La estimación incluye \$1,5 millones, que serán aportados por BEC, para operaciones por administración.

## CALENDARIO DE ADQUISICIONES

DESCRIPCIÓN	FECHA	PRECALIFICACIÓN	LICITACIÓN	MONTO (miles de US\$)	FUENTE DEL FINANCIAMIENTO		
					BID	BEI	BEC
<b>Costo estimado del equipo y obras</b>				3.000			
4. Sustitución conmutadores subestimados de 33 kV en las subestaciones de East Hill y Leisure Time.							
<b>Costo estimado del equipo y obras</b>				2.200			
5. Instalación de nueva subestación 3x10 MVA 33/7.2 kV y cables alimentadores en Paradise Island				3.500			
Lista del equipo de transmisión para los rubros 1-5 * 25 km línea de transmisión aérea sobre postes de 132 kV * 33 km línea de transmisión aérea sobre poste de 33 kV * 16 km de cables de 33 kV para circuitos subterráneos * transformadores, 2x80 MVA 132/33 kV * transformadores, 3x15 MVA 33/7,2 kV * transformadores, 2x10 MVA 33/7,2 kV * transformadores, 1x8 MVA 133/7,2 kV * Aislador de 132 kV de línea externa e instrumentos varios para los transformadores, pararrayos y conectores * Conmutador 33 kV, interno SF6, en 6 ubicaciones con 38 rampas * Conmutador 7,2 kV, interno SF6, en 3 ubicaciones con 38 rampas * Controles misceláneos para la subestación, equipo de protección contra incendios, medidores, obras civiles, etc.							
<b>C. MANEJO AMBIENTAL</b>	12/96	no	LPI/LPL	1.500	0	1.500	0
1. Construcción de una chimenea multitubular de 60 m (unidades DA 5,6,7 y 8)				850			
2. Extensión de las chimeneas (unidades 9 y 10 e incinerador) de 60 m a 70 m				350			
3. Instalación de tres estaciones para medición de la calidad del aire.				200			
4. Tanques de almacenamiento de combustibles y lubricantes.				100			
<b>D. ESTUDIOS</b>							
1. Estudio de privatización <u>Nota: Fue completado en junio 1996</u>	02/95	sí	LPI terminada en mayo de 1995	600	0	0	600
2. Estudio para el uso eficiente de la energía.	11/96	sí	ICB	500	0	500	0
<b>TOTAL</b>				79.300	44.700	21.300	13.300

PROYECTO DE RESOLUCION

THE COMMONWEALTH OF THE BAHAMAS. PRESTAMO No. \_\_\_\_/OC-TT AL  
BAHAMAS ELECTRICITY CORPORATION.  
Programa de Expansión Eléctrica II (BH-0018)

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 el Bahamas Electricity Corporation, como Prestatario, y con The Commonwealth of The Bahamas, como Garante, para otorgarle al primero un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa de Expansión Eléctrica II. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$56,000,000 de la Facilidad Unimonetaria de los recursos 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.