

PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO III

(CR-0036)

RESUMEN EJECUTIVO

PRESTATARIO Instituto Costarricense de Electricidad - ICE

GARANTE: República de Costa Rica

MONTO Y FUENTE:

| | |
|---------------|-------------------------|
| BID: | US\$320.0 millones (OC) |
| BEI: | US\$ 51.0 millones |
| GEF: | US\$ 3.3 millones |
| Aporte Local: | US\$141.1 millones |
| Total: | US\$515.4 millones |

PLAZOS Y CONDICIONES:

| | |
|--------------------------|----------------|
| Plazo de amortización: | 20 años |
| Período de desembolso: | 5 y medio años |
| Tipo de interés: | variable |
| Inspección y vigilancia: | 1% |
| Comisión de crédito: | 0.75% |

COFINANCIAMIENTO: Banco Europeo de Inversiones (BEI)

| | |
|------------------------|---------|
| Plazo de amortización: | 15 años |
| Período de desembolso: | 4 años |
| Tipo de interés: | 6.1% |

DONACION: Fondo Ambiental Global (GEF)

OBJETIVOS: El Programa de Desarrollo Eléctrico III tiene por objeto efectuar las inversiones que se requieren, en el período 1994-1999, en todas las áreas de actividad del subsector eléctrico, para mantener la calidad y confiabilidad del servicio, ampliar la cobertura y consolidar los esfuerzos del país en conservación de energía.

DESCRIPCION: En el programa se incluyen proyectos enmarcados dentro de los planes de expansión de mínimo costo de generación, transmisión y distribución eléctrica. También es parte del programa una serie de actividades concurrentes consistentes en estudios para la preparación de proyectos futuros, y fortalecimiento institucional del ICE. Los proyectos que se incluyen son: (a) el proyecto hidroeléctrico Angostura-177 MW, (b) el proyecto eólico Tejona-20 MW, (c) un programa de obras de transmisión eléctrica, (d) un programa de obras de distribución

eléctrica, (e) el programa de conservación de energía, y (f) el programa de costos concurrentes.

**CLASIFICACION
AMBIENTAL:**

El Comité de Medio Ambiente en la reunión del 23 de agosto de 1992, clasificó esta operación en la Categoría IV. El resumen ambiental elaborado en base a los trabajos de consultoría contratados por el Banco fue aprobado por el CMA el 10 de agosto de 1993.

BENEFICIOS:

Los beneficios del programa se encuentran: (i) en la ampliación de la infraestructura eléctrica del país a fin de ofrecer a los consumidores costarricenses un suministro confiable de energía, base indispensable del crecimiento económico sostenido, (ii) en la extensión del servicio a áreas de bajos ingresos, no cubiertas con el sistema actual, (iii) como resultado del programa de conservación de energía, un uso más racional de los recursos energéticos del país, y (iv) como resultado del proyecto eólico de Tejona, la disminución de la contaminación global ambiental.

RIESGOS:

Como se ha experimentado en la ejecución de los proyectos pasados, los riesgos principales se encuentran en los aspectos relacionados con los procesos licitatorios debido a las apelaciones frecuentes que son permitidas en la legislación actual; la reducción de este riesgo depende de que se encuentre una solución con la Contraloría General de La República en los aspectos indicados.

**EXCEPCIONES A
POLITICAS DEL
BANCO:**

Como procedimiento de excepción en las políticas de adquisiciones del Banco se propone en base a la justificación derivado del análisis realizado (Ver párrafos 3.13 al 3.28) la construcción por administración directa de varias obras del P.H. Angostura (túnel, casa de máquinas, tubería de presión, caminos etc.), el montaje de equipos en dicho proyecto y la construcción y montaje de las ampliaciones de instalaciones de la red eléctrica existente. Adicionalmente se propone que para la contratación de la firma consultora para la supervisión de las obras por administración directa se realice en un solo evento en se efectúe en forma simultánea la precalificación y pedido de propuestas.

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

El Banco se ha comprometido a apoyar la reactivación económica de Costa Rica mediante (i) la consolidación de la apertura comercial y financiera, eliminando barreras a la inversión privada y a las exportaciones, y (ii) el mejoramiento de los niveles de atención de la necesidades sociales básicas a

través de un Programa Social Integral. En congruencia, con la estrategia de mediano plazo del Banco de fortalecer el sector privado, el programa de desarrollo eléctrico III financiaría un estudio sobre participación del sector privado en las inversiones del sector eléctrico que permitirá evaluar los diferentes esquemas de participación privada, una vez removidas las actuales restricciones legales a la inversión nacional y extranjera en el sector.

I. EL MARCO DE REFERENCIA

A. Panorama económico reciente

- 1.1 Luego de dos años de crecimiento lento, la economía de Costa Rica creció un 7.3 por ciento en 1992, como resultado de la respuesta de los sectores de manufacturas y de servicios al crecimiento de la inversión nacional y para exportaciones no tradicionales. El crecimiento de PIB será de 5 por ciento en 1993.
- 1.2 En 1992 y en los primeros tres trimestres de 1993, las autoridades han logrado reducir la inflación, eliminar el déficit del sector público no financiero y acumular reservas internacionales. Por tanto, es probable que la inflación será menor de la meta establecida por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) del 12 por ciento para 1993. Aunque el sector público no financiero registró un pequeño superávit (aproximadamente el equivalente del 0.8 por ciento del PIB) durante el primer semestre de 1993, las altas tasas de interés y un aumento en las operaciones del mercado abierto del BCCR podrían ampliar sus pérdidas.
- 1.3 A pesar de un alto ritmo de crecimiento de las exportaciones, las importaciones han aumentado aún más rápidamente en 1992 y en los primeros tres trimestres de 1993. En 1992, el déficit en la balanza comercial alcanzó el equivalente de un 8.1 por ciento del PIB y, en base a cifras preliminares, creció en un 50 por ciento sobre los primeros tres trimestres de 1993 en relación al mismo período del año anterior. Este déficit fue financiado por una mejoría en la balanza de servicios, especialmente en el turismo, y por la entrada de capitales externos.
- 1.4 Con el fin de reducir el crecimiento de las importaciones y controlar las presiones inflacionarias, el BCCR ha restringido la expansión del crédito a través de un aumento en el encaje legal y operaciones de mercado abierto. Estas políticas han resultado en altas tasas de interés que atraen capitales externos de corto plazo. Cuando las autoridades dejen de ejercer una política monetaria restrictiva, es probable que se acelere el proceso de la devaluación del colón.
- 1.5 En los últimos diez años, Costa Rica ha mejorado sus indicadores del endeudamiento externo. Como porcentaje del PIB, la deuda externa ha disminuido paulatinamente de 122 por ciento en 1983 a 70 por ciento en 1992. Asimismo, sobre el mismo período, el servicio de la deuda ha bajado de 60 por ciento al 14 por ciento del valor de las exportaciones. En dólares corrientes, el endeudamiento del país al final de 1992 (\$4,145 millones) estaba cerca de su nivel de 1983 (\$4,181 millones). Sin embargo, la composición actual de la deuda muestra un aumento de la participación de entidades multilaterales de 13.5 por ciento en 1983 al 29.5 por ciento en 1992.

- 1.6 Al final de 1992, la deuda de Costa Rica al Banco era de \$663 millones, aproximadamente el 16 por ciento del total. En el mismo año, el servicio de la deuda de Costa Rica al Banco era el equivalente al 3.0 por ciento de las exportaciones de bienes y servicios. Las proyecciones de endeudamiento externo indican que el BID incrementará su papel como acreedor más importante de la deuda externa de Costa Rica en el mediano plazo. Proyecciones conservadoras indican que, bajo el actual programa de préstamos, en 1997 la razón del servicio de la deuda de Costa Rica con el Banco en relación a sus exportaciones de bienes y servicios alcanzaría un nivel cercano al 4.3 por ciento.
- 1.7 El préstamo propuesto con este proyecto aumentaría sensiblemente el endeudamiento externo de Costa Rica. Proyecciones preliminares indican que el servicio de la deuda con el BID en relación a sus exportaciones sería de alrededor del 4.3% en 1997. Las mismas proyecciones colocan a Costa Rica en un nivel significativo de endeudamiento con el Banco para el año 2001 -que lo convertirían en el acreedor de una tercera parte del servicio de la deuda pública de Costa Rica- situación que se considera como un riesgo asociado al proyecto bajo consideración.

B. La estrategia del Banco en el país

- 1.8 La estrategia del banco en Costa Rica busca apoyar la reactivación económica de Costa Rica como complemento a la estrategia de desarrollo actual del Gobierno de Costa Rica (GOCR) mediante: (i) la consolidación de la apertura comercial y financiera enfatizando la eliminación de obstáculos sectoriales a la inversión privada, definición de nuevos campos de participación para la inversión privada y la rehabilitación y expansión de infraestructura, y (ii) el mejoramiento de los niveles de atención de necesidades sociales básicas a través de un Programa Social Integral.
- 1.9 El programa de desarrollo Eléctrico III responde a la estrategia de reactivación económica de Costa Rica, ya que le permitiría cubrir el crecimiento esperado de la demanda eléctrica. La oportuna ejecución de este programa evitaría que la falta de energía eléctrica se convierta en un obstáculo al crecimiento económico sostenido del país, al garantizar un adecuado consumo industrial, comercial y doméstico. Asimismo, el componente de distribución eléctrica (extensiones periféricas) permitirá la extensión del servicio eléctrico a áreas de bajos ingresos no cubiertas por el sistema eléctrico actual, resultando en una mejor calidad de vida. A su vez, el programa de conservación de energía permitirá un uso más racional de los recursos energéticos del país.
- 1.10 En congruencia con la estrategia de mediano plazo del Banco de fortalecer el sector privado, el programa de desarrollo eléctrico III financiaría un estudio sobre participación del sector privado en las inversiones del sector eléctrico. Dicho estudio se realizaría durante la ejecución del PDEIII y permitiría evaluar los diferentes esquemas de participación privada en los proyectos de

generación preparados por el ICE, además de los proyectos de generación privada, transmisión y distribución eléctrica, una vez removidas las actuales restricciones legales a la inversión nacional y extranjera en el sector eléctrico.

C. El subsector de energía eléctrica

1. Organización actual

- 1.11 El subsector está constituido por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), principal ejecutor del desarrollo eléctrico nacional, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), subsidiaria del ICE; dos empresas municipales, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), y cuatro cooperativas de electrificación rural; Coopeguanacaste, Coopelesca, Coopesantos y Coopealfaro. Estas cooperativas pertenecen al sector privado (los accionistas son los mismos abonados).

2. El sistema eléctrico de Costa Rica

- 1.12 A diciembre de 1992, la capacidad instalada en generación era de 1043,4 MW, de los cuales 968,5 MW pertenecen al ICE, y los restantes 74,9 MW a las otras empresas eléctricas que actúan en el sector. De la capacidad total instalada el 75,6 % está constituida por plantas hidroeléctricas y el 24,4% restante por plantas termoeléctricas. Con la capacidad de generación instalada, más la que actualmente se encuentra en construcción se puede atender el crecimiento de la demanda de energía hasta 1999 inclusive, año en que se tiene prevista la puesta en servicio de la hidroeléctrica Angostura que es el componente más importante del Programa de Desarrollo Eléctrico III (PDEIII) ^{1/}. El sistema de transmisión está constituido por 589,0 km en líneas de un circuito (413 kilómetros en líneas de 230 KV y 176 kilómetros en líneas de 138 KV), 373 kilómetros en líneas de doble circuito (130 kms en líneas de 230 KV y 243,0 kms en líneas de 138 KV). Actualmente, el sistema se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) en donde Costa Rica se interconecta con dichos países al nivel de tensión de 230 KV. Las distancias varían entre 130 y 230 kms. Con estas características las transferencias que se pueden efectuar por dichos interconectores se encuentran limitadas a un rango entre 90 a 140 MW. Tanto en Costa Rica como en los países vecinos con que se encuentra interconectado, los sistemas eléctricos tienen restricciones que se originan por la capacidad limitada de ciertos elementos del sistema, tal es el caso en Costa Rica de la unión del sistema norte con el sur a través del sistema de 138 KV. Con el

^{1/} Como parte del PDEIII se incluye la planta eólica de Tejona para que entre en servicio en 1997. Sin Tejona se puede atender los requerimientos adicionales del sistema pero a un costo mayor debido a los costos de los combustibles adicionales que se tendrían que utilizar en las plantas termoeléctricas.

PDEIII se propone construir una línea de 230 KV entre las subestaciones de San Miguel, Este y Río Macho con lo que se resolvería dicha restricción.

- 1.13 El Centro de Control de Energía desde el cual se controlan y despachan las instalaciones principales del sistema eléctrico nacional y se controlan los intercambios con los países vecinos se encuentra con dificultades en la adquisición de partes de repuesto para el mantenimiento por la obsolescencia de los equipos, a punto de que últimamente el tiempo para el restablecimiento de fallas del sistema se ha visto afectada. Dentro del PDEIII se incluye el subproyecto para la modernización del Centro.
- 1.14 Los sistemas de distribución del ICE y las demás empresas distribuidoras están conformados por aproximadamente 16,000 kilómetros de líneas de distribución. Los circuitos de distribución consisten principalmente de alimentadores primarios de 34.5/19.9 KV, aunque todavía prevalecen circuitos que utilizan voltajes de operación de 4.16/2.4, 13.2/7.6 KV, que paulatinamente se están convirtiendo al voltaje standard de 34.5 KV antes indicado. Con los sistemas de distribución existentes se atienden 742,758 abonados para una cobertura nacional del 92%. Con el PDEIII se espera alcanzar una cobertura del 94%, con el 100% de la población urbana conectada al sistema. La extensión de las áreas de cubrimiento se realiza normalmente en las zonas que cubre el ICE, la CNFL y las empresas municipales JASEC y ESPH (que para el efecto participarán en el financiamiento del programa de distribución del PDEIII), pero no así en las zonas que cubren las cooperativas eléctricas, que tienen dificultad en participar con préstamos del Banco con capital ordinario.
- 1.15 La calidad del servicio eléctrico prestado por el ICE se puede apreciar principalmente por la disponibilidad promedio del servicio observado por los consumidores, la cual se ha mantenido durante los últimos tres años al nivel de 99.7%, que se considera muy aceptable, en especial en un período en que ha habido razonamientos de energía en otros países de la región. Las pérdidas del sistema del 10.5 % alcanzadas también son indicativas de un sistema que opera dentro de rangos normales y en el que se están haciendo las extensiones y modificaciones de la red de acuerdo al crecimiento de la demanda.

3. La regulación del servicio eléctrico

- 1.16 El servicio de energía eléctrica está regulado por la Ley No. 258 de Servicio Eléctrico de 1941. Esta Ley creó el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) a quien se le dio la responsabilidad de fijar las tarifas del sector eléctrico, telefónico, y de agua potable, así como de regular el servicio que incluye el establecimiento de criterios de calidad en la prestación del servicio. 2/

2/ El establecimiento de criterios de calidad en la práctica no se ha implantado.

- 1.17 De conformidad con lo que se establece en una de las condicionalidades del Programa Sectorial de Inversiones (Préstamo No. 742/OC-CR) se debe fortalecer y convertir el Servicio Nacional de Electricidad en un ente regulador autónomo, independiente y eficaz, con una estructura legal que defina claramente las normas y procedimientos en la fijación de tarifas y precios de servicio de manera transparente y acorde con una economía de mercado. Con la reforma del SNE también se pretende infundir confianza en los inversionistas privados y competencia entre los mismos en el desarrollo de generación eléctrica dentro del marco de la Ley 7200 (Ver párrafo siguiente) y las reformas que también se han acordado dentro del Programa.

4. La participación del sector privado

- 1.18 El gobierno de Costa Rica para aliviar las crecientes necesidades de recursos financieros para inversión y servicio de la deuda de las empresas públicas de electricidad, que tradicionalmente se han atendido por los excedentes de operación y nuevos endeudamientos, apoyó la aprobación de la Ley 7200 del 18 de octubre de 1990 y su reglamento (decreto No. 20346-MIRENEM). Como resultado de las disposiciones citadas se ha establecido un programa de compra de energía eléctrica producida por centrales eléctricas con una capacidad limitada a 20 MW por central, que utilicen los recursos energéticos renovables del país, construidas y operadas por empresas privadas cuyo capital, en un porcentaje no menor al 65% debe ser costarricense, con un tope para el programa del 15% de la capacidad total instalada en las centrales eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional; este límite hoy día corresponde a 156 MW. Dentro del Programa Sectorial de Inversiones, el Banco acordó con el GOCR el levantamiento de los límites mencionados que se consideran barreras para la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica en Costa Rica (durante la preparación del programa se modificó el Reglamento de la Ley, ampliándose el número de elegibilidades que se podían otorgar dentro del límite del 15% establecido por la Ley).
- 1.19 Fuera de las reformas arriba indicadas, no se esperan cambios importantes en el corto y mediano plazo al actual esquema institucional, en el que se le asigna al ICE la responsabilidad de asegurar al país que en todo momento se dispone de la capacidad de generación eléctrica suficiente, y de la capacidad necesaria para su transporte y distribución. El análisis financiero efectuado por el Banco (Ver Capítulo V) indica que el ICE no tendrá dificultades financieras para poder acometer el financiamiento de las inversiones contempladas para el PDEIII (inversiones de los proyectos que se requieren hasta el año 1999), y el próximo programa de desarrollo (inversiones de proyectos que se requieren hasta el año 2003). Sin embargo, los proyectos principales que se vislumbran para después de dicho año, son los proyectos hidroeléctricos de Guayabo (245 MW) y Siquirres (206 MW) con requerimientos financieros estimados en US\$530 millones y US\$770 millones, respectivamente. Dada la magnitud de dichos

requerimientos, el ICE y el Banco, acordaron estudiar las alternativas que tendría el país para una participación más amplia del sector privado. Actualmente no existe un marco legal que le permita, por ejemplo, a una empresa del sector privado, asociarse con el ICE en un proyecto de generación. Este estudio es uno de los componentes del PDEIII.

5. Demanda de energía eléctrica

- 1.20 La demanda total de energía eléctrica en Costa Rica, ha crecido de 1597 GWH en 1978 a 3652 GWH en 1992, una tasa de crecimiento promedio anual de 6,1%. Después de la crisis económica al comienzo de los años ochenta que redujo la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, especialmente en el sector industrial, el reestablecimiento del crecimiento económico en combinación con la reducción en el valor real de las tarifas eléctricas causado por la inflación entre 1983 y 1987 produjo un crecimiento promedio de la demanda de 7,8% anual. Durante los siguientes cinco años (1987-1992) se aumentaron las tarifas eléctricas sustancialmente (en términos reales, solamente a partir del año 1989 ^{3/}) y se inició en octubre de 1987 una campaña publicitaria propiciando el uso racional de la energía. Estas medidas contribuyeron a la reducción a 4,7% de la tasa promedio anual de crecimiento de la demanda. El consumo total por abonado comenzó a estabilizarse a partir de 1988.
- 1.21 A pesar de la reducción del consumo industrial promedio por abonado (resultado también del fuerte aumento en el número de abonados industriales), el crecimiento económico de este sector ha sido acompañado por un aumento, no una reducción, de la intensidad del consumo de energía eléctrica en relación al valor agregado. Las políticas de conservación de energía incluidas en esta operación pueden fomentar el desarrollo de mecanismos comerciales para aprovechar el uso de la energía para el desarrollo productivo, mejorando al mismo tiempo la eficiencia energética. El aumento de la competencia en general en Costa Rica, como resultado del enfrentamiento del sector productivo con las fuerzas del mercado liberadas por muchos aspectos del proceso actual de reforma económica en el país, incluyendo la reforma comercial, la reforma del estado, y la reforma financiera, también van a ser elementos claves para estimular la eficiencia energética.

a. Proyecciones de demanda

- 1.22 Las proyecciones de la demanda toman como punto de partida la necesidad de que las tarifas eléctricas en los años que vienen reflejen el nivel del costo marginal del servicio eléctrico. Las tarifas fijadas a estos niveles asegurarán una expansión económicamente eficiente del mercado y del sistema eléctrico en

^{3/} Tarifas a diciembre de cada año: 1988-5.56, 1989-5.80, 1990-6.35, 1991-6.62, 1992-7.21 (centavos de dólar a precios de diciembre de 1992)

Costa Rica. El programa de conservación de energía contribuirá al desarrollo eficiente de la demanda en reacción a estos niveles tarifarios.

- 1.23 Según el estudio de costo marginal preparado en el presente año para el ICE, la tarifa promedio está muy cercana al nivel promedio del costo marginal del servicio US\$0.0751/KWH (a precios de diciembre de 1992). En el estudio mencionado todavía falta realizar la fase correspondiente a la elaboración de un programa de ajustes en las tarifas eléctricas para que las mismas en su nivel y estructura se acerquen a los costos marginales del servicio. El Anexo I-1 muestra la estructura del costo marginal y lo compara con la estructura tarifaria al final del año 1992. Como se puede apreciar, la deficiencia más significativa de la estructura tarifaria vigente en relación a la estructura del costo marginal, es el nivel de la tarifa residencial. Las proyecciones de demanda incorporan el supuesto de que después de los aumentos tarifarios ya aprobados, se concentrarán en este sector pequeños aumentos tarifarios reales adicionales para asegurar el cubrimiento del nivel promedio del costo marginal y aumentar la eficiencia económica de las tarifas residenciales. Por lo anteriormente explicado, se recomienda que como condición previa al primer desembolso, que el ICE, en base a los resultados obtenidos del estudio tarifario (continuación del estudio de costo marginal), que se elaborará con la asesoría del mismo consultor (financiado con el préstamo 535/OC-CR), presente a la aprobación del Banco un plan de ajustes tarifarios mediante el cual y hasta el año de 1997, el nivel promedio de las tarifas residenciales lleguen por los menos al 85% de su costo marginal. [Ver proyecto de resolución]
- 1.24 En el Anexo I-2 se presentan los supuestos básicos que se utilizaron para las proyecciones de demanda. Los resultados del estudio de demanda indican una tasa de crecimiento de la demanda total de energía eléctrica en Costa Rica moderadamente fuerte, reflejando, básicamente la expectativa de un ritmo de crecimiento económico sostenido, un nuevo dinamismo industrial y comercial, una tasa de crecimiento de la población de 1.8%, y la terminación del proceso de electrificación del país. No obstante, el crecimiento proyectado de la demanda de energía eléctrica está bien por debajo del promedio de los últimos diez años y muy por debajo de los aumentos anuales estimulados por las deficiencias tarifarias a mediados de la década de los ochenta. Las proyecciones incorporan el efecto a largo plazo de los aumentos tarifarios ya introducidos y esperados, que produce una moderación sustancial en el crecimiento de la demanda. El programa de conservación de energía apoyará este proceso de ajuste de la demanda a los aumentos tarifarios.
- 1.25 La tasa promedio de crecimiento de la demanda total proyectada entre 1993 y 2010 es de 5.1% en el escenario base, 4.5% en el escenario bajo, y 5.7% en el escenario alto. La demanda total crecería de 3872 GWH en el año 1993 hasta 5639 GWH en el año 2000 en el caso base. Con pérdidas eléctricas estimadas en 10.5% de la

generación neta y un factor de carga del sistema subiendo levemente hasta el 60%, los requerimientos de capacidad de generación eléctrica aumentarían de 837 MW en 1993 hasta 1211 MW en el año 2000, o sea en 374 MW.

- 1.26 Las proyecciones del escenario base indican un crecimiento de la demanda del sector residencial de 4.7 % entre 1993 y 2010, pero de 5,5% para el sector general y 5.8% para el sector industrial. La contribución del sector residencial a la demanda total bajaría de 45.2% en 1993 (47.3% en 1991) a 42.1% en 2010. En cambio, la contribución del sector industrial aumentaría de 30.2% en 1993 (28.4% en 1991) a 30.4% en 2010. La representación del sector general dentro del total aumentaría levemente de 20.0% en 1993 a 21.2% en 2010, reflejando el crecimiento esperado de las actividades comerciales como el turismo y los servicios financieros, y la posible moderación del tamaño del sector público.
- 1.27 Según las proyecciones del escenario base, el consumo residencial en Costa Rica, crecería de 1751 GWH en 1993 a 2513 en el año 2000. El consumo del sector general (incluye principalmente a consumidores comerciales) llegaría a 1173 GWH en 2000, creciendo del nivel de 775 GWH en 1993. Finalmente, el sector industrial aumentaría su consumo de 1169 GWH en 1993 a 1750 GWH en el año 2000.

D. Experiencia del Banco en el financiamiento del subsector

1. Préstamos otorgados

- 1.28 El Banco ha concedido a Costa Rica un total de 13 préstamos, por un monto de US\$603.8 millones, destinados al financiamiento de proyectos en el sector energía. Los primeros diez proyectos financiados han sido concluidos en forma satisfactoria en cuanto a costo y plazo de ejecución. Las condiciones contractuales financieras y técnicas de estos préstamos han sido cumplidas. 4/

2. Préstamos bajo ejecución

- 1.29 Los préstamos Nos. 200/IC-CR, 535/OC-CR, y el 5720C-CR, o sea los tres últimos préstamos otorgados por el Banco están siendo desembolsados. La situación de la ejecución de los proyectos financiados con estos préstamos es como sigue.
- 1.30 El préstamo 200/IC-CR, fue aprobado en marzo de 1986, por un monto de US\$74 millones, entrando en vigencia en marzo de 1987. El proyecto consiste en la: (i) construcción de la primera unidad de 55 MW de la planta geotérmica de Miravalles, incluyendo la perforación de 20 pozos; (ii) realización de estudios exploratorios complementarios del campo geotérmico Miravalles y estudios de

4/ En el Capítulo IV de este informe se presenta el análisis del cumplimiento de las condiciones contractuales de carácter financiero.

factibilidad de las unidades 3 y 4; (iii) realización de un programa de adiestramiento de personal para la operación y mantenimiento de la planta; (iv) evaluación del riesgo constituido por el volcán Arenal, incluyendo su monitoreo; (v) realización de una serie de estudios sobre la estabilidad del sistema eléctrico del ICE; y (vi) realización de un estudio sobre los seguros de bienes del ICE. El avance físico ponderado del proyecto es de aproximadamente de 70%, habiéndose desembolsado a la fecha el equivalente de US\$31,1 millones. La puesta en servicio de Miravalles I está programada para marzo de 1994. La ejecución física del componente de generación ha sido atrasado, especialmente en lo relacionado con la contratación de los servicios de perforación de pozos. Además de la terminación de Miravalles I, falta terminar la fase II de los estudios de riesgo, diseño y establecimiento del sistema de monitoreo en tiempo real del volcán Arenal, y los estudios de factibilidad de las unidades 3 & 4 de Miravalles. Se estima que el plazo para el último desembolso se necesitará ampliar hasta septiembre de 1995.

- 1.31 El préstamo 535/OC-CR, por un monto de US\$94.6 millones, fue aprobado en noviembre de 1987 y el contrato de préstamo entró en vigencia en marzo de 1989. El programa en su ejecución presenta un avance físico de aproximadamente 85% y se han desembolsado a la fecha US\$82.1 millones de los recursos del préstamo. Los recursos del Programa se utilizan para financiar: (i) construcción de la central hidroeléctrica Sandillal de 32 MW; (ii) un proyecto de transmisión que incluye las líneas de transmisión de Arenal-Ciudad Quesada-San Miguel, San Miguel-La Caja, Siquirres-Leesville y una ampliación del anillo metropolitano; (iii) un proyecto de distribución que consiste de reconstrucción de circuitos, desarrollo periférico, desarrollo vertical y mejoramiento de la eficiencia del alumbrado público. El componente principal (la hidroeléctrica Sandillal) se ha terminado satisfactoriamente y se encuentra en producción comercial. El componente de transmisión eléctrica, se encuentra retrasado debido a: (i) la suspensión del artículo 14 de la ley 6313 por consulta efectuada ante la Sala Constitucional (Ver la Sección B del Capítulo III); (ii) por haberse apelado los procesos de licitatorios para la contratación de la mano de obra de las líneas y la correspondiente a una sub-estación móvil. Se estima que el plazo del último desembolso se necesitará extenderlo por 7 meses hasta diciembre de 1994.
- 1.32 El préstamo 572/OC-CR, fue aprobado en junio de 1989 por un monto de US\$182.8 millones y entró en vigencia en septiembre de 1990. A la fecha se han desembolsado el equivalente de US\$10 millones. Los componentes del programa son los siguientes: (i) proyectos de generación consistentes en la construcción de la segunda unidad de la planta geotérmica de Miravalles-55 MW y de las centrales hidroeléctricas Toro I-24 MW y Toro II-66MW; (ii) proyecto de transmisión que comprende la construcción y ampliación de subestaciones, tendido de líneas, reposición de equipo de reserva; (iii) proyecto de distribución que abarca la reconstrucción o

conversión de líneas, mejoramiento de circuitos secundarios, la construcción de alimentadores y desarrollo periféricos de redes; y (iv) proyecto de rehabilitación de centrales termoeléctricas. Los componentes principales de generación eléctrica (las hidroeléctricas Toro I & II, y la geotérmica de Miravalles II) avanzan satisfactoriamente. La construcción de la casa de máquinas de Toro I tiene un avance del 35% y se ha iniciado la construcción de la casa de máquinas de Toro II. En cuanto a Miravalles II, ya se ha iniciado la perforación de los pozos geotérmicos y está a punto de publicarse la licitación para la adquisición de los equipos electromecánicos. Por su parte, la realización del estudio de factibilidad de un proyecto geotérmico en un campo distinto a Miravalles (Tenorio o Rincón de la Vieja) se ha visto afectado por el proceso que ha seguido el ICE con el gobierno italiano y el fondo rotatorio de las Naciones Unidas para financiar el estudio de factibilidad en el campo geotérmico de Tenorio, y así destinar el financiamiento del Banco al estudio de factibilidad del campo geotérmico de Rincón de la Vieja. Para completar los trabajos pendientes del programa se necesitará ampliar el plazo vigente para desembolsos por un período de 12 meses hasta septiembre de 1996.

- 1.33 La experiencia del Banco, en el financiamiento de proyectos en el subsector eléctrico en Costa Rica, ha sido generalmente satisfactoria, aunque han habido demoras en el área de licitaciones y en la adquisición de terrenos y servidumbres, que son problemas de índole general derivados de la legislación vigente en el país. Desde el punto de vista de la gestión del ICE en los aspectos que le competen, el Instituto ha demostrado amplia capacidad técnica para ejecutar proyectos similares al proyecto propuesto.

II. EL PROGRAMA

A. Objetivos del programa

- 2.1 El Programa de Desarrollo Eléctrico III, tiene por objeto: (i) efectuar inversiones en el subsector eléctrico, en el período 1994-1999, para que el país pueda hacer frente al crecimiento de la demanda de energía y potencia del Sistema Nacional Interconectado (SNI), que son necesarias para mantener la calidad y la continuidad del servicio eléctrico; (ii) aumentar la cobertura del servicio a áreas de bajos ingresos no cubiertas por el sistema eléctrico existente; (iii) continuar y consolidar los esfuerzos del país en conservación de energía, y lograr ahorros de energía por parte de los consumidores; (iv) preparar los proyectos futuros que se requieren según el plan de expansión; (v) desarrollar un programa de fortalecimiento institucional del ICE en el área de medio ambiente; (vi) estudiar los esquemas y reformas para que el sector privado pueda participar en las inversiones futuras y en las actividades de construcción del ICE; (vii) lograr beneficios al medio ambiente global, mediante la utilización de la energía eólica en la generación de energía eléctrica.

B. Descripción del programa

- 2.2 El Programa de Desarrollo Eléctrico III, consiste en un programa de inversiones del subsector eléctrico, en el cual se incluyen proyectos enmarcados dentro de los planes de expansión de mínimo costo, en prácticamente todas las áreas de actividad del subsector, como son la generación, la transmisión, el control del sistema, y la distribución eléctrica. También se incluye una serie de actividades concurrentes a través de las cuales se busca el fortalecimiento institucional del subsector, se complementa la capacidad del ICE en el manejo de los aspectos ambientales de la institución, se apoya la preparación de proyectos prioritarios para financiamientos futuros, y se estudian las alternativas que existen para la participación del sector privado en los proyectos futuros, y para las actividades de construcción del ICE. A continuación se describen brevemente los proyectos y las actividades concurrentes que integran el programa.

1. Obras de Generación Eléctrica

a. Proyecto hidroeléctrico de Angostura-177 MW

- 2.3 El Proyecto Angostura aprovechará las aguas de los Ríos Reventazón (caudal promedio de 96 m³/seg), Tuís (5.1 m³/seg) y Turrialba (4.5 m³/seg), en la cuenca media del Río Reventazón. Sobre el cauce de este último se construirá la presa principal, con una altura máxima de 38 metros y una longitud de cresta de 240 m, la cual formará un embalse de regulación semanal, con un volumen útil de 10.9 Hm³, y una extensión de 2.46 km² (246 hectáreas). Las aguas de los Ríos

Tuis y Turrialba, se llevarán al embalse mediante conducciones en canal, que parten de pequeñas presas derivadoras.

- 2.4 El agua del embalse será llevada desde el embalse hasta la casa de máquinas por un túnel de 6.4 kms; de los cuales 4.7 kms estarán revestidos en concreto (diámetro interno 6.8 m), y 1730 metros blindados (diámetro 5.8 m). Al final del túnel se encuentra ubicado el tanque de oscilación del tipo orificio restringido de 20 m de diámetro y 76 m de altura, enterrado en un 47%. Para el manejo de las avenidas extraordinarias, el proyecto incluye dos vertederos, uno principal con una capacidad de 5,500 m³/seg de tipo frontal, con cinco compuertas radiales, y uno secundario con un dique fusible con una capacidad de 1,500 m³/seg. Estos vertederos serán complementados con la descarga de fondo con una capacidad de 300 m³/seg, con lo cual se alcanza una capacidad de evacuación de 8,300 m³/seg, que corresponde al caudal de la avenida máxima probable. A continuación del tanque de oscilación siguen la tubería de presión de acero expuesta de 729 metros (diámetro 5.8 - 3.1 m) y la casa de máquinas que albergará tres turbinas tipo Francis de eje vertical con una capacidad instalada de 177 MW. La energía media anual es estimada en 915 GWH y la correspondiente a un año crítico o seco en 663 GWH. El agua será restituida al Río Reventazón por medio de un canal rectangular (15 x 13.9 m) a los 10 kms, por el cauce del río, de la toma de aguas.

b. Proyecto Eólico Tejona-20 MW

- 2.5 El proyecto eólico de Tejona consiste en la utilización parcial del potencial energético del sitio de Tejona, situado en las inmediaciones del lago Arenal. Este sitio ha sido estudiado por el ICE desde 1976, estimándose que el mismo tiene un potencial para la instalación de por lo menos 60 MW. Por lo anterior, la instalación que se propone desarrollar con el Programa de Desarrollo Eléctrico III, correspondería a la primera etapa de la utilización del citado potencial. El proyecto consistiría en la instalación de un número suficiente de turbinas eólicas (entre 40 a 100 unidades, dependiendo de la capacidad de cada una de las unidades) para alcanzar 20 MW. El recurso es de tal magnitud que el factor de planta del proyecto sería de 52%. Esto quiere decir que la generación media anual esperada sería de 93.5 GWH netos.
- 2.6 El proyecto además de las turbinas eólicas, incorporaría un centro de control de la planta eólica. El centro de control tendría un control remoto en la hidroeléctrica Arenal que se encuentra a 7 kms del campo eólico. Por su parte, la conexión al sistema eléctrico se realizaría desde la subestación en Tejona con una línea de doble circuito de 34.5 KV que llegaría a la subestación de la planta Arenal que se ampliaría con una sección de transformación de 34.5/230 KV, 30/40 MVA.

2. Obras de Transmisión Eléctrica

- 2.7 Este componente consiste de las obras que se requiere entren en operación, según el plan de expansión de la transmisión de mínimo costo, en el período 1996-1999, para adecuar el sistema eléctrico y poder colocar la energía proveniente de las plantas generadoras que se adicionan, P.E. Tejona y P.H. Angostura, y los intercambios proyectados con los países vecinos, especialmente Panamá. Las obras del programa de transmisión eléctrica se agrupan en tres tipos de obras, a saber: (a) Obras asociadas al P.H. Angostura 5/ que consisten en: (i) una línea de 138 KV, entre la Subestación Angostura y la S.E. Cóncevas, (ii) enlace entre la SE Angostura y la línea existente Cachi-Siquirres de 138 KV, (iii) Subestación Angostura, 13.8/138 KV, 3x 77 MVA; (b) Obras de transmisión complementarias. En estas se incluyen las ampliaciones o nuevas instalaciones (líneas y subestaciones) que se requieren para entregar a los centros de consumo la energía proveniente de las plantas generadoras que se adicionan y los intercambios con los países vecinos, que son: (i) las ampliaciones de la Subestaciones Alajuelita, en 75 MVA, la S.E. Cóncevas, en 30 MVA, la S.E. San Miguel 45 MVA, (ii) la extensión de la S.E. Río Macho en una sección de línea de 230 kV, y una sección base, (iii) la construcción de la nueva S.E. Escazú 138/34.5/13.8 kV, 45 MVA, (iv) la construcción de la línea de 138 kV Desamparados - La Caja, y (v) la construcción de las líneas de transmisión Río Macho - Este - San Miguel de 230 kV, de 42 kilómetros en torres de acero. (c) ampliación de capacidad de subestaciones por crecimiento de demanda. En estas se incluyen las ampliaciones de subestaciones cuya demanda máxima superará su capacidad instalada, que son: (i) la S.E. San Isidro, 30 MVA, (ii) la S.E. Guayabal 30 MVA, (iii) la S.E. La Garita, 30 MVA, (d) Varias. Aquí se incluyen las necesidades del sistema en: (a) compensación reactiva al nivel 34.5 KV -90 MVAR, (b) reemplazo de transformadores de potencia, (c) autotransformadores de reserva, y (d) equipos para pruebas y mantenimiento de subestaciones.

3. Obras de Distribución Eléctrica

- 2.8 Como parte del programa de obras de distribución se incluyen: (i) obras de desarrollo vertical (refuerzos de circuitos secundarios), consistentes en 500 circuitos del ICE, 200 de la CNFL y 50 de ESPH,, (ii) obras desarrollo periférico (extensión de redes), consistentes en 600 kms de líneas primarias, la instalación de 994 KVA en transformadores de distribución y la conexión de 11,282 nuevos abonados; (iii) obras de conversión de voltaje y reconstrucción de circuitos primarios, mediante las cuales se convertirían circuitos con voltaje de distribución obsoletos (4.16,

5/ Las obras de transmisión asociadas al proyecto eólico de Tejona se incluyen como parte de dicho proyecto, y por lo tanto no se consideran como parte del programa de obras de transmisión. Las mismas son objeto de la donación de la GEF, y no del co-financiamiento del BEI.

13.2 KV) a 34.5 KV: 203.7 kms de circuitos trifásicos, 102.8 kms de circuitos monofásicos, y 18,557 KVA en cambios de transformadores, (iv) construcción de nuevos alimentadores primarios, 205 kms de circuitos trifásicos a 34.5 KV con los cuales se enlazan circuitos de distintas subestaciones; (v) obras de distribución asociadas a las obras de transmisión, en las cuales se incluye los siguientes alimentadores primarios para enlazar las nuevas subestaciones que se construirán con el programa con la red existente: 14.5 kms del circuito a 34.5 KV Toro-Cariblanco, 22 kms de líneas primarias a 34.5 KV asociadas a las subestaciones de transmisión Escazú, San Miguel y Alajuelita; (vi) equipos para la operación, para cubrir las necesidades las empresas participantes en el programa (ICE, CNFL, ESPH, y JASEC), incluyendo los sistemas de control y supervisión (SCADA) para dos de los diez centros regionales de distribución.

4. Proyecto Modernización Centro de Control de Energía

- 2.9 El proyecto de la Modernización del Centro de Control de Energía consiste en el reemplazo del sistema de computadores del centro que se encuentran obsoletos y con dificultades en la obtención de partes de repuesto para el mantenimiento del sistema, por un sistema moderno de arquitectura abierta y distribuido, basado en una red de área local (LAN). También es parte del proyecto la adquisición de los programas de cómputo en tiempo real para operación y despacho económico del sistema interconectado nacional. La mayoría de las unidades remotas (puntos de control y supervisión importantes del sistema, como plantas generadoras y subestaciones de transmisión) permanecen sin modificaciones, aunque se agregan varias para controlar los nuevos puntos estratégicos del sistema.

5. Programa de conservación de energía

- 2.10 El programa de conservación de energía consiste en una combinación de esfuerzos para fomentar el uso eficiente de la energía eléctrica por parte de los consumidores y acciones directas por parte de las empresas eléctricas. El programa es un proyecto piloto para apoyar el desarrollo comercial de servicios y equipos para la conservación que enfatiza un esfuerzo para mejorar la señal económica recibida por el abonado. El programa incluye una serie de actividades en dos fases. Fase I incluye: (i) un componente para desarrollar estructuras tarifarias económicamente eficientes; (ii) un proyecto para fortalecer el modelo econométrico de proyección de demanda; (iii) un estudio de las barreras de mercado que impiden las inversiones específicas en conservación; (iv) un estudio para construir una base de datos sobre usos finales de energía eléctrica; (v) proyectos demostrativos de equipos eficientes en todos los sectores de consumo; (vi) instalación de un laboratorio de mediciones de eficiencia energética para el programa nacional de normalización y de plaqueo de equipos; (vii) programas de información para concientizar y proveer asistencia técnica al público y a la industria. Fase II: incluye estudios de diseño

detallado de un programa de inversión de proyectos de uso eficiente de energía e implantación de los definidos en la fase I. También se puntualizarán el sistema de implementación y de recuperación de costos, y la combinación final de programas de instalación de medidores para la implementación de reformas tarifarias, equipos para el manejo de la carga, y otros equipos eficientes para los sectores residencial, comercial e industrial.

6. Programa de actividades concurrentes

- 2.11 Como programas concurrentes se incluyen los siguientes 6/: (1) un programa de estudios de proyectos en el que se incluyen: (a) estudios de tres proyectos hidroeléctricos: P.H. Pírris, P.H. Guayabo -para llevar los estudios de estos proyectos al nivel en que se encuentra el P.H. Angostura- y, el de la P.H. Boruca, en donde se analizarán nuevos métodos constructivos, en especial la construcción de la presa mediante el uso de concreto compactado rodado, y adecuar el proyecto a las necesidades nacionales, sin detrimento de una futura expansión del proyecto para necesidades regionales; (b) estudio de factibilidad de una segunda etapa del P.E. Tejona, y evaluación de los recursos eólicos en tres sitios distintos a Tejona, con la preparación a nivel de prefactibilidad de un nuevo proyecto eólico en el campo más importante de los tres evaluados; (c) evaluación y mejoramiento de la organización y metodología utilizada para el planeamiento de la transmisión eléctrica, incluyendo una definición de las normas y contratos (tarifas) que permita la utilización de la red eléctrica nacional por terceros; (d) estudios de factibilidad de la modernización de las plantas hidroeléctricas de más de 15 años, incluyéndose la complementación y mejoramiento de la base de datos y los procesos utilizados para el mantenimiento de las plantas hidroeléctricas; (2) estudios de medio ambiente en donde se incluyen: (a) el fortalecimiento institucional del Departamento de medio ambiente y energía alterna del ICE, y el estudio de factibilidad del manejo ambiental de la cuenca del río Reventazón (medidas mitigantes 13 y 14 del resumen ambiental del programa); (3) estudios de esquemas y reformas para que el sector privado pueda participar en las inversiones de los proyectos de generación del ICE, y de alternativas futuras para las actividades de construcción del Instituto; (4) fortalecimiento del sector eléctrico del ICE, mediante: (a) la adquisición de equipos e instrumentos diversos, y (b) programas de entrenamiento para el personal técnico y profesional; (5) un programa de adquisición de vehículos para los proyectos y para las dependencias del sector eléctrico del ICE.

6/ La justificación de los gastos concurrentes se presenta en el Capítulo V

C. Costo y financiamiento del programa

1. Costo del programa

- 2.12 El costo total del programa ha sido estimado en US\$515,400,000 incluyendo imprevistos, escalamiento y gastos financieros. Los imprevistos empleados han sido el 10% excepto para los componentes externos de los equipos y el componente local asociado a las obras y montajes, a los equipos electromecánicos y de construcción, y obras de transmisión del P.H. Angostura para los que se empleó el 5%. Para las obras subterráneas del P.H. Angostura se usó el 15%. Los escalamiento de precios han sido calculados partiendo de los datos proporcionados por el Departamento de Desarrollo Económico y Social del Banco al 28 de julio de 1993.
- 2.13 El costo directo de construcción de los proyectos y por ende del programa ha sido preparado con base en el nivel de precios vigentes a diciembre 31 de 1992. Para los proyectos P.H. Angostura, programa obras de transmisión eléctrica, programa obras de distribución, el ICE tenía experiencia reciente y sobre dicha base preparó los estimados. La estimación se basa en las cantidades de obra, las características de las mismas. Los precios unitarios o globales de equipos se fundamentan en los análisis de los procesos constructivos, licitaciones o contratos otorgados recientemente, y cuando esto no fue posible, en consultas con fabricantes de reconocida reputación. Para el programa de conservación y uso eficiente de energía, modernización del centro de control, y el proyecto eólico de Tejona, el ICE ha contado con el apoyo de consultores que han utilizado su propia experiencia y registros, lo mismo que ofertas y cotizaciones recientes de fabricantes de equipos. El estimativo se considera razonable y adecuado para la cuantificación del financiamiento propuesto en este documento.
- 2.14 El renglón de ingeniería y administración ha sido calculado partiendo de la participación que el ICE y los consultores externos tendrán en la ejecución de cada uno de los proyectos, y la que se estima que el ICE efectuará como apoyo general para la administración y supervisión del programa. Las cifras son razonables y congruentes con la experiencia reciente en Costa Rica en los otros programas que se encuentran en ejecución con financiamiento del Banco.
- 2.15 El desglose del costo del programa y su financiamiento se presenta en el cuadro que se presenta más adelante.

2. Plan de financiamiento

- 2.16 Como se puede apreciar del cuadro presentado, para el financiamiento del programa, se propone la participación financiera del Banco, un co-financiamiento del Banco Europeo de Inversiones con sede en Luxemburgo, y una donación del Fondo Global para el Medio Ambiente (Global Environmental Facility-GEF) que administra el Banco Mundial. Las tres entidades citadas, financiarían cada una

un grupo de proyectos en forma tal que los fondos de las mismas no se utilicen en forma combinada. Esto permite la aplicación en forma autónoma de las políticas de contrataciones de servicios de consultoría y adquisiciones de cada una de las tres instituciones. A continuación, se describe el financiamiento de cada una de las fuentes externas mencionadas y el detalle del aporte local que se requiere para la ejecución del programa.

a. Financiamiento del Banco

- 2.17 El financiamiento del Banco provendría de un préstamo del capital ordinario de la institución por US\$320 millones. Mediante dicho préstamo se cubren las necesidades de financiamiento de los proyectos: (i) P.H. Angostura, (ii) P.E. Tejona, (iii) el programa de obras de distribución eléctrica, y (iv) el programa de conservación de energía o de uso eficiente de energía. El monto del financiamiento del Banco para los costos directos de los proyectos citados alcanza el equivalente de US\$195.1 millones, distribuidos en la siguiente forma: (i) P.H. Angostura 7/: US\$157.7 millones, (ii) P.E. Tejona: US\$19.9 millones (iii) programa obras de distribución: US\$12.9 millones, (iv) programa de conservación y uso eficiente de energía: US\$5.6 millones.
- 2.18 Con el préstamo del Banco, también se incluye dentro de la categoría 1.1 un monto de US\$6,500,000 para el financiamiento de los siguientes rubros: (a) los servicios de empresas consultoras para el P.H. Angostura por US\$3,800.000, que se desglosan así: (i) asesoría de supervisión durante la construcción y métodos constructivos (US\$2,630,000), (ii) asesoría en ingeniería civil para los diseños de construcción (US\$500,000), (iii) asesorías en las pruebas de eficiencia y cavitación de las turbinas (US\$45,000), (iv) asesoría en la automatización de la planta (US\$35,000), (v) los costos del Grupo Consultivo de expertos (US\$590,000); (b) los costos de operación de los vehículos para la ingeniería y supervisión de la construcción incluyendo los de los talleres (US\$1,400,000); (c) equipamiento de las oficinas de campo del ICE (computadores, equipo médico y medicinas) (US\$1,100,000), y (d) la consultoría durante la implantación del proyecto eólico de Tejona por US\$200,000.

7/

Incluye los costos ambientales definidos en el Resumen Ambiental aprobado por el Comité de Medio Ambiente del Banco el 10 de agosto de 1993.

| Estimativo de costo y plan de financiamiento (US\$ millones) | | | | | | |
|---|---------------------------|-------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| CATEGORIAS | FUENTES DE FINANCIAMIENTO | | | | | |
| | BID | BEI | GEF | ICE | TOTAL | % |
| 1. Ingeniería y administración | 6.5 | 0.2 | 0 | 54.7 | 61.4 | 11.9 |
| 1.1 Ingeniería y supervisión | 6.5 | 0.2 | 0 | 36.2 | 43.0 | 8.3 |
| 1.2 Administración y gastos generales | 0 | 0 | 0 | 18.4 | 18.4 | 3.6 |
| 2. Costos directos de construcción | 195.1 | 41.9 | 2.8 | 51.7 | 291.5 | 56.5 |
| 2.1 Hidroeléctrico Angostura | 156.7 | 0 | 0 | 40.7 | 197.4 | 38.3 |
| 2.2 Proyecto Eólico Tejona | 19.9 | 0 | 2.8 | 2.5 | 25.2 | 4.9 |
| 2.3 Obras de Transmisión | 0 | 38.2 | 0 | 0 | 38.2 | 7.4 |
| 2.4 Obras de Distribución | 12.9 | 0 | 0 | 7.3 | 20.2 | 3.9 |
| 2.5 Modernización Centro de Control de Energía | 0 | 3.7 | 0 | 0 | 3.7 | 0.7 |
| 2.6 Programa Uso Eficiente de Energía | 5.6 | 0 | 0 | 1.2 | 6.8 | 1.3 |
| 3. Gastos concurrentes | 14.1 | 0 | 0 | 3.9 | 18.0 | 3.5 |
| 3.1 Estudios de proyectos | 3.7 | 0 | 0 | 0.3 | 4.0 | 0.8 |
| 3.2 Aspectos ambientales (fortalecimiento, y estudio manejo integral cuenca río Reventazón) | 1.1 | 0 | 0 | 0.1 | 1.2 | 0.2 |
| 3.3 Fortalecimiento sector eléctrico (entrenamiento y adquisición equipos) | 7.4 | 0 | 0 | 0.1 | 7.5 | 1.5 |
| 3.4 Adquisición de vehículos | 1.6 | 0 | 0 | 3.4 | 5.0 | 1.0 |
| 3.5 Estudio alternativas del Dept. construcción ICE | 0.3 | 0 | 0 | 0 | 0.3 | 0.1 |
| 4. Sin asignación específica | 46.9 | 8.9 | 0.5 | 15.1 | 71.4 | 13.9 |
| 4.1 Imprevistos | 18.6 | 2.6 | 0.1 | 11.6 | 32.8 | 6.4 |
| 4.2 Escalamiento de costos | 28.3 | 6.3 | 0.4 | 3.5 | 38.5 | 7.5 |
| 5. Gastos financieros de construcción | 57.4 | 0 | 0 | 15.7 | 73.1 | 14.2 |
| 5.1 Intereses | 54.2 | 0 | 0 | 8.6 | 62.8 | 12.2 |
| 5.2 Comisiones de crédito | 0 | 0 | 0 | 7.1 | 7.1 | 1.4 |
| 5.3 Inspección y vigilancia | 3.2 | 0 | 0 | 0 | 3.2 | 0.6 |
| TOTAL GENERAL | 320.0 | 51.0 | 3.3 | 141.1 | 515.4 | 100.0 |
| porcentajes | 62.1 | 9.9 | 0.6 | 27.4 | 100.0 | |

- 2.19 En la categoría 3.0 se incluyen US\$14,100,000 para el financiamiento de los gastos concurrentes asociados al programa. En estos se incluyen: (a) un programa de estudios de proyectos y sistemas en el que se encuentran: (i) la ingeniería adicional de los proyectos hidroeléctricos Guayabo (US\$690,000) y Pírris (US\$1,015,000); el estudio del proyecto hidroeléctrico de Boruca (US\$1,397,700); los estudios eólicos en Tejona y la evaluación del recurso eólico en otros sitios (US\$47,400); los estudios para las mejoras en la organización y en las metodologías del planeamiento del sistema de transmisión eléctrica (US\$140,000); y los estudios de la modernización de las plantas hidroeléctricas con más de 15 años, incluyendo los estudios para el mejoramiento de los métodos y procesos que se utilizan en el mantenimiento de plantas hidroeléctricas (US\$400,000); (b) un programa de aspectos ambientales, en donde se incluye el fortalecimiento del Departamento de Medio Ambiente y energía Alterna del ICE (US\$63,300) y el estudio de factibilidad del manejo integral de la cuenca del río Reventazón (US\$ 1,000,000); (c) un programa de fortalecimiento del sector eléctrico del ICE mediante: (i) un programa de adquisición de equipos e instrumentos para todas las áreas de actividad del sector eléctrico del ICE (US\$5,299,000); (ii) un programa de capacitación para las áreas que toca el PDEIII incluyendo además el área de la geotermia (US\$1,861,000), y (iii) el estudio relativo a la participación futura del sector privado en los proyectos del ICE (US\$202,800), (d) un estudio sobre esquemas futuros de construcción de obras (US\$280,000); y (e) el programa de adquisición de vehículos (US\$1,580,000).
- 2.20 Finalmente, con el financiamiento del Banco se cubren las partidas que se originan para cubrir los imprevistos y escalamientos de los rubros arriba mencionados (US\$46,900,000), y los gastos financieros durante el período de construcción (intereses y comisión de inspección y vigilancia-FIV) que se generan a raíz del financiamiento del Banco (US\$57,400,000), y los que se originan por el financiamiento de los imprevistos y los de los escalamientos de cada rubro.
- 2.21 El financiamiento del Banco, por el monto y rubros descritos, correspondería al 62.1% del costo total del programa, este porcentaje se encuentra por debajo del 70% permitido por la matriz actual del Banco para proyectos de energía y países C como es Costa Rica. Esto se debe a la presencia de la donación del GEF y del co-financiamiento del BEI. En este caso, el porcentaje señalado para el financiamiento del Banco es el máximo posible puesto que de lo contrario se entraría a financiar insumos locales como terrenos, servidumbres, costo de personal, uso de equipos de la empresa y materiales locales que son propios de la contrapartida local.

b. Financiamiento del Banco Europeo de Inversiones-BEI

- 2.22 Como mencionado anteriormente, el Banco Europeo de Inversiones le ha expresado al Gobierno de Costa Rica y al Banco su interés de co-

financiar el programa. El financiamiento del BEI estaría dirigido a cubrir el costo total (ingeniería, costos directos, imprevistos, y escalamiento) de los siguientes componentes del PDEIII: (i) el programa de transmisión eléctrica, y (ii) el proyecto Modernización del Centro de Control de Energía. En la forma indicada, el financiamiento del BEI alcanzaría el equivalente de US\$51,000,000 o sea 9.9 % del costo total del programa.

- 2.23 El Consejo de Dirección del BEI aprobó el crédito el 15 de septiembre pasado y el Consejo de Administración (equivalente a un Directorio Ejecutivo) el 6 de octubre de 1993. No obstante lo anterior, se recomienda que el prestatario presente al Banco como condición previa al primer desembolso evidencia de que ha suscrito un convenio con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), para obtener los recursos adicionales al préstamo necesarios para la ejecución del Programa hasta por el equivalente de US\$51,000,000 y que éste haya sido declarado efectivo para desembolsos. [Ver proyecto de resolución]

c. Donación de la GEF

- 2.24 El fondo global de medio ambiente tentativamente ha aprobado una donación por el equivalente de US\$3.3 millones para cubrir parte del costo del proyecto eólico de Tejona. La donación del GEF se aprobó en consideración: (i) de los efectos benéficos del proyecto al desplazar generación termoeléctrica y por ende disminución de los gases que se emitirían al medio ambiente y que son causa del calentamiento global de la tierra. En un estudio al respecto se calculó que la cantidad de CO₂ que sería reducido es de aproximadamente 60,000 toneladas métricas al año, para una planta de 20 MW, (ii) de que con la donación el proyecto se incorporaba como uno de los proyectos del plan de expansión de la generación de mínimo costo y que por lo tanto abría la posibilidad de su financiamiento por una institución internacional de crédito como el BID, y (iii) se cubrían los costos de la infraestructura que no tendrían que repetirse en los siguientes proyectos, asegurándose la viabilidad técnica-económica de dichos proyectos sin necesidad de subsidios y/o donaciones. Con las consideraciones anteriores la donación de GEF se ha destinado para cubrir los siguientes rubros: (a) el costo directo (US\$2,791,000) de los equipos y materiales del sistema eléctrico de la planta eólica, y (b) los imprevistos y escalamiento de precios para los rubros citados (US\$509,000). La donación de la GEF fue aprobado por los participantes del fondo en diciembre de 1992 en Abidjan, y de conformidad con los acuerdos negociados entre el Banco Mundial (Fideicomisario del GEF) y el BID -que administrará los fondos durante la ejecución del proyecto- se considerará finalmente aprobado cuando el Directorio del BID apruebe el préstamo para el PDEIII, que incluye el P.E. Tejona. El acuerdo entre el Banco Mundial y el BID, deberá firmarse, a más tardar, junto con los contratos de préstamo y garantía del BID con el ICE y el Gobierno, respectivamente. [Ver recomendaciones]

d. Aporte local

- 2.25 Los fondos locales de contrapartida, para completar los recursos financieros requeridos para la ejecución del programa, ascienden al equivalente de US\$141.1 millones o sea el 27.4 % del costo total del programa. Con estos recursos se cubren: (i) los costos locales de la ingeniería, administración y gastos generales, (ii) algunos costos directos de los proyectos (en especial los que se originan de la construcción de las obras de Angostura), y gastos concurrentes, (iii) imprevistos y escalamiento asociados con los rubros anteriores, y (iv) la comisión de crédito del financiamiento del Banco. Los fondos locales de contrapartida, a partir de 1994, serían generados como resultado de los ingresos netos de explotación de ICE (Ver Capítulo V).

III. LA EJECUCION DEL PROGRAMA

A. Organización para la ejecución del programa

- 3.1 El ejecutor sería el ICE, que utilizará para la ejecución de los proyectos del programa y demás actividades, su organización actual; en las obras de distribución además del ICE, actúan con contratos subsidiarios del préstamo con el ICE, en la ejecución de obras en su zonas de servicios, las empresas distribuidoras CNFL, ESPH, JASEC. Cada proyecto tiene nombrado un coordinador o jefe de proyecto, quien se apoya principalmente en el personal profesional de su propia dependencia, pero adicionalmente obtiene el apoyo de las otras dependencias del ICE según las necesidades del proyecto.
- 3.2 La evaluación de la capacidad operativa del ICE en la ejecución de los proyectos indicó que la entidad tiene una capacidad adecuada y que solamente requiere apoyo y asesoría técnica en aspectos especializados de la ejecución de los proyectos Angostura y Tejona, que se han incluido dentro del costo de cada proyecto. Las empresas distribuidoras que participarán en el programa de distribución eléctrica han ejecutado anteriormente, en forma satisfactoria, proyectos similares financiados por el Banco, contando con la capacidad operativa para ejecutar las obras que les corresponden. También para la ejecución de los estudios de proyectos que se han incluido como gastos concurrentes, se requerirá la contratación de firmas o consultores individuales. En la ejecución del programa de conservación de energía actúan varias dependencias del ICE y de otras entidades distintas al ICE (la CNFL, la Dirección Sectorial de Energía, la Camara de Industrias, etc.). Esta situación puede ocasionar vacíos de responsabilidad y por consiguiente atrasos en la ejecución del programa. Por lo indicado, se recomienda que antes del primer desembolso del préstamo, se demuestre a satisfacción del Banco que se ha creado un Comité Coordinador para la ejecución del programa de conservación de energía, y designado un jefe de proyecto o coordinador del programa de dedicación exclusiva. [Ver proyecto de resolución]
- 3.3 La organización también contempla contratar un grupo de tres expertos para integrar el Grupo Consultivo del proyecto hidroeléctrico Angostura, con énfasis en las siguientes disciplinas: (i) métodos constructivos; (ii) diseños civiles; (iii) funcionamiento hidráulico, y la auscultación de las obras. Los expertos del Grupo Consultivo deben contratarse como condición previa al primer desembolso del préstamo. [Ver proyecto de resolución]

- 3.4 Con relación a las obras de distribución eléctrica que construirán las empresas distribuidoras CNFL 8/, JASEC, y ESPH, el ICE debe celebrar contratos con cada una de ellas. En dichos contratos se debe establecer la forma en que se efectuaría el traspaso de los recursos del financiamiento del Banco, y se especifique que dicho traspaso se efectuaría en las mismas condiciones financieras en que el ICE los recibe del Banco, además, se debe puntualizar la forma como las empresas participantes se comprometan a ejecutar las obras que se especifican en este documento. En base a lo anterior, se recomienda incluir como condición contractual de que antes de que se publiquen las licitaciones de los proyectos de distribución eléctrica, y de conservación de energía, que los contratos entre el ICE y las empresas distribuidoras participantes, hayan sido aprobados por el Banco. [Ver Recomendaciones]

B. Terrenos y servidumbres

- 3.5 De conformidad con las disposiciones de la Ley 6313 del 4 de enero de 1979, el ICE puede adquirir y/o expropiar los inmuebles y las servidumbres que necesite para el cumplimiento de sus objetivos, bien por convenio con sus propietarios/poseedores o por el procedimiento forzoso de expropiación. Los artículos 14 y 16 de dicha ley de expropiaciones y constitución de servidumbres del ICE permiten al juez de oficio autorizar al ICE entrar en posesión del inmueble, una vez depositado el monto del avalúo fijado en vía administrativa por el ICE, mientras continúe el trámite de las diligencias para fijar el avalúo. Ante una consulta a la Sala Constitucional mediante la cual se recusa el derecho del ICE de entrar en posesión del inmueble antes de llegar a un acuerdo con el dueño sobre el avalúo y pagar el mismo, los artículos 14 y 16 de la citada ley quedaron suspendidas hasta el 2 de septiembre de 1993 cuando la Sala Constitucional se pronunció declarando con lugar la acción únicamente en cuanto se refiere al artículo 14 en el sentido de que el ICE no puede entrar en posesión de un inmueble expropiado, con solo el depósito del avalúo administrativo, sin que antes exprese el administrado su conformidad, expresamente o mediante el retiro del monto correspondiente. Esto puede ocasionar demoras adicionales de 2 a 3 meses en la entrada en posesión de un terreno, en donde no haya acuerdo, para fines de la construcción de una obra. En el contrato de préstamo se establecería que antes de convocar a licitación pública, o si no corresponde convocar a licitación, antes de la iniciación de las obras, el ICE deberá presentar al Banco evidencia de que cuenta con posesión de los terrenos o con los derechos pertinentes en donde se construirían las obras del Programa. [Ver Recomendaciones]

C. Programa de ejecución

- 3.6 Un programa de ejecución computarizado fue preparado por el ICE para cada componente del programa, en esta forma los mismos se

8/ La CNFL también participa en el programa de conservación de energía.

pueden emplear para el seguimiento de la ejecución de los proyectos, por parte del ICE y del Banco. Se recomienda por lo tanto, que dentro de los seis meses contados a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo y una vez se ajusten los mismos a las condiciones existentes de cada proyecto a la fecha indicada, se presenten dichos programas junto con la demás información que es usual en los informes de progreso exigidos por el Banco, complementados por los requisitos de información del BEI y del GEF a la aprobación del Banco, de esta manera, los mismos servirán de referencia para la presentación de los informes periódicos (semestrales) y de seguimiento de la ejecución de cada proyecto. [Ver Recomendaciones]. De acuerdo con los programas ejecución de cada uno de los proyectos, se preparó el cronograma general de ejecución del PDEIII que indica que el camino crítico corresponde al proyecto más importante del programa o sea el P.H. Angostura que es por lo tanto el que define el plazo de ejecución y período de desembolsos hasta diciembre de 1999.

D. Modalidad para la ejecución de los proyectos

- 3.7 Las adquisiciones con el financiamiento del Banco se harán a través de licitación o concurso público internacional, de conformidad con los procedimientos del Banco que se incorporarán como un anexo al eventual contrato de préstamo. [Ver proyecto de resolución]. Las licitaciones incluirán todo aquello que por sus características se puede contratar con una sola firma o fabricante, o que por su complejidad, como en el caso del suministro y montaje de las turbinas de la planta eólica de Tejona conviene agrupar en un solo contrato.
- 3.8 El ICE ejecutará las siguientes obras y montajes con su propio personal (administración directa) 9/; (a) P.H. Angostura: los caminos de acceso, campamentos y colonia de operadores, movimientos de tierra, obras civiles del túnel, casa de máquinas, tubería forzada, obras de Tuis y Turrialba, y montajes electromecánicos; (b) P.E. Tejona: caminos de acceso, casa de control, obras civiles y montajes de las subestaciones, y la línea de 34.5 KV Tejona-Arenal; (c) Obras de distribución: las obras y montajes correspondientes a los subprogramas de conversión y reconstrucción, desarrollo vertical, y la instalación y montaje de nuevos equipos (reclosers, seccionalizadores, y los asociados a los sistemas Scada de distribución regional), como ha sido el caso en los programas de desarrollo anteriores. La parte del costo de las obras que se ejecutarán por administración alcanza al equivalente de US\$30,685,000, de este monto US\$28,638,000 corresponden al P.H. Angostura, US\$1,082,000 al programa de obras de distribución, y US\$965,000 al proyecto eólico de Tejona. Estos costos en su totalidad son cubiertos con los recursos de la contrapartida local.

9/ Todos los equipos y materiales que se utilizan en estas obras con financiamiento del Banco serán adquiridos a través de licitaciones públicas internacionales.

- 3.9 Los materiales y equipos se licitarán por grupos homogéneos, es decir, por equipos y materiales de características similares. Las adjudicaciones se harán por fórmulas (partidas) o por la licitación completa, a las firmas cuyas ofertas además de cumplir con las especificaciones técnicas, hayan sido evaluadas como las de menor costo ponderado. En las adquisiciones de equipos y materiales para proyectos que contarían con financiamiento del Banco, se presentan dos casos especiales, uno con la fase de inversiones del programa de conservación de energía cuando se realicen adquisiciones equipos, luminarias y aparatos electrodomésticos eficientes, para empresas industriales, comerciales o para consumidores residenciales seleccionados, que es necesario reglamentar oportunamente 10/; por lo anterior, se recomienda que antes de aprobar las licitaciones para la adquisición de bienes para entidades distintas a las empresas eléctricas, se definan los mecanismos institucionales y de traspaso de recursos del financiamiento a dichas entidades, y que los mismos hayan sido aprobadas previamente por el Banco [Ver. Recomendaciones]. El otro caso se presenta con la compra de los equipos y materiales para las obras eléctricas del P.E. Tejona que serán adquiridos con la donación de la GEF y por lo tanto licitados siguiendo los procedimientos del Banco Mundial, pero administrados por el BID, según el Convenio a celebrarse entre las dos entidades.
- 3.10 Los contratos principales de obra que se licitarían para la implantación de los proyectos que utilizarían el financiamiento del Banco son los siguientes: (a) Para el P.H. Angostura: la construcción de la Presa-Vertedor-Toma de Aguas; el suministro y montaje de los blindajes del túnel, del tanque de oscilación, de la tubería forzada, y de la grúa viajera; (b) Para el proyecto eólico de Tejona: contrato llave en mano para el suministro y montaje de las turbinas eólicas (torres y máquinas), grúa, las obras civiles de las fundaciones, las plataformas de los transformadores, la instalación y pruebas del sistema de monitoreo, la construcción de las canaletas, el tendido de cables de control y potencia, y su conexión a la subestación de Tejona. La licitación se efectuaría en un solo evento, sistema de dos sobres; (c) Para las Obras de distribución: contratos para la ejecución de las obras correspondientes a los subprogramas de desarrollo periférico, nuevos alimentadores y obras asociadas a la expansión de la transmisión.
- 3.11 Una vez definidos los paquetes de licitación, se examinaron éstos desde el punto de vista de la necesidad de su precalificación, de acuerdo con la política del Banco, en donde se exige precalificación para contratos de montos elevados o complejos. Como resultado se considera que para los contratos que se indican a continuación, por proyecto, se debe seguir el proceso de precalificación. a) Proyecto hidroeléctrico de Angostura: contrato

10/ Los mecanismos serán estudiados en la fase I del programa de conservación de energía y serán la base para las decisiones que se deben tomar al respecto.

de Presa-Vertedor-Toma; y b) Proyecto eólico de Tejona: contrato llave en mano (un solo evento, o sea sistema de dos sobres), en el que se incluye el suministro, obras civiles y montaje de las turbinas eólicas (torres y máquinas). 11/ [Ver Recomendaciones]

E. Justificación de la construcción de obras por administración

- 3.12 En operaciones anteriores, el Banco ha autorizado que algunas de las obras civiles (túneles y casas de máquinas) sean ejecutadas por administración directa. Los resultados obtenidos por este procedimiento han sido satisfactorios, en el sentido de que las obras se han terminado dentro del estimado de costos, plazos de ejecución, y de muy buena calidad. El Instituto Costarricense de Electricidad-ICE con el respaldo del Gobierno de la República, para el Programa de Desarrollo Eléctrico III, de nuevo ha solicitado se le autorice construir varias obras civiles y montajes por dicha modalidad, entre las cuales se destacan las obras civiles del túnel, casa de máquinas y tubería de presión de la planta hidroeléctrica Angostura.
- 3.13 La política del Banco en materia de adquisiciones contempla la administración directa como un método o procedimiento de excepción cuando resulta con claridad que con ella se pueden obtener economías.
- 3.14 Los resultados del análisis efectuado por el equipo de proyecto fueron presentados en un documento amplio sobre el tema titulado: "Proyecto Hidroeléctrico Angostura, Obras por Administración Directa, Justificación" de fecha 19 de agosto de 1993. 12/ Estos resultados, lo mismo que la recomendación que se presenta al final de esta Sección, incorporan las contribuciones efectuadas por el Departamento Legal y la Unidad de Adquisiciones del Departamento de Operaciones que se obtuvieron como consecuencia de su revisión, efectuada en cumplimiento del mandato del Comité de Préstamo (Acta RLC 20/93). En el Anexo III-1 se presentan los resultados obtenidos.
- 3.15 De los resultados en el Anexo III-1 arriba mencionado, en forma resumida se puede indicar: (i) que los costos de la administración directa de obras alcanzaría a un 14.5% con respecto al costo directo del proyecto- una reducción en comparación de los proyectos anteriores; (ii) que la experiencia y capacidad del ICE es adecuada para la ejecutar las obras que se propone construir por administración, (iii) que existe una diferencia de costos y plazos favorable al esquema mediante el cual se construyen las obras propuestas por administración directa (diferencias de US\$24.3 millones y de 9 a 12 meses en el plazo de ejecución).

11/ La modernización del centro de control y el contrato del montaje de las líneas de transmisión puesto que están financiados por el BEI, seguirán las políticas de adquisiciones de esa entidad financiera

12/ Copia de dicho documento se encuentra disponible en los archivos de la División de Energía

- 3.16 Tomando en cuenta: (i) que las obras por administración están previstas en las políticas del Banco como uno de los métodos de excepción que se pueden emplear cuando las mismas estén debidamente justificadas; (ii) que como se ha demostrado en la presentación anterior, éste es el caso para las obras propuestas para ser ejecutadas por administración, se recomienda se le autorice al ICE llevar las obras por administración directa que se listan en la Sección D de este Capítulo. 13/ [Ver. Recomendaciones]. Vale la pena resaltar de que el caso del ICE es excepcional y de muy difícil repetición en otro país de la región. La capacidad y eficiencia actual en construcción de obras por el ICE ha sido alcanzada después de un continuado esfuerzo de más de 30 años y para lo cual se contó con el apoyo de los organismos internacionales de crédito. Dadas las tendencias actuales de aumentar la participación del sector privado en las actividades del sector de energía, la capacidad alcanzada por el ICE en construcción de obras, no se desarrollaría en ninguna otra empresa eléctrica de la región, y en el caso del propio ICE, se estudiaría con recursos del préstamo la conveniencia de separar en una empresa nueva las actividades de construcción que el ICE aún ejecuta.
- 3.17 No obstante lo expresado sobre la competencia del ICE para construir obras por administración, dado la magnitud y número de frentes de obras simultáneos, se consideró conveniente que para la supervisión de las mismas (las obras de administración directa) se contrate una firma consultora especializada, la cuál contará con apoyo de profesionales del ICE con experiencia en supervisión técnica; además, se dispondrá de los servicios de las otras firmas consultoras especializadas que se contratarán para el proyecto (asesorías especializadas en técnicas constructivas y de diseños civiles); por último, todas las actividades estarán respaldadas al más alto nivel por el Grupo Consultivo del proyecto, integrado por expertos de renombre internacional. Por lo anterior se recomienda que antes de la aprobación por parte del Banco del contrato de adquisición de los equipos de construcción para las obras que se ejecutarán por la administración directa, el ICE deberá haber demostrado a satisfacción del Banco que ha contratado la firma consultora para supervisión de estas obras. [Ver recomendaciones]

F. Servicios de consultoría

- 3.18 Para la etapa de ejecución de los proyectos de inversión, se ha contemplado contratar servicios de consultoría para los siguientes proyectos: (a) P.H. Angostura: (i) una firma consultora para la interventoría de las obras, (ii) una firma especializada en técnicas constructivas, que podría ser la misma firma consultora

13/ Ha sido habitual que el Banco autorice, por obvias razones, la construcción y montajes de obras del sistema de transmisión y distribución eléctrica cuando las mismas son ampliaciones de instalaciones existentes y que se encuentran energizadas.

del punto anterior; (iii) una firma consultora para asesorar al ICE en los diseños de ingeniería civil, y (iv) los expertos del grupo consultivo; (b) P.H. Tejona: una firma consultora; (c) modernización del Centro de Control de Energía: una firma consultora.

- 3.19 Para los estudios de proyectos que se incluyen en los gastos concurrentes, se contratará para cada uno de ellos una firma consultora. La contratación de estas consultorías se debe efectuar en cumplimiento de un plan que el ICE debe presentar a la aprobación del Banco, previo al primer desembolso del préstamo, en el que se definan los términos de referencia ampliados, y las fechas o eventos en que se deben contar con dichos servicios, para lograr el cumplimiento en tiempo oportuno de la programación general de cada proyecto, lo cual requiere se definan las actuaciones de los consultores en forma anticipada dentro de los contratos y no por órdenes de trabajo, como ha sido la práctica en el pasado con el ICE. [Ver proyecto de resolución]

G. Entrenamiento

- 3.20 El personal del ICE recibirá entrenamiento a través del programa que se incluye como actividad concurrente y como resultado de su asociación con los consultores y asesores previstos para los aspectos especializados. Para el proyecto eólico de Tejona se tiene previsto incluir como cláusula del contrato principal, la participación del personal (que el ICE haya contratado para el mantenimiento de la planta) en el montaje de 5 unidades completas.

H. Estado de preparación

- 3.21 Los proyectos incluidos en el programa cuentan con especificaciones y diseños a nivel de factibilidad los cuales se consideran adecuados para la ejecución de los mismos de acuerdo a la modalidad de ejecución que se ha adoptado para cada uno de ellos. En los diseños y especificaciones se han incorporado las recomendaciones del estudio de impacto ambiental. El nivel de preparación de los proyectos antes indicados, y los amparos de las recomendaciones presentadas, da seguridad sobre la realización de los proyectos dentro del costo y plazos indicados en este documento.

I. Calendario de inversiones y desembolsos

- 3.22 De conformidad con el programa de ejecución de cada proyecto, y los costos estimados para los mismos, se elaboró el calendario de inversiones y desembolsos general del programa, que se presenta en el cuadro de la página siguiente.
- 3.23 Del cuadro presentado se puede apreciar que aproximadamente el 91.0% de las inversiones se efectúan durante el período 1995 a 1998. El 4.8% que se realiza en 1994, corresponde a las obras iniciales (accesos, campamentos, y excavaciones) de los proyectos Angostura, Tejona y Transmisión. Por otra parte, el 4.2% de las inversiones se realizan en 1999 que corresponde a la terminación de

obras de los proyecto principales. El cumplimiento del calendario de inversiones y desembolsos presentado, depende en primer lugar de que se efectúen las actividades relativas a la precalificación de firmas consultoras y contratistas con anterioridad de la declaratoria de elegibilidad del préstamo, para lo cual se requerirá la autorización previa de la Contraloría General de la República. Una vez declarado elegible el préstamo se efectuarán solicitudes de propuestas a las firmas precalificadas, y se publicarán algunas licitaciones para las adquisiciones de bienes que no requieren de precalificación.

| CALENDARIO DE INVERSIONES Y DESEMBOLSOS (US\$ millones) | | | | | | | |
|--|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| I. INVERSIONES | TOTAL | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
| 1. Ingeniería y administración | 61.4 | 7.9 | 15.4 | 14.5 | 13.6 | 7.8 | 2.2 |
| 2. Costo directo de construcción | 291.4 | 10.7 | 39.6 | 101.3 | 92.3 | 44.0 | 3.6 |
| 2.1 P.H. Angostura | 197.4 | 10.2 | 37.5 | 47.4 | 61.1 | 38.8 | 2.4 |
| 2.2 P.E. Tejona | 25.2 | 0.3 | 0.3 | 20.6 | 4.0 | 0 | 0 |
| 2.3 Obras de Transmisión | 38.2 | 0 | 0 | 12.1 | 23.2 | 2.8 | 0 |
| 2.4 Obras de Distribución | 20.2 | 0 | 0 | 17.5 | 2.4 | 0.3 | 0 |
| 2.5 Modernización Centro de Control | 3.7 | 0 | 0.6 | 2.8 | 0.4 | 0 | 0 |
| 2.6 Programa Uso Eficiente | 6.8 | 0.3 | 1.1 | 1.0 | 1.3 | 2.1 | 1.1 |
| 3. Gastos concurrentes | 18.0 | 0 | 3.9 | 5.4 | 5.1 | 3.6 | 0 |
| 3.1 Estudios de proyectos | 4.0 | 0 | 0.8 | 1.2 | 1.2 | 0.8 | 0 |
| 3.2 Aspectos Ambientales | 1.2 | 0 | 0.2 | 0.4 | 0.4 | 0.2 | 0 |
| 3.3 Entrenamiento y equipos | 7.5 | 0 | 2.3 | 2.3 | 1.5 | 1.0 | 0 |
| 3.4 Adquisición de vehículos | 5.0 | 0 | 1.2 | 1.5 | 1.3 | 1.0 | 0 |
| 3.5 Estudio/Dept de construcción del ICE | 0.3 | 0 | 0.2 | 0.1 | 0 | 0 | 0 |
| 4. Sin asignación específica | 71.4 | 3.1 | 10.1 | 22.2 | 22.3 | 12.5 | 1.2 |
| 5. Gastos financieros durante construcción | 73.1 | 2.7 | 5.1 | 10.1 | 17.2 | 23.2 | 14.8 |
| TOTAL INVERSIONES | 515.4 | 24.4 | 74.1 | 153.5 | 150.5 | 91.1 | 21.8 |
| II. DESEMBOLSOS | | | | | | | |
| 1. Préstamo BID-OC | 320.0 | 10.4 | 46.4 | 92.6 | 88.1 | 66.9 | 15.6 |
| 2. Préstamo BEI | 51.0 | 0 | 0.7 | 18.0 | 28.6 | 3.7 | 0 |
| 3. Donación GEF | 3.3 | 0 | 0 | 2.9 | 0.4 | 0 | 0 |
| 3. Aporte local ICE | 141.1 | 14.0 | 27.0 | 40.0 | 33.4 | 20.6 | 6.2 |
| TOTAL DESEMBOLSOS | 515.4 | 24.4 | 74.1 | 153.5 | 150.5 | 91.1 | 21.8 |
| porcentajes | 100 | 4.8 | 14.4 | 29.8 | 29.2 | 17.7 | 4.2 |

J. Reconocimiento de gastos

- 3.24 Con posterioridad a la presentación de la solicitud de préstamo y previo a la aprobación del eventual préstamo, el ICE invertirá en la ingeniería, administración y en obras del programa un monto estimado de US\$2.0 millones, recomendándose reconocer, una vez verificado, que las mismas se realizaron dentro del plazo retroactivo de 18 meses, contando a partir de la aprobación del préstamo, como parte de la contrapartida local. [Ver recomendaciones]

K. Anticipo de fondos

- 3.25 La ejecución del programa requerirá una oportuna disponibilidad de fondos, por lo que se recomienda se autorice el desembolso en forma de anticipo, hasta un 10% del préstamo. Este anticipo se repondría gradualmente, en la medida que se presenten los documentos justificatorios de uso.

L. El impacto ambiental de los proyectos del programa

- 3.26 Para todos los proyectos que forman parte del Programa, se ha elaborado por los consultores de cada proyecto o directamente por personal calificado de ICE, un estudio de impacto ambiental. El Comité de Medio Ambiente del Banco al considerar la ficha ambiental del Programa, lo clasificó en la Categoría IV. En base al resultado de los estudios del ICE y de los consultores contratados por el Banco, se aprobó el "Resumen del Impacto Ambiental del Programa" que se presentó al CMA el 10 de agosto pasado. Las medidas mitigantes, del proyecto hidroeléctrico Angostura han quedado incluidas ya sea como parte de los costos del proyecto en sí, o como parte de las actividades concurrentes del programa, que entre todas constituyen el Plan de Manejo Ambiental. Este incluye: (a) la restitución de la superficie vegetativa en los sitios de préstamo de materiales para la construcción de las obras, (b) la protección de los taludes del embalse, (c) la creación de un comité de control con la participación de la comunidad de Turrialba, (d) la elaboración de un inventario de biodiversidad en el relicto del bosque primario, (e) la estabilización de escombreras, (f) el establecimiento de comunicación entre el ICE y la Comunidad de Turrialba, (g) la investigación hidrogeológica y verificación del área de recarga del acuífero confinado (ya efectuado), (h) un estudio biológico del embalse, (i) la investigación de la calidad de las aguas, (j) un estudio de sedimentos (parte ya realizado por el ICE, el resto ya contratado con AB Hydroconsult de Suecia), (k) el reforzamiento institucional del departamento de ambiente y energía alterna, que incluye entrenamiento del personal, el desarrollo de un centro de información ambiental, y la adquisición de equipos para las labores de seguimiento ambiental, principalmente para sistemas de información geográfica. (l) la reforestación entorno al embalse, y (m) un estudio jurídico sobre la procedencia económica de las posibles indemnizaciones de la actividad de "rafting" que se afectará con la construcción del proyecto, incluyendo el de apoyar a las empresas afectadas para que utilicen el tramo superior del río inmediatamente aguas abajo de la presa de Cachí.
- 3.27 Las medidas mitigantes o correctivas recomendadas de los proyectos eólico de Tejona, obras de transmisión, y obras de distribución, se implementarán como parte integrante de los diseños de los proyectos, y en los procesos constructivos que se han adoptado para la construcción de las obras.

- 3.28 Como medida de mejoramiento del ambiente se ha incluido el estudio de factibilidad del manejo integral de la cuenca del río Reventazón, incluyendo la creación de una base de datos para los fines del estudio.
- 3.29 Para la implantación del Plan de Manejo Ambiental antes descrito se elaboró un programa de ejecución (Anexo 3 del Resumen Ambiental). Los costos de las medidas del Plan de Manejo Ambiental (excluyendo las ya ejecutadas) estimados en US\$4,270,758 han sido incluidos en los costos del PDEIII, presentados en el capítulo II, en la siguiente forma: US\$3,070,258 dentro de los costos directos del P.H.Angostura, y US\$1,200,000 como sub-categoría 3.2 de los gastos concurrentes. Para asegurar el cumplimiento de dicho programa se recomienda que el ICE: (i) prepare informes semestrales sobre el avance de la implantación del mismo, y (ii) prepare un informe intermedio, una vez se disponga del estudio de factibilidad del manejo integral de la cuenca del río Reventazón. [Ver Recomendaciones].

M. Operación y mantenimiento

- 3.30 A las obras principales del proyecto hidroeléctrico Angostura se le instalarán elementos e instrumentación para la auscultación de las mismas durante su vida útil. El ICE informará semestralmente al Banco las lecturas de los instrumentos y a los dos años de terminado el proyecto, el ICE debe preparar un informe sobre las lecturas obtenidas de los instrumentos colocados para la auscultación de las obras, junto con la interpretación de dichos resultados por el Grupo Consultivo sobre la calidad de la terminación de las obras y la seguridad de las mismas. En caso de que se considere necesario adelantar trabajos correctivos, éstos se deben implantar dentro del plazo recomendado por el Grupo Consultivo, pero los diseños y proceso constructivo a seguirse deben ser adoptados dentro de los seis meses de aprobarse el informe de auscultación por el Banco. [Ver Recomendaciones]
- 3.31 La planta hidroeléctrica de Angostura, la planta eólica de Tejona y el Centro de Control de Energía, una vez construidos serían operados por personal profesional, técnicos y operarios que se asignarían o contratarían previamente a la puesta en servicio de las instalaciones. Dentro de los contratos principales de los dos últimos proyectos se requerirá que dicho personal sea entrenado por el contratista con la participación del consultor. Los programas de entrenamiento, junto con la lista del personal que debe de adiestrarse debe formar parte de un plan que el ICE debe presentar al Banco dentro de los 24 meses de la vigencia del contrato de préstamo. Dentro de los 12 meses subsiguientes debe así mismo presentar un informe del estado de la implantación de dichos programas. [Ver Recomendaciones]
- 3.32 Adicionalmente, para el proyecto eólico de Tejona, el ICE deberá incluir en las especificaciones del centro de control de energía, los elementos y programas para el monitoreo del funcionamiento de

la planta eólica, incluyendo el cálculo de la energía termoeléctrica desplazada por la generación del proyecto y el monto de los gases contaminantes evitados que son causa del calentamiento global terráqueo, principalmente el CO₂. 14/ [Ver Recomendaciones]

N. Precauciones contra riesgos naturales

- 3.33 Como es conocido, la geología de Costa Rica, como la de los demás países centroamericanos, se caracteriza por una actividad tectónica intensa y presencia de varios volcanes activos. Lo anterior es conducente a una actividad sísmica importante que produce temblores y terremotos con cierta periodicidad, como también erupciones volcánicas, y fenómenos de inestabilidad de terrenos. Para los diseños de las obras, se ha estudiado en detalle la presencia de fallas activas cercanas y registros de la actividad sísmica con el fin de adoptar los coeficientes de aceleración apropiados a las técnicas modernas para diseños antisísmicos.
- 3.34 Para todos los proyectos del PDEIII también se han efectuado levantamientos geotécnicos para la determinación de taludes inestables, cuyos resultados se han tenido en cuenta en la ubicación de los sitios de obras y en el trazado de las líneas de transmisión eléctrica. En el pasado, con relación a los posibles riesgos volcánicos, se han especificado estudios que incluyen desde la instalación de redes sismográficas hasta la colocación de inclinómetros digitales para el monitoreo continuo de la actividad volcánica pertinente. En el caso de los proyectos del PDEII no se detectaron volcanes activos que podrían afectar la seguridad de las obras de los mismos.
- 3.35 En base a lo indicado, se puede expresar que la ocurrencia de fenómenos naturales que podrían afectar a las obras de los proyectos del programa ha sido tomado en cuenta en los diseños de las obras, utilizando para el propósito las técnicas más avanzadas que la ciencia y la ingeniería disponen actualmente.

O. Inspección y vigilancia

- 3.36 El Banco establecerá los procedimientos de inspección que juzgue necesarios para asegurar el desarrollo satisfactorio del Programa y el Prestatario deberá proporcionar toda la cooperación que se requiera para el mejor cumplimiento de este propósito. Del monto de Financiamiento se destinará la suma de US\$3.2 millones para que ingrese en las cuentas del Banco por concepto de inspección y vigilancia [Ver proyecto de resolución]. La inspección y vigilancia del programa estará a cargo de la Representación del Banco en Costa Rica.

14/ Los gases contaminantes del medio ambiente que resultan de la combustión de combustibles fósiles en plantas termoeléctricas para la generación de un MWH están constituidos aproximadamente por 641.71 kg de CO₂, 5.35 kg de SO₂, y 4.28 kg de NO_x

- 3.37 El prestatario se ha comprometido con el Banco a elaborar la evaluación ex-post del programa con sus propios recursos, dicha evaluación se realizará a los tres años de la entrada en operación del último de los proyectos del Programa.

IV. EL PRESTATARIO Y EJECUTOR

A. El prestatario y ejecutor

- 4.1 El Prestatario y ejecutor será el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

1. Objetivos y funciones

- 4.2 El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), fue creado por el decreto # 449 de 8 del abril de 1949, como una institución autónoma, que depende del Poder Ejecutivo, con personería jurídica, patrimonio propio y capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones. El ICE cumple las funciones de operar los servicios de electricidad y de telecomunicaciones y de investigar, explorar y explotar los recursos geotérmicos.

2. Estructura administrativa

- 4.3 La administración del Instituto es responsabilidad del Consejo Directivo integrado por siete miembros designados por el Consejo de Gobierno. El Presidente Ejecutivo, que es además el Presidente del Consejo Directivo, tiene la responsabilidad por la dirección de las actividades del ICE. La estructura administrativa del ICE ha sido examinada por el Banco en varias ocasiones y se ha encontrado apropiada para el cumplimiento de sus funciones. El análisis de la organización del ICE se mantiene en los archivos. El ICE ha sido el ejecutor en forma satisfactoria de 13 proyectos financiados, en forma parcial, con préstamos del BID. Un plan de acción para la separación administrativa financiera de la Subgerencia de Telecomunicaciones de la subgerencia de Energía Eléctrica será elaborado en los próximos meses con la asistencia de un consultor especializado. La elaboración e implantación de este plan de acción no afectará la organización para la ejecución del Programa de Desarrollo Eléctrico.

3. Personal

- 4.4 Al 31 de diciembre de 1992, la nómina permanente del ICE ascendía a 9,024 personas además de 1,904 empleados con contrato de plazo definido, asignados a la construcción de proyectos. Esto representa un aumento de 230 empleados (2,6%) con relación a los 8,794 empleados existentes al 31 de diciembre de 1990. El 42% del personal corresponde al sector eléctrico y el 54% es de nivel profesional. La relación de ventas por empleado del sector eléctrico del ICE fue de 1,069, 1,154, 1,201 y 1,324 KWH/Empleado, respectivamente, en los años 1989, 1990, 1991 y 1992 y fue de 1,617, 1,680, 1,711 y 1,789 KWH/Empleado, en la C.N.F.L. en el mismo período, lo que indica una tendencia de mejoramiento de la eficiencia de la gestión en ambas empresas.

4. Auditoría interna y externa

- 4.5 La auditoría interna informa a la Presidencia Ejecutiva del ICE. Cuenta con un manual de organización y con un manual operativo. La unidad desarrolla sus actividades sobre la base de un programa de auditoría que es elaborado con independencia. Los informes de auditoría son dirigidos a un nivel apropiado.
- 4.6 El ICE está sujeto a la fiscalización de la Contraloría General de la República, de la Autoridad Presupuestaria y del Servicio Nacional de Electricidad.
- 4.7 La auditoría externa es realizada por una firma independiente de contadores públicos, aceptable al Banco, que examina los estados financieros del ICE todos los años. Los mecanismos de control interno y externo se encontraron apropiados para el funcionamiento de la empresa.
- 4.8 En relación con la presente operación se recomienda incluir en el eventual contrato de préstamo una cláusula por la cual el ICE se obligaría a presentar anualmente dentro de 120 días del cierre de cada ejercicio, los estados financieros del proyecto durante su ejecución y los de la entidad ejecutora durante la vida del préstamo, ambos con el dictamen de una firma de contadores independientes aceptable al Banco. [Ver Recomendaciones]

5. Administración financiera

- 4.9 La administración financiera del ICE está bajo la responsabilidad de la subgerencia de administración y finanzas. La administración financiera incluye el uso y control de los recursos necesarios para el funcionamiento de la institución. Los sistemas y procedimientos administrativos existentes son adecuados para el funcionamiento de la institución. El sistema de contabilidad produce información oportuna y precisa para la toma de decisiones. El sistema de información es apropiado, contando con información oportuna.

6. Sistemas de seguros

- 4.10 La política de seguros del ICE fue elaborada sobre la base de las recomendaciones de un estudio realizado en 1990 por una empresa consultora especializada internacional. La política consiste en mantener pólizas de seguros que cubran a sus activos de un costo más alto que C\$20 millones (US\$143.000), con la excepción de su sistema de transmisión, contra los riesgos principales y sobre la base de los valores de reposición de los bienes asegurados. Las pólizas de seguro de la empresa fueron verificadas por los auditores externos en su informe sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 1992. El análisis realizado indica que el ICE mantiene una cobertura de seguros apropiada.

B. Análisis financiero histórico

- 4.11 En el Anexo IV-1 se presentan el Informe de Gerencia 15/ y el Resumen de Relaciones Financieras y Operacionales con las principales informaciones de los estados financieros comparativos del ICE consolidados con sus subsidiarias. En el Anexo IV-2, se presenta la misma información para el subsector eléctrico (ICE/CNFL). A continuación se presentan las conclusiones que emanan del análisis desarrollado.

1. ICE y sus subsidiarias

- 4.12 El ICE, consolidado con sus empresas subsidiarias, tiene una posición financiera satisfactoria al 31 de diciembre de 1992, aun cuando su endeudamiento en moneda extranjera es significativo. El total de préstamos contratados en moneda extranjera indica que el sector está expuesto al riesgo de las variaciones de los tipos de cambio. Los ajustes del valor de los pasivos en moneda extranjera registrados para reflejar las devaluaciones de la moneda de Costa Rica en 1990 y 1991 fueron altos en relación con las utilidades derivadas de operaciones y como consecuencia de este factor, principalmente, el ICE consolidado con sus empresas subsidiarias mostró utilidades netas reducidas en esos ejercicios. La política de tarifas por los servicios de electricidad y de telecomunicaciones que se han aplicado en los últimos años ha consistido de la implantación de ajustes periódicos, los que en el caso de electricidad han sido acordados hasta abril de 1994. Esta política ha hecho posible que las operaciones produzcan un razonable nivel de rentabilidad en 1989, 1990 1991 y 1992 . Durante ese período, la generación interna de fondos ha sido suficiente para financiar los costos de operación, el servicio de los préstamos y ha permitido un apropiado remanente de fondos para financiar la contrapartida en moneda local de los proyectos de inversión del sector. Los principales índices financieros muestran que en los últimos ejercicios, el ICE consolidado con sus empresas subsidiarias ha mantenido un apropiado nivel de cobertura de sus pasivos de corto plazo y que la relación de endeudamiento en proporción al patrimonio muestra una tendencia de reducción.
- 4.13 El análisis financiero del ICE consolidado con sus empresas subsidiarias se presenta en forma más amplia en el Anexo IV-3. En la sección D de este capítulo se informa sobre el cumplimiento de las condiciones de carácter financiero de los contratos anteriores que son aplicables a la situación financiera del ICE y sus subsidiarias.

15/ Incluye un resumen de la evolución histórica y proyectada de los resultados de explotación, los balances, y fuentes y aplicación de recursos.

2. Subsector eléctrico de Costa Rica

a. Resultados de las operaciones

- 4.14 Las actividades del sector eléctrico consolidado mostraron pérdidas netas del equivalente de US\$12 millones y US\$24 millones en 1990 y 1991 y mostraron utilidades del equivalente de US\$88 millones 1992. Las pérdidas netas registradas en 1990 y 1991 se debieron, principalmente, a los efectos de las pérdidas de cambio derivadas de la devaluación de la moneda de Costa Rica respecto del US Dólar, como se explica en el análisis financiero histórico del ICE consolidado (Anexo IV-2). En cambio, durante 1992 el valor de la moneda de Costa Rica experimentó una variación más leve.
- 4.15 Al nivel del resultado de la explotación, antes de considerar los gastos financieros y las transacciones ajenas a la explotación, las operaciones del sector eléctrico consolidado produjeron ingresos netos positivos durante el período de 1989 a 1992. Esto se debió a que los ingresos por el servicio de electricidad fueron suficientes para cubrir los gastos de explotación y producir excedentes que además mostraron una tendencia creciente a partir de 1991. Los ingresos por ventas del servicio de electricidad aumentaron en el período debido a que tanto las ventas expresadas en KWH como las tarifas promedio mostraron aumentos anuales. Al respecto, los aumentos de los precios de venta promedio expresados en KWH de la energía eléctrica fueron de 28% y 23%, en términos corrientes, respectivamente en 1991 y 1992. Los gastos financieros siguieron una tendencia de disminución durante el período.

b. Estados de fuentes y usos de fondos

- 4.16 El flujo de fondos del sector eléctrico de Costa Rica fue equilibrado en 1991 y en 1992. El total de recursos manejados por el sector fue del equivalente de US\$197 millones y US\$267 millones en 1991 y 1992 respectivamente, y la proporción de las fuentes internas fue en promedio de 60% respecto del total. El origen de las fuentes internas, se informa en el análisis de los resultados operacionales. Las fuentes externas que mostraron variaciones incluyen los desembolsos de los préstamos que corresponden a los recursos de los financiamientos de OECF y Bid aplicados, principalmente, al proyecto geotérmico de Miravalles. El servicio de la deuda en el período analizado ha representado en promedio el 43% de las aplicaciones de fondos. El programa de obras representó el equivalente de US\$89 millones y US\$163 millones respectivamente en 1991 y 1992 y fue financiado con una apropiada proporción de recursos de la generación interna y de préstamos de largo plazo.

c. Posición financiera

- 4.17 El sector ha mantenido un satisfactorio nivel de cobranzas de sus cuentas por ventas de energía eléctrica en los últimos ejercicios. La empresa ha cobrado el 96%, 89% y el 94% de los saldos por cobrar en 1990, 1991 y 1992, respectivamente.

- 4.18 En relación con la operación bajo estudio se recomienda incluir en el contrato de préstamo la condición existente en los contratos anteriores, mediante la cual el prestatario se compromete a que el subsector eléctrico mantenga un nivel de cobranzas por los servicios que presta, no inferior al 85% de los saldos exigibles. Para estos efectos se considera que son saldos exigibles las cuentas pendientes de pago cuyos vencimientos hayan ocurrido durante el respectivo ejercicio fiscal más las cuentas pendientes de los ejercicios anteriores. [Ver Recomendaciones]

d. Indicadores financieros

- 4.19 Los índices de liquidez corriente muestran una tendencia favorable a lo largo del período, aunque son inferiores a la unidad todos los años. El índice de endeudamiento a largo plazo ha mostrado una tendencia de reducción durante el período y ha pasado de 0,63 a 0,52. La variación operada en 1992, se debe a la revaluación favorable de pasivos. La cobertura del servicio de la deuda tuvo un comportamiento satisfactorio durante el período 1989-1992, siendo mayor que la unidad en todos los años. La rentabilidad sobre el activo fijo en servicio ha tenido una evolución muy favorable, dado que dicho índice ha mostrado una tendencia de aumento por efecto de los incrementos de tarifas aprobados. Respecto a la evolución del índice de contribución de la generación neta a la construcción, se observa una tendencia favorable, con una alta participación en 1992.

D. Cumplimiento de condiciones contractuales

- 4.20 Las condiciones de carácter financiero establecidas en los contratos vigentes con el ICE se aplican de la siguiente forma: (a) Cláusulas que se aplican al ICE consolidado y que están relacionadas con: i) la relación deuda a largo plazo a patrimonio, no deberá exceder el monto de su patrimonio; ii) la cobertura del servicio de la deuda de largo plazo no será mas baja que 1,5 veces y iii) la relación corriente no será mas baja que 1. La evolución de estos índices durante el período de 1989 a 1992 demuestra que el ICE dio cumplimiento a las cláusulas correspondientes; (b) Cláusulas que se aplican al subsector eléctrico y que están relacionadas con: i) Tarifas - Rentabilidad. la rentabilidad de las operaciones del subsector eléctrico alcanzó al 7.89%, 8.28% y 9.31% respectivamente en 1990, 1991 y 1992, en comparación con el mínimo del 8.3% en 1990, 9.8% en 1991 y 10.2% acordado en el Contrato de Préstamo. En consecuencia, las rentabilidades obtenidas en esos años no alcanzaron a cumplir con los mínimos acordados en los Contratos de Préstamo, si bien muestran que la tendencia es creciente positiva y que los márgenes de desviación no son significativos. ii) Tarifas - Contribución al financiamiento de las inversiones. Esta cláusula fue cumplida en 1990, 1991 y 1992 dado que la proporción de la generación interna neta de fondos con el programa total de construcción para 1990, 1991 y 1992 respectivamente, fue 35%, 19% y 50%. Las proporciones requeridas

por la condición son: no inferior al 30% en 1989 y por lo menos el 17% en años subsiguientes. iii) Tarifas - Que entre 1990 y 1992 se alcance un precio promedio consistente con el costo económico del servicio. Esta cláusula se cumplió, dado que de acuerdo al informe de los auditores externos fue de US\$0.0642/KWH en comparación con la meta existente para el 31 de diciembre de 1992 del equivalente de US\$0.0618/KWH (precios de diciembre de 1988), y iv) Cobranzas. La cláusula de cobranzas fue cumplida ya que la cobranza de los saldos exigibles del subsector eléctrico alcanzó a 96%, 89,05% y 94,5% respectivamente en 1990, 1991 y 1992 en comparación con el 85% acordado en el Contrato de Préstamo.

V. VIABILIDAD Y RIESGOS

A. Viabilidad técnica

- 5.1 El programa propuesto es el fruto de estudios cuidadosos realizados por el ICE, un grupo de firmas consultoras y consultores individuales en la preparación de los estudios de factibilidad, diseños y documentos de licitación de los proyectos (los servicios de la firma para el estudio del proyecto eólico Tejona fueron aportados por el Banco mediante una cooperación técnica enmarcada dentro de la facilidad de preparación de proyectos). Dichos profesionales han utilizado criterios, normas y procedimientos reconocidos y compatibles con prácticas modernas de ingeniería, utilizadas por empresas de energía eléctrica, públicas y privadas, en donde se incluyeron los resultados de las investigaciones de los riesgos naturales que podrían afectar las obras.
- 5.2 Para la ejecución del programa, el ICE además de su personal experimentado contará con firmas especializadas y/o consultores individuales en cada uno de los proyectos principales (excepto los de transmisión y distribución eléctrica, para los cuales se tiene amplia experiencia).
- 5.3 Los costos y período de ejecución de los distintos proyectos guardan relación con el nivel de estudios de los mismos y el medio físico e institucional en que se desarrollan, por lo tanto, son realistas y reflejan una combinación viable de recursos nacionales y externos.
- 5.4 El mantenimiento de las instalaciones eléctricas del ICE, ha sido encontrado aceptable. Para la operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones que se financian con el programa, se prevén mejoras, como consecuencia de: (i) los programas de entrenamiento que se incorporarán dentro de los contratos principales, y (ii) los programas que se han incluido dentro de las actividades concurrentes del programa.
- 5.5 Especial atención se le ha dado a los impactos que los nuevos proyectos tendrán sobre el medio ambiente. Para el efecto se han adoptado las medidas necesarias dentro de las especificaciones y los procedimientos que se incluirán en los documentos contractuales. El Departamento de medio ambiente y energía alterna del ICE se fortalecerá y capacitará con la operación de crédito propuesta. Este Departamento será el responsable del seguimiento de la implantación de las medidas de protección al medio ambiente tanto durante la construcción como después, durante la operación de las instalaciones.
- 5.6 En base a lo indicado anteriormente, se puede expresar que los proyectos que se proponen financiar con el programa, desde el punto

de vista del conocimiento que se tiene sobre el medio en que ellos se desarrollarán, el nivel de su preparación, y el cumplimiento de las condiciones que hacen parte de las recomendaciones que se presentan en este documento, son viables técnicamente para ser ejecutados dentro de los imprevistos normales característicos de este tipo de proyectos.

B. Viabilidad económica

1. Los planes de expansión a costo mínimo del sector eléctrico

a. Plan de expansión de la generación

- 5.7 El ICE utiliza el modelo LOGOS desarrollado por Electricité de France para la planificación óptima de la expansión de la generación eléctrica nacional, un sistema predominantemente hidroeléctrico. Este modelo de programación dinámica estocástica optimiza el uso de diferentes tipos de recursos y embalses hidroeléctricos (regulación multianual, regulación menor, filo de agua) en una manera más individualizada y sofisticada que el modelo WASP-3 usado anteriormente. El modelo optimiza tanto la expansión del sistema como la gestión de recursos en base de criterios económicos, en otras palabras, la planificación óptima refleja directamente los costos marginales de la generación eléctrica.
- 5.8 El desarrollo del plan de expansión óptimo fue realizado en base de los tres escenarios del estudio de demanda (incluyendo el efecto de aumentos tarifarios y programas de conservación) presentado en el primer capítulo de este documento. Este plan toma en cuenta una amplia lista de proyectos candidatos de generación hidroeléctrica, geotérmica, eólica, y térmica (incluyendo generación privada). El plan de expansión de mínimo costo, basado en la proyección de demanda base, se presenta en el cuadro de la página siguiente.
- 5.9 El plan de expansión óptimo para el escenario base de demanda considera como proyectos comprometidos los proyectos hidroeléctricos (Toro I y II y Daniel Gutiérrez) y geotérmicos (Miravalles I y II) en construcción hasta el año 1996. Para atender los requerimientos del escenario base de demanda hasta el año 1997, también se requiere una contribución de la generación privada de 38 MW, además de la planta eólica de Tejona de 20 MW.

| PLAN DE EXPANSION - ESCENARIO BASE | | |
|------------------------------------|-------------------------|----------------|
| AÑO | PROYECTO | CAPACIDAD - MW |
| 1994 | P.G. Miravalles I | 55 |
| 1995 | P.H. Generación Privada | 8 |
| | P.H. Toro I | 24 |
| | P.H. Toro II | 66 |
| 1996 | P.H. Daniel Gutiérrez | 20 |
| | P.G. Miravalles II | 55 |
| 1997 | P.E. Tejona | 20 |
| | P.H. Generación Privada | 30 |
| 1999 | P.H. Angostura | 177 |
| 2001 | P.H. Generación Privada | 35 |
| | P.G. Miravalles III | 55 |
| 2003 | P.T. Gas | 2 x 36 |
| 2004 | P.T. Gas | 2 x 36 |
| 2005 | P.H. Guayabo | 245 |
| 2007 | P.G. Tenorio | 55 |
| 2008 | P.H. Siquirres I | 206 |
| 2010 | P.H. Pirrís | 128 |
| 2012 | P.T. Gas | 2 x 36 |

- 5.10 El proyecto hidroeléctrico de Angostura con la modalidad de construcción mixta, entra en el plan de expansión óptimo a mediados de 1999. Según los análisis de sensibilidad efectuados, el resultado de suponer que la modalidad de construcción sea por contrato, ocasiona un atraso de casi un año y un aumento en el valor presente del plan de expansión.
- 5.11 Los proyectos que entran el plan de expansión después del año 2000 son el proyecto geotérmico de Miravalles III y otro incremento significativo en la generación privada en 2001, cuatro unidades de turbinas de gas de 36 MW cada uno en 2003 y 2004 y una en 2012, los proyectos hidroeléctricos de Guayabo, Siquirres I, y Pirrís en 2005, 2008 y 2010, respectivamente, y el proyecto geotérmico de Tenorio en 2007.
- 5.12 El escenario bajo de demanda no cambia el plan de expansión óptimo antes del año 2001, pues aún se requiere el proyecto Angostura a finales de 1999 (unos seis meses más tarde). Se atrasan en dos años los proyectos Miravalles III y Siquirres I, y en vez de seis unidades de turbinas de gas se necesitan solamente tres. El proyecto Pirrís no aparece en el horizonte de planificación que termina en el año 2012.
- 5.13 En el escenario alto de demanda, el único cambio antes del año 2003 en relación al caso base es la adición de dos unidades de turbinas de gas en 1999. En el año 2003, se requiere una planta de carbón

(125 MW) que tiene el efecto de desplazar el proyecto Pirrís fuera del horizonte de planeamiento. También se adelantan los proyectos Tenorio (dos años) y Siquirres I (un año), se requiere el proyecto hidroeléctrico Siquirres II en 2010, y en vez de seis unidades de turbinas de gas se necesitan doce.

- 5.14 El plan óptimo de expansión durante el período de ejecución del programa propuesto, y varios años después, es muy robusto en relación a las variaciones de los escenarios de demanda. El ICE está refinando las estimaciones de los costos de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricas que aparecen en el plan durante la primera década del próximo siglo. Estos estudios (parcialmente financiados por esta operación) aclararán la incertidumbre que existe actualmente en relación a la fecha de entrada del proyecto Pirrís y una planta de carbón así como otros proyectos futuros.

b. Plan de Expansión de la Transmisión

- 5.15 Para cada uno de los proyectos de obras de transmisión se realizó un estudio de optimización cuyo propósito era diseñar las ampliaciones minimizando los costos de inversión, operación y mantenimiento, pérdidas eléctricas y fallas, sin superar los límites técnicos que se especifican en los criterios de planeamiento. Se realizaron análisis detallados de flujos de carga y de estabilidad. En relación a los costos, se llevaron a cabo una serie de análisis de sensibilidad, por ejemplo, variando el valor por KWH de las pérdidas evitadas para cada opción, basado en el costo marginal de generación y transmisión. La solución de mínimo costo es la que incorpora las obras que se incluyen en el programa, y que se han descrito en el capítulo II.
- 5.16 Los estudios del diseño y costo de la línea de transmisión a alta tensión Río Macho-El Este-San Miguel (230 kV) incluyeron varios análisis de otras opciones para esa región, incluyendo la alternativa, satisfaciendo solamente el crecimiento de la demanda doméstica, de reforzar el sistema de 138 kV entre Cóncevas y el valle Central. Actualmente, no existe ningún enlace de 230 kV entre San Miguel y Río Macho. Esta situación restringe los posibles intercambios de energía con Panamá. Como el límite de las posibles transferencias internacionales futuras sin la construcción de la línea de 230 kV es bajo, se adoptó esta opción, sujeta a la verificación de que los beneficios superen los costos. (Ver en este capítulo, la sección 2. análisis beneficio-costos de los proyectos del PDEIII).

c. Obras de Distribución

- 5.17 Los componentes del programa de distribución eléctrica descritos en el capítulo II, han sido diseñados con el objetivo de satisfacer la demanda creciente sin deterioro en la calidad de servicio. Las capacidades propuestas para transformadores y circuitos toman en cuenta la necesidad de minimizar no solamente los costos de inversión, operación y mantenimiento sino también las pérdidas de

energía y potencia. Una parte importante del programa también se dirige al objetivo de aumentar la confiabilidad del servicio, reduciendo la frecuencia y duración de fallas.

d. Modernización del Centro de Control

- 5.18 Se ha mostrado claramente que el centro de control actual es tecnológicamente obsoleto y subdimensionado dado el crecimiento del tamaño del sistema eléctrico nacional de Costa Rica. Se realizó una comparación del costo del nuevo centro y el costo de la alternativa de continuar con el centro actual y aceptar un deterioro en la confiabilidad del sistema, especialmente después del año 2000. El software y hardware seleccionado para el nuevo centro (descrito en el capítulo II) refleja una modernización completa y un esfuerzo importante de llevar la calidad de la operación a niveles internacionales. Al mismo tiempo, la calidad y las dimensiones de los equipos propuestos no sobreestiman las necesidades reales del país.

e. Programa de Conservación de Energía

- 5.19 El programa de conservación de energía (descrito en el capítulo II) consiste de una serie de experimentos y reformas tarifarias, estudios de demanda y de mercados, demostraciones de equipos, y proyectos de información, asistencia técnica y normalización (en la fase I), y comercialización del proceso de inversión en medidas de eficiencia energética (en la fase II). El programa significa un esfuerzo inicial para resolver los problemas comerciales que dificultan el uso eficiente de la energía eléctrica.
- 5.20 Este esfuerzo tiene como objetivo contribuir al desarrollo de la eficiencia de los mercados, tomando en cuenta las características del consumo de la energía eléctrica. Conceptualmente, la meta eventual de un esfuerzo de este tipo es maximizar los beneficios netos asociados al consumo de la energía eléctrica, satisfaciendo las necesidades para los servicios de la energía como la fuerza motriz, la iluminación o la refrigeración a un costo mínimo que incluye no solamente los costos de la empresa eléctrica sino también los costos percibidos por los usuarios en la compra y el uso de los equipos eléctricos. La maximización del bienestar económico no está asegurada por una demostración sencilla de que el costo de un equipo financiado por una empresa eléctrica, pero no recuperado de los usuarios de ese equipo, es inferior a los beneficios relacionados al valor de la energía ahorrada. La razón es que no toma en cuenta las preferencias de los usuarios de los equipos eléctricos ni los costos asociados con su utilización. Por lo tanto, aunque se ha verificado que los costos de los equipos que se distribuirán en la fase II del programa de conservación son de mínimo costo, es muy importante considerar además durante la implementación del programa los costos que enfrenta el usuario.
- 5.21 Los análisis costo-beneficio (Ver la sección 2 que sigue) del componente de inversión del programa de conservación muestra la

relación entre el valor de la energía ahorrada y el costo de los equipos. También es importante interpretar estos resultados tomando en cuenta los costos adicionales para los usuarios de los equipos. Las inversiones de la fase II se diseñarán de manera que reflejen las dificultades de comercializar equipos eficientes, en consideración de las preferencias de los usuarios que deben eventualmente asumir todos los costos de compra y uso de los equipos.

2. Análisis costo-beneficio del programa Desarrollo Eléctrico III

- 5.22 Para todos los componentes del programa se verificó la oportunidad de los proyectos. En el cuadro de la página siguiente se resumen los resultados del análisis de costo-beneficio. En el Anexo V-1 se incluyen los supuestos del análisis beneficio-costos, y en el Anexo V-2 los análisis de sensibilidad.
- 5.23 En el caso del P.H Angostura, se confirmó que la entrada óptima del proyecto en 1999 es muy robusto a variaciones en los parámetros de demanda y de costos utilizados en el modelo de planificación. La rentabilidad económica del proyecto alcanza 17.0% y, como se muestra en el Anexo V-2, es robusto en relación a un aumento del costo de inversión de 15%, y un escenario de demanda reflejando el caso bajo. Los análisis de sensibilidad del proyecto muestran también que su justificación económica no es sensible a una reducción en las proyecciones del precio futuro del petróleo.
- 5.24 Los beneficios económicos del proyecto eólico de Tejona justifican sus costos económicos, en otras palabras, el proyecto alcanza una rentabilidad satisfactoria (13.3%) sin tomar en cuenta la donación del Fondo Global Ambiental. Este resultado es robusto en relación a variaciones en el costo de inversión y en la demanda.

| RESULTADOS DEL ANALISIS ECONOMICO Y DE IMPACTO DISTRIBUTIVO | | | | | | |
|---|---------------------|---------------|-----------------|--------|------|------------|
| PROYECTO | V.P.IN- VERSION | V.P. COSTO | V.P. BENEFIC | VPN | TIR | IMP DIS |
| | Millones de Dólares | | | | % | % |
| <u>Generación</u> Angostura | 134.058 | 171.653 | 235.543 | 63.890 | 16.7 | 8.5 |
| Tejona | 15.334 | 18.140 | 19.346 | 1.206 | 13.3 | 1/ |
| <u>Transmisión</u> SE San Miguel | 1.783 | 48.822 | 62.631 | 13.809 | 39.0 | 11.2 |
| SE Escazú | 2.007 | 53.345 | 75.604 | 22.259 | 54.1 | 5.6 |
| SE Alajuelita | 2.031 | 49.743 | 65.929 | 16.186 | 43.4 | 9.9 |
| SE Garita | 0.692 | 38.505 | 53.777 | 15.272 | 118. | 8.3 |
| SE Cóncavas | 1.287 | 56.491 | 77.090 | 20.599 | 70.2 | 6.2 |
| SE Guayabal | 0.868 | 16.012 | 21.086 | 5.074 | 40.1 | 10.5 |
| SE San Isidro | 1.109 | 17.798 | 23.018 | 5.220 | 35.1 | 6.9 |
| LT Río Macho- San Miguel | 4.050 | 8.676 | 23.968 | 15.292 | 46.0 | 0.0 |
| <u>Distribución</u> Conv./Recons- trucción | 4.136 | 23.475 | 40.601 | 17.126 | 52.2 | 9.2 |
| Nuevos Alimentadores | 4.280 | 20.514 | 43.865 | 23.351 | 58.5 | 14.3 |
| Desarrollo Vertical | 1.202 | 1.202 | 2.476 | 1.274 | 27.2 | 0.0 |
| Desarrollo Periférico | 5.671 | 19.870 | 24.414 | 4.544 | 21.0 | 100. |
| Equipos | 1.014 | 1.014 | 4.957 | 3.943 | 59.9 | 9.1 |
| <u>Centro de Control</u> | 2.655 | 2.693 | 5.082 | 2.399 | 22.5 | 7.6 |
| <u>Conservación de Energía</u> | 2.387 | 2.387 | 9.380 | 6.993 | 78.1 | 13.3 |

1/ Impacto distributivo dominado por mano de obra no calificada

- 5.25 Para las obras de transmisión se calculó la rentabilidad económica de las subestaciones entre 35.1% y 118.2% y de la línea de transmisión Río Macho-El Este-San Miguel de 46.0%. Los resultados son robustos a variaciones en el costo de inversión y en la demanda. Para la citada línea de transmisión, se verificó que se podría aceptar una reducción en la exportación neta del 63% sin perjudicar la justificación económica del proyecto.
- 5.26 Para el componente obras de distribución se tienen los resultados que se pasan a detallar. La rentabilidad económica del componente de desarrollo vertical (analizado circuito por circuito de la muestra de 30% de las obras) alcanza 27.2%. La rentabilidad de las obras de conversión y reconstrucción varía entre 14.9% y 68.5%. La

rentabilidad de los nuevos alimentadores se encuentra entre 20.0% y 86.0%. Para los proyectos de desarrollo periférico, se estima la rentabilidad de las obras entre 12% y 50.7% (basado en una muestra de 58%). La inversión en equipos es rentable tanto para el ICE como para la CNFL (59.9%). En resumen los proyectos del programa alcanzan la rentabilidad mínima requerida. El análisis es robusto a variaciones en los costos de inversión y en la demanda con la excepción de cinco de los proyectos de desarrollo periférico cuya rentabilidad se reduce levemente por debajo de 12% . Estos casos también mantienen su rentabilidad frente a variaciones en costos y demanda si se toma en cuenta otros beneficios económicos (el estímulo a las actividades productivas por menor costo y mayor calidad de producción) y beneficios sociales (mejora en servicios sociales de salud y educación) de la electrificación.

- 5.27 Para el nuevo centro de control la rentabilidad calculada de la inversión alcanzó un 22.5%. Se analizaron variaciones en los parámetros que determinan la rentabilidad de este proyecto (porcentaje de ahorro del costo de la generación térmica y porcentaje de reducción de pérdidas por optimización del flujo de carga), produciendo un rango entre 15.8% y 28.7%. La rentabilidad del proyecto es robusto en relación al aumento de los costos y la reducción en la demanda, y existen otros beneficios no cuantificados por aumento de seguridad de los equipos del sistema, ahorro en mantenimiento y optimización de embalses.
- 5.28 Para el programa de conservación de energía, se estudió el componente de inversión (fase II) en base de seis opciones diferentes para el uso de los fondos disponibles. Las tasas internas de retorno económico (analizadas para cada medida de conservación individualmente) de las seis combinaciones de inversión analizadas salen entre 48% y 87%. Estos cálculos son robustos en relación a variaciones en los costos del programa (incluyendo los costos de comercialización y los costos que enfrenta el usuario) y en la demanda (y consecuentemente el ahorro de energía).
- 5.29 El cuadro de los resultados de la evaluación económica también incluye las estimaciones del impacto distributivo de los proyectos. Estos índices representan el porcentaje de todos los beneficios netos del sector privado captados por el sector de bajo ingreso. Estos beneficios netos están relacionados al consumo incremental (excedente del consumidor), la reducción de energía no servida, la sustitución de otros energéticos de menor calidad y mayor costo, las transferencias netas a la mano de obra no calificada, y los ahorros de los abonados por aumentos tarifarios evitados. Se estima el impacto distributivo del programa total en 9.4%. El Anexo V-2 muestra la distribución de los beneficios netos. Para el sector de bajos ingresos el programa incluye un componente de desarrollo periférico beneficiando comunidades que actualmente no cuentan con servicio eléctrico. Los proyectos de generación eléctrica transfieren recursos a obreros de bajos ingresos. Otro beneficio

viene a través del programa de conservación de energía que contribuirá a resolver barreras de mercado en el uso racional de energía que son especialmente importantes para el sector de bajos ingresos.

C. Justificación de los gastos concurrentes

1. Estudios de proyectos.

- 5.30 La inclusión de los estudios de los proyectos hidroeléctricos Guayabo, Siquirres y Pirris se justifican por el hecho de que los mismos, en base a sus características (costo y producción de energía) definidas en los estudios hasta ahora adelantadas, han sido incluidos en el plan de expansión de la generación de mínimo costo (Ver el primer cuadro que se presenta en este capítulo). El P.H.Boruca con financiamiento del Banco y del Banco Mundial se ha estudiado a nivel de diseños de licitación hace doce años. En esa ocasión, la solución óptima del desarrollo del sitio definió un esquema de aprovechamiento de una presa de enrocamiento con núcleo impermeable de 1520 MW, que hace al proyecto, como está diseñado, muy grande para las necesidades del mercado nacional. El avance actual en el conocimiento y utilización de las presas de hormigón rodillado, o de enrocamiento con pantalla de hormigón, no consideradas en los estudios realizados, permite replantear y optimizar los esquemas de desarrollo del proyecto por etapas. Para constatar que un obra del tipo indicado podría ser atractiva para el país, se desarrollaron los costos y programas de construcción, seguidos con la verificación de que las mismas eran tomadas por el modelo de optimización que se utiliza para el planeamiento de la generación. El resultado indica que existe una alta probabilidad de que el P.H.Boruca desarrollado por etapas, con una presa de hormigón rodillado y una primera etapa de 460 MW, se incorpore al plan de expansión en el año 2005, desplazando al P.H. Siquirres. Esto justifica los estudios propuestos.

2. Otros estudios y programa de entrenamiento

- 5.31 Los otros estudios que se proponen financiar dentro del PDEIII como parte de los gastos concurrentes del programa, corresponden a necesidades definidas, durante el proceso de identificación, y análisis del Banco, como importantes para mejorar los sistemas metodológicos que se usan en la planeación de la transmisión eléctrica, en la programación del planeamiento del mantenimiento de las instalaciones, y para fortalecer los aspectos institucionales del ICE en el manejo de los aspectos ambientales, y de apoyo a la búsqueda de alternativas para las inversiones futuras y las correspondientes a la utilización de la capacidad de construcción que tiene el ICE. El programa de entrenamiento que se propone con el PDEIII cubre la capacitación que requiere el personal de la institución de acuerdo a las actividades vigentes (especialmente en el campo de la geotermia) y las que se desarrollarán durante la construcción de los proyectos PDEIII y luego su operación.

3. Adquisición de instrumentos, equipos y vehículos

- 5.32 Los instrumentos, equipos y vehículos que se incluyen en el programa fueron definidos de un análisis cuidadoso de las necesidades de los proyectos del programa y del sector eléctrico de la institución después de una revisión del estado de los equipos y vehículos existentes.

D. Viabilidad Institucional y Financiera

1. Institucional

- 5.33 La organización y administración del ICE, sus sistemas y procedimientos son apropiados para el cumplimiento de sus objetivos. Sus controles interno y externo son satisfactorios. El ICE ha ejecutado en forma satisfactoria 13 proyectos con financiamiento parcial del Banco, demostrando que cuenta con un plantel de profesionales con experiencia en la ejecución de proyectos similares a los componentes del Programa de Desarrollo Eléctrico III.

- 5.34 En relación con la ejecución del presente programa, cada proyecto está asignado, respectivamente, a la Subgerencia de Desarrollo, de Sistema Eléctrico y de Planificación y Desarrollo Institucional, lo que se considera apropiado. La capacidad de las unidades a las que se les ha asignado la responsabilidad por la ejecución de los proyectos Angostura y Tejona será complementada con la asesoría de grupo de expertos en aspectos especializados. Lo anterior permite concluir que la organización del ICE con el respaldo de la asesoría técnica en aspectos especializados, contará con elementos suficientes para la ejecución de los proyectos de acuerdo a la forma en que se han programado.

2. Financiera

a. Proyecciones financieras

- 5.35 Se ha elaborado un conjunto de proyecciones financieras con el objetivo de evaluar la viabilidad financiera del ICE en su carácter de prestatario y del subsector eléctrico de Costa Rica incluyendo la ejecución del Programa de Desarrollo Eléctrico III. En los Anexos IV-1, IV-2, se presentan: el Informe de Gerencia y el Resumen de Relaciones Financieras y Operacionales que incluyen las principales informaciones de las proyecciones de resultados, de origen y aplicación de fondos, y de balances proforma, respectivamente, tanto del ICE y de sus subsidiarias como del Subsector eléctrico de Costa Rica, y en el Anexo V-4 los supuestos utilizados. Las proyecciones tienen como base la información de los estados financieros auditados de 1992 convertidos a dólares al tipo de cambio prevaleciente en esa fecha.

(i) ICE y Subsidiarias

- 5.36 Un resumen de las principales informaciones históricas y de los resultados de las proyecciones financieras se presenta en el Informe de Gerencia y en el resumen de Relaciones Financieras y Operacionales (Ver Anexos IV-1 y IV-2).
- 5.37 La evolución financiera del ICE y sus subsidiarias será satisfactoria durante el período, de cumplirse los pronósticos elaborados. De 1993 a 2002 el flujo de fondos proyectado del ICE y sus empresas subsidiarias muestra superávits anuales en una tendencia de aumento. La generación interna de recursos aumentará en forma sostenida y será la principal fuente de recursos para la expansión de las actividades del ICE y sus subsidiarias, después de pagar el servicio de los préstamos que tendrá una tendencia de incremento hasta el año 1997. Los superávits anuales de recursos aumentarán a partir de 1998 y al final del período, serán significativos de acuerdo a las proyecciones.
- 5.38 En relación con la operación bajo estudio se recomienda incluir en el contrato de préstamo la condición existente en el contrato anterior, mediante la cual el prestatario se comprometa a cumplir con lo siguiente: Durante la vigencia del presente contrato i) la relación entre sus activos corrientes y su deuda de corto plazo (comerciales y bancarias) no sea inferior a 1 (Se excluye del pasivo corriente la porción corriente del pasivo de largo plazo y las acumulaciones por aguinaldo y vacaciones); ii) no asumir sin la aprobación previa del Banco nuevas obligaciones con vencimientos superiores a un año a consecuencia de los cuales la relación entre su deuda a largo plazo y su patrimonio sea superior a 1 y la cobertura del servicio de sus deudas a largo plazo sea inferior a 1.5 veces excepto el año 1989 en que dicha relación podrá ser menor pero no inferior a 1.2 veces; iii) durante la ejecución del programa el subsector eléctrico del ICE no invierta en obras nuevas distintas a las de este programa, o a las incluidas en otros programas financiados por el Banco, si dichas inversiones anuales totales exceden el 1% del promedio de los activos fijos netos en servicio del subsector. [Ver proyecto de resolución]

(ii). Subsector Eléctrico de Costa Rica

- 5.39 Un resumen de las principales informaciones históricas y de los resultados de las proyecciones financieras se presenta en el Informe de Gerencia y en el resumen de Relaciones Financieras y Operacionales (Ver Anexo IV-1).
- 5.40 Los volúmenes de ventas del sector corresponden a los utilizados en la evaluación económica de los proyectos. Las tarifas por el servicio de electricidad consideran los aumentos autorizados para 1993 y 1994. Los ingresos así proyectados permitirán al sector cubrir los costos de explotación del sistema incluyendo la depreciación y producirán, además, un excedente apropiado para contribuir al financiamiento de la contrapartida local del programa de inversiones.

- 5.41 En relación con la operación bajo estudio se recomienda incluir en el contrato de préstamo la condición existente en el contrato anterior, mediante la cual el prestatario se compromete a que el subsector eléctrico cumpla con lo siguiente: "El Prestatario deberá tomar las medidas apropiadas con el fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos del subsector de electricidad por concepto de tarifas, después de atender sus gastos normales de funcionamiento y el servicio de la deuda, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Si lo anterior no fuera suficiente para cubrir todas las obligaciones financieras del subsector, el Prestatario tomara las medidas adicionales necesarias, las que pueden incluir aumentos en las tarifas, para lograr ese fin." [Ver proyecto de resolución y Anexo A]
- 5.42 **Contribución al Programa de Inversiones.** "La proporción razonable de la contribución al programa de inversiones a que se refiere la cláusula anterior será acordada anualmente con el Banco. A este fin el Prestatario presentará el Banco dentro de los dos últimos meses del ejercicio anterior una propuesta respecto a la contribución del año siguiente. En todo caso, el acuerdo se logrará dentro de los dos meses de iniciado cada ejercicio comenzando con el de 1995. Dicha proporción se determinará relacionando la generación interna neta de fondos de un año con el programa total de construcción para ese mismo año incluyendo los gastos financieros. La proporción para el ejercicio 1994 no será inferior al 35% y en años subsiguientes será de por lo menos el 30%. [Ver proyecto de resolución y Anexo A]
- 5.43 En el anexo IV-2, página 3 se presenta la comparación, para el período 1993-2002, entre la tarifa y el costo total del KWH vendido, integrado por la suma de la contribución al programa de inversiones, el servicio de la deuda y los costos operativos excluida la depreciación, todo llevado al valor presente neto. Se observa que con las tasas de descuento de 8%, 10% y 12%, la tarifa es más alta que el costo del KWH.
- 5.44 El flujo de fondos proyectado del subsector muestra que el mismo obtendrá superávits por montos moderados durante los años iniciales. El flujo de fondos indica que en el segundo quinquenio se producirán superávits anuales de fondos que resultarán en un significativo saldo acumulado para el financiamiento de las inversiones que se requieran en el futuro. La generación interna de recursos del sector eléctrico aumentará en forma sostenida durante el período de 1993 a 2002 y será la principal fuente de recursos para la expansión de las actividades del sector. Las fuentes externas de recursos incluyen los desembolsos de los préstamos BID, del Banco Europeo de Inversiones y de la donación de la GEF. El sector eléctrico podrá destinar una proporción satisfactoria de los recursos de su generación interna para cumplir con el servicio de los préstamos y a partir de 1999 existirá un margen satisfactorio de recursos disponibles para el financiamiento de otras inversiones de la empresa.

3. Conclusiones del análisis financiero

- 5.45 Las proyecciones financieras del ICE y del sector eléctrico, basadas en las premisas que se incluyen en el anexo V-3 que se consideran aceptables, demuestran que el financiamiento del programa de inversiones del sector es viable. La generación interna de fondos proyectada será suficiente para cumplir todas las obligaciones financieras y mantener un flujo de efectivo equilibrado durante el período.
- 5.46 Sobre la base del cumplimiento de las diferentes recomendaciones contractuales de carácter financiero propuestas en el presente informe y de los resultados proyectados se estima que ICE contará con los recursos de contrapartida que se requieren para la ejecución de los proyectos y para el financiamiento de sus actividades durante el período analizado. Además, sobre la base del análisis prospectivo realizado se concluye que se han tomado medidas apropiadas para que el subsector eléctrico de Costa Rica pueda desarrollar sus actividades de acuerdo a normas apropiadas de administración financiera y pueda cumplir con lo acordado en los contratos de préstamo con el BID.

E. Riesgos de la operación

- 5.47 Como se ha experimentado en la ejecución de los proyectos pasados, los riesgos principales se encuentran en los aspectos relacionados con los procesos licitatorios debido a las apelaciones frecuentes que son permitidas en la legislación actual; la reducción de este riesgo depende de que se encuentre una solución con la Contraloría General de La República en los aspectos indicados. Ante una consulta a la sala constitucional sobre la ley de expropiaciones del ICE, que regía para la adquisición de terrenos y servidumbres, se originó el riesgo relacionado con la Resolución de dicha Sala Constitucional. También se considera como riesgo, el hecho de que la proyección bajo el actual programa de préstamo del Banco con Costa Rica, en 1997 la razón de servicio de la deuda de Costa Rica con el Banco en relación a sus exportaciones de bienes alcanzaría un nivel cercano al 4.3%.

F. Conclusión y recomendación sobre el programa

- 5.48 En base a lo expuesto en este documento, la Administración del Banco considera viable el programa desde el punto de vista técnico, económico, financiero, institucional, jurídico y ambiental. Por lo tanto se recomienda la aprobación del préstamo, para lo cual se someten a la consideración del Directorio Ejecutivo los documentos normativos correspondientes, incluyendo los proyectos de resoluciones modificatorias de los préstamos anteriores al ICE. En adición a lo anterior, también se recomienda autorizar a la Administración efectuar las modificaciones que sean necesarios a los capítulos de las Recomendaciones y Anexos correspondientes a los referidos préstamos anteriores al ICE, con el fin de armonizarlos con la cláusula tarifaria estipulada en el párrafo

8(e) del Apéndice I y el capítulo VII del Apéndice III de este documento."

COMPARACION DE LA TARIFA CON LOS COSTOS MARGINALES

| COMPARACION DE LA ESTRUCTURA DEL COSTO MARGINAL Y LA ESTRUCTURA TARIFARIA ^{1/} | | | |
|--|--|--------------------------------------|-------------------|
| | COSTO MARGINAL ^{2/} (Ctv \$/KWH) | TARIFA ^{3/} (Ctv \$/KWH) | DIFERENCIA (%) |
| BAJA TENSION | 8.1 | 6.9 | -15.4 |
| Residencial | 8.1 | 6.1 | -24.8 |
| No residencial (comercial) | 8.2 | 9.7 | 18.0 |
| Alumbrado Público | 7.8 | 3.0 | -61.9 |
| MEDIA TENSION (industrial, comercial, cooperativas rurales) | 6.8 | 8.6 | 26.9 |
| ALTA TENSION ^{4/} (Cooperativas rurales, empresas eléctricas municipales, grandes industrias) | 6.4 | 4.8 | -24.0 |
| PROMEDIO TOTAL | 7.5 | 7.2 | -4.0 |

- ^{1/} Basado en los costos y las tarifas de las dos principales empresas eléctricas, ICE y CNFL
^{2/} Cálculados a precios de diciembre, 1992
^{3/} Diciembre, 1992
^{4/} Excluye las ventas del ICE a la CNFL

SUPUESTOS BASICOS DE LAS PROYECCIONES DE DEMANDA

- 1 El escenario base incluye el supuesto de un aumento futuro en la tarifa residencial de 1% por año durante el período hasta el año 2000. Este aumento producirá un nivel tarifario promedio muy parecido al promedio del costo marginal estimado. El escenario de demanda baja incorpora el supuesto de un aumento residencial de 2% por año durante este período y de 1% anual del 2001 al 2010, y también un aumento de 1% anual para el sector general y 0,5% anual para el sector industrial hasta el año 2000. Estos supuestos reflejan niveles del costo marginal a baja y media tensión un poco más altos que los niveles estimados en el estudio reciente. El escenario de demanda alta no incluye ningún aumento tarifario futuro.
- 2 El segundo supuesto clave para la especificación de los escenarios de demanda futura es la tasa de crecimiento económico de Costa Rica, la cual se toma en cuenta a través de las tasas de crecimiento (para el período 1994-2010) del producto interno bruto, PIB, (se usa el PIB por vivienda residencial para proyectar el consumo por vivienda, para después multiplicarlo por una proyección del número de viviendas conectadas, o abonados), el valor agregado comercial, VAC, (se usa el VAC por establecimiento para proyectar el consumo por establecimiento del sector general para después multiplicarlo por una proyección del número de establecimientos), y el valor agregado industrial, VAI, (se usa el VAI para proyectar el consumo industrial total).
- 3 Además, se supone en las proyecciones residenciales para todos los escenarios, que el grado de electrificación crece de 92% de las viviendas en 1993 hasta 95% en 2005.
- 4 Finalmente, los modelos sectoriales de proyección de demanda aplican elasticidades de largo plazo y esquemas de ajuste de la demanda a cambios en los niveles de los variables independientes.
- 5 En los cuadros siguientes, se presentan los supuestos básicos mencionados.

| Tasas de Crecimiento del PIB, VAC, VAI % Anual | | | |
|---|----------------|--|------------------------|
| | Escenario Bajo | Escenario Base | Escenario Alto |
| PIB | 4,00 | 4,25 (tasa promedio 1983-1992, 4,569) | 4,50 (4,75 en 1994) |
| VAC | 5,25 | 5,25 (tasa promedio 1983-1992, 5,48%) | 5,75 |
| VAI | 5,25 | 5,25 (tasa promedio 1983-1992, 5,07%) | 5,75 |

| % Anual de Cambio del Precio de Otras Variables: (A) Precio Electrodomésticos-Sector Residencial (B) Precio Equipos de Refrigeración - Sector General | | | | | | |
|--|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|
| Período | Escenario Bajo | | Escenario Base | | Escenario Alto | |
| | (A) | (B) | (A) | (B) | (A) | (B) |
| 1983-1986 | -4,00 | -3,00 | -4,00 | -4,00 | -5,50 | -6,00 |
| 1987-2000 | -3,00 | -2,50 | -3,50 | -3,50 | -5,00 | -4,00 |
| 2001-2010 | -3,00 | -2,00 | -3,00 | -3,00 | -4,00 | -3,50 |

| % Anual de Cambio del Precio de Gas Licuado | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|
| Período | Escenario Bajo | Escenario Base | Escenario Alto |
| 1993 | -2,00 | -1,75 | -1,50 |
| 2000 | 0,00 | 1,00 | 1,00 |

| | Elasticidad |
|---|-------------|
| PIB por vivienda residencial | 0,20 |
| VAC por establecimiento (abonado) general | 0,50 |
| VAI total | 1,25 |
| Precio electricidad: | |
| Sector residencial | -0,45 |
| Sectores general e industrial | -0,40 |
| Precio gas licuado de petróleo: | |
| Sector residencial | 0,45 |
| Precio electrodomésticos residenciales | -0,35 |
| Precio equipos de refrigeración comercial | -0,35 |

| Esquemas de Ajuste (% según tiempo en años) | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Precio electricidad: residencial | 40 | 20 | 20 | 10 | 10 | |
| general | 50 | 25 | 15 | 10 | | |
| industrial | 35 | 25 | 15 | 10 | 10 | 5 |
| Precio gas licuado: residencial | 40 | 20 | 20 | 10 | 10 | |
| Precio electrodomésticos residenciales | 40 | 30 | 30 | | | |
| Precio equipos de refrigeración, general | 40 | 20 | 20 | 10 | 10 | |

PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO III

JUSTIFICACION DE LA CONSTRUCCION DE OBRAS POR ADMINISTRACION

- 1 En operaciones anteriores, tales como la central hidroeléctrica de Corobici (préstamos 34/IC y 22/VF-CR), la central hidroeléctrica Ventanas-Garita (préstamo 67/IC-CR), la central geotermoeléctrica de Miravalles I & II (préstamos 200/IC y 572/OC-CR), la central hidroeléctrica de Sandillal (préstamo 535/OC-CR), y las centrales hidroeléctricas Toro I & II (préstamo 572/OC-CR), el Banco ha autorizado que algunas de las obras civiles (túneles y casas de máquinas) sean ejecutadas por administración directa. Los resultados obtenidos por este procedimiento han sido satisfactorios, en el sentido de que las obras se han terminado dentro del estimado de costos, plazos de ejecución, y de muy buena calidad. El Instituto Costarricense de Electricidad-ICE con el respaldo del Gobierno de la República, para el Programa de Desarrollo Eléctrico III, de nuevo ha solicitado se le autorice construir varias obras civiles y montajes por dicha modalidad, entre las cuales se destacan las obras civiles del túnel, casa de máquinas y tubería de presión de la planta hidroeléctrica Angostura.
- 2 La política del Banco en materia de adquisiciones contempla la administración directa como un método o procedimiento de excepción cuando resulta con claridad que con ella se pueden obtener economías. Cuando se presentó el perfil II de la operación, el Comité de Préstamos (punto 4 del Acta del Comité RLC-20/93 del 4 de marzo de 1993) "...recommended the Project Team, the Procurement Unit and the Legal Department to review this request and to attempt to keep the force account work to the minimum"
- 3 Los resultados del análisis efectuado por el equipo de proyecto fueron presentados en un documento amplio sobre el tema titulado: "Proyecto Hidroeléctrico Angostura, Obras por Administración Directa, Justificación" de fecha 19 de agosto de 1993, que se presentó en dicha fecha a la Subgerencia de Infraestructura y a la Jefatura de la División de Energía del Departamento de Análisis de Proyectos. 1/ Estos resultados, lo mismo que la recomendación que se presenta al final de esta Sección, incorporan las contribuciones efectuadas por el Departamento Legal y la Unidad de Adquisiciones del Departamento de Operaciones que se obtuvieron como consecuencia de su revisión, efectuada en cumplimiento del mandato del Comité de Préstamo antes transcrito. A continuación se presentan en forma resumida los resultados obtenidos.
- 4 En primer lugar se puede indicar que el porcentaje de los costos de la administración directa de obras llegaría a un 14.5% con respecto

1/ Copia de dicho documento se encuentra disponible en los archivos de la División de Energía

al costo directo del proyecto, que tal como se presenta en el cuadro que sigue representa una disminución de la participación del ICE en la construcción de obras por administración en los proyectos hidroeléctricos. Los costos de administración directa son cubiertos en su totalidad con los recursos de la contrapartida local.

| Evolución participación porcentual costo administración directa de obras | | | |
|--|----------------------|-------------------------------|--------------------------|
| PROYECTO | Costo Directo | Administración Directa | |
| | (a) US\$ millones | (b) Costo US\$ millones | (c)= (b)/(a)x100 % |
| 1. P.H. ARENAL | 50.44 | 23.2 | 46.0 |
| 2. P.H. COROBICI | 62.5 | 25.1 | 40.2 |
| 3. P.H. VENT. GARITA | 93.7 | 44.3 | 47.3 |
| 4. P.H. SANDILLAL | 35.3 | 11.1 | 31.6 |
| 5. P.H. TORO 1 & 2 | 52.5 | 10.8 | 20.8 |
| 6. P.H. ANGOSTURA (proyecto propuesto) | 197.3 | 28.6 | 14.5 |
| Notas : (i) Los montos de los costos de la administración directa de la columna (b) se obtuvo de los informes de proyecto del Banco. Se tiene certeza de que hay consistencia en los criterios empleados para el cálculo de estos costos en los últimos tres proyectos, pero no en los anteriores a estos; (ii) como en el P.H. Arenal ocurrieron sobre costos y éstos en su mayoría fueron en las obras por administración cubiertos con recursos locales, el % del costo de las obras ejecutadas por administración en realidad fue más alto que el indicado en el cuadro. | | | |

- 5 En cuanto a la experiencia y capacidad del ICE para construir y supervisar obras civiles y montajes similares a la que propone construir por administración directa para el P.H. Angostura, se encontró: (i) que como se puede observar del cuadro siguiente las mismas han sido importantes, puesto que se ha construido 45.9 kilómetros de túneles, 8 casas de máquinas, 6,817 metros de tuberías de presión; (ii) que dicha experiencia es válida para las obras de Angostura por que se emplearán las mismas técnicas de construcción que se utilizaron en el pasado 2/, incluyendo los problemas experimentados (lecciones aprendidas). Sobre esto, vale la pena recordar que en la ejecución del proyecto Arenal, se produjeron atrasos y sobre costos 3/ por una falla del túnel de conducción una vez construido (Ver informe PPR 9/82 de la oficina de evaluación de operaciones -OEO- de la Contraloría del Banco).

2/ Se estudió la posibilidad de que un contratista tal vez podría emplear técnicas más avanzadas en la excavación del túnel mecanizando dichas excavaciones mediante el empleo de "túnel boring machines-TBM". El resultado del estudio del ICE concluyó que las condiciones geológicas variables que se encontraran y la longitud del túnel impiden el uso de este método constructivo. Conclusión que fue apoyada por los expertos de los Grupos Consultivos del ICE.

3/ De acuerdo al informe de OEO el sobre costo fue de 96.7%, y la terminación del proyecto del proyecto ocurrió dos años más tarde que lo previsto inicialmente. También se destaca que la capacidad instalada fue de 157 MW en vez de 137 MW, o sea 20 MW adicionales.

Esto se originó por que el diseño no especificó blindaje, y no por el proceso constructivo. La construcción del túnel propiamente dicha se terminó en la fecha prevista y sin errores atribuibles a la misma. Para la reparación del túnel, el ICE tuvo que construir un pozo de acceso al túnel para introducir el blindaje en el tramo dañado, y gracias a su capacidad de ejecución las mismas se pudieron realizar en 9 meses; adicionalmente, conviene indicar que en las obras construidas posteriormente al proyecto Arenal, el ICE no ha experimentado problemas de este tipo, sino que por el contrario las mismas se han construido dentro del presupuesto aprobado y plazos fijados; (iii) que los promedios requeridos para la colocación de concreto y las excavaciones en las distintas obras que el ICE ejecutará por administración directa en el P.H. Angostura, han sido alcanzados o superados en las obras de las mismas dimensiones realizadas anteriormente por el ICE; y (iv) que la calidad de las obras han sido satisfactorias, aun en el caso del P.H. Arenal como indica el informe de OEO. 4/

- 6 No obstante lo expresado sobre la competencia del ICE para construir obras por administración, dado la magnitud y numero de frentes de obras simultáneos, se consideró conveniente que para la supervisión de las mismas (las obras de administración directa) se contratará una firma consultora especializada, la cuál contará con apoyo de profesionales del ICE con experiencia en supervisión técnica; además, se dispondrá de los servicios de las otras firmas consultoras especializadas que se contratarán para el proyecto; por último, todas las actividades estarán respaldadas al más alto nivel por el Grupo Consultivo del proyecto, integrado por expertos de renombre internacional.
- 7 En cuanto a los equipos de construcción que se requieren para comenzar las obras críticas antes de la elegibilidad del préstamo, se encontró que el equipo remanente de las obras en curso (Miravalles I y P.H. Toro I & II) son suficientes mientras llegan los que se importarán con los recursos del eventual préstamo. En lo concerniente al uso que se le dará a los equipos adquiridos para la construcción del P.H. Angostura, luego de la conclusión del proyecto y el remanente de vida útil que les quedará. En este sentido se puede indicar que la depreciación de los equipos de construcción alcanza US\$7.67 millones, o sea un 45% del costo total de los equipos (US\$ 17 millones), quedando por lo tanto equipos con vida útil y valor residual de US\$9.6 millones.

4/ La capacidad y experiencia del ICE es de reconocimiento internacional como es el caso de una comunicación reciente del Dr. James W. Libby, experto mundial en construcción de obras hidroeléctricas, y miembro de Grupos Consultivos de más de 30 proyectos hidroeléctricos financiados por el Banco Mundial y el BID.

| Experiencia del ICE en la construcción de obras por administración | | | | | | |
|--|----------|-------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|
| PROYECTO | CAP | Túnel | | Casa de Máquinas | Tubería Forzada | |
| | MW | Longitud - m - | Diámetro - m - | Dimensión - metros - | Longitud - m - | Diámetro - m - |
| 1. P.H.GARITA | 30 | 4,378 | 3.35 | 15 x 25 | 489 | 2.9 |
| 2. P.H.RIO MACHO/TAPANTI | 120 | 21,092 | 3.6 | 15 x 90 | 100 | 3.0 |
| 3. P.H.ARENAL (1) | 157 | 6,780 580 | 5.0 6.5 | 21 x 55 | 658 | 4.6 |
| 4. P.H.COROBICI | 174 | 4,795 | 5.2 | 22 x 78 | 803 | 4.4 |
| 5. P.H.VENTANAS- GARITA | 95 | 6,757 | 4.2 | 12 x 40 | 1,270 | 3.9 |
| 6. P.H. SANDILLAL | 32 | 298 | 6.5 | 31 x 49 | 231 | 6.5 |
| 7. P.H TORO I & TORO II | 23 66 | 1,014 170 | 2.3 2.1 | 20 x 30 18 x 34 | 1,685 1,577 | 2.1 2.0 |
| TOTALES | | 45,865 | | | 6,813 | |
| P.H. ANGOSTURA (propuesto) | 180 | 6,430 | 6.8 | 26 x 64 | 535 | 4.5 |
| Notas: (1) Se presenta aquí el túnel principal y el túnel de desvío del río Arenal. (2) En la Planta de Cachí el ICE construyó dos túneles de desvío del río Reventazón de 6.5 m de diámetro y 110 y 130m de longitud. | | | | | | |

- 8 Adicionalmente, sobre el mismo punto anterior se puede indicar que: (a) en primer término hay que recordar que los equipos remanentes por sí solos no son suficientes para la ejecución de nuevos proyectos, y que por lo tanto serán utilizados para ejecutar obras previas en los proyectos que se inicien en el futuro de tal manera que se reduzca la fecha de entrada de las nuevas plantas, como en el caso de Angostura, en que los equipos disponibles financiados por el Banco para la construcción de los proyectos anteriores (especialmente las hidroeléctricas Sandillal, Toro I & II) permiten la realización de las excavaciones en la zona del vertedero y la producción de una cantidad de agregados para concreto previo a la movilización del contratista, permitiendo que el mismo pueda desviar el río en el verano de 1998 ^{5/}. Si no se contara con estos equipos el desvío se postergaría un año, con el consiguiente atraso de la puesta en operación de la Planta; (b) en segundo término los equipos remanentes serán utilizados para el mantenimiento de plantas y atención de emergencias. Cabe recordar que un país sísmico, de suelos jóvenes (desde el punto de vista

^{5/} El programa de construcción requiere el desvío del río en el verano de 1998 para poder construir la parte más crítica de la presa en dicho período seco; estas obras son de difícil realización en el período de lluvias.

geológico) y de alta pluviosidad se presentan con cierta frecuencia deslizamientos y fallas que requieren atención inmediata, de no contar con equipo pesado la Institución, no podría cumplir a cabalidad con sus objetivos.

- 9 Para permitir al ICE decidir sobre la cantidad y tipo de equipos de construcción que el Instituto debe retener después de terminadas las obras de Angostura, y al mismo tiempo lo que debe hacer con los demás equipos, incluyendo la opción de la formación de una empresa constructora independiente que participaría en licitaciones de obras futuras del país y la región, se ha incluido un estudio sobre el tema como parte de los gastos concurrentes del programa.
- 10 Para la comparación de los estimativos de costos y plazos de ejecución, entre los dos modalidades de ejecución, se elaboraron varios esquemas alternativos con las posibles combinaciones que existen con las tres obras principales que el ICE propone ejecutar por administración directa-ya sea que las mismas se ejecuten por administración directa o por contrato. Para cada esquema estudiado se calcularon tanto los costos como los plazos de ejecución del proyecto. 6/ Se enfatiza el hecho de que los análisis efectuados son de "estimativos" de costos y plazos de ejecución para las distintas alternativas, que parten de las mismas premisas en cuanto a costos de los insumos básicos y de cantidades de obras, estas últimas derivadas del conocimiento actual y diseños de que se dispone actualmente.
- 11 Se efectuaron dos tipos de análisis. El primero, por el método tradicional de la ruta crítica del proyecto (CPM), que es un método determinístico, que en la mayoría de las veces da fechas optimistas de terminación de las obras, y el segundo, por el método PERT (probabilístico) para encontrar los tiempos esperados de ejecución para las alternativas principales. Los resultados obtenidos por el primer método se presentan en el cuadro que sigue.
- 12 Como se puede apreciar del cuadro presentado, las diferencias de costo son importantes a favor del esquema que incluye las obras por administración (diferencias de US\$24.3 millones en el costo del proyecto, y de hasta US\$30.7 millones, si se incluyen los escalamientos y gastos financieros). Concentrándonos en los US\$24.3 millones, primeramente mencionados, éstos corresponden a la diferencia neta de los presupuestos del costo de las obras para cada una de las dos modalidades, pero principalmente son el producto de los gastos generales del contratista (gastos de licitación, complementación del contrato, domiciliación de la empresa, costos financieros y de garantías, asesorías para la empresa, y la utilidad del contratista)

6/ Para este estudio se contó con la asesoría de la empresa ENDESA, de Chile. La participación de esta empresa asesora se concentró en la comprobación de los costos y plazos de ejecución de las obras de túnel, casa de máquinas y tubería de presión, de estas obras por contrato. El resultado del estudio de ENDESA confirmó los resultados que había calculado el ICE. Adicionalmente, la ENDESA no recomienda comenzar obras (para acortar plazos) para ser entregadas posteriormente a un contratista.

| P.E. ANGOSTURA COSTOS Y PLAZOS SEGUN LA MODALIDAD DE EJECUCION (METODO CPM) | | | | | | | |
|---|---------------------------------------|--|--|--|--|-----------------------------|--------------------|
| No. | Modalidad | A Costo total del proyecto (US\$ mill) | B Diferen- cia con (A-1) (US\$ mill) | C Requeri- mientos finan- cieros (US\$ mill) | D Diferen- cia con (C-1) (US\$ mill) | E Puesta en Marcha | F Dif. (mes) |
| 1 | Mixto | 276.6 | | 349.3 | | 17-may-99 | |
| 2 | Todo por contrato | 300.9 | 24.3 | 380.0 | 30.7 | 27-ene-00 | 9 |
| 3 | Casa Máq por contrato | 279.2 | 2.6 | 352.6 | 3.3 | 27-ene-00 | 9 |
| 4 | Tubería Forzada por contrato | 277.8 | 1.2 | 350.8 | 1.5 | 19-jul-99 | 2 |
| 5 | Túnel por contrato | 290.7 | 14.1 | 367.0 | 17.7 | 27-ene-00 | 9 |
| NOTA: La columna C incluye todos los costos financieros que se requieren para construir el proyecto, se incluye, por lo tanto, además de los costos directos e indirectos del proyecto, los escalamientos de precios y los gastos financieros durante la construcción | | | | | | | |

- 13 En cuanto a las diferencias entre el plazo de ejecución del proyecto bajo las dos modalidades de ejecución, ésta según el cuadro anterior, alcanza a 9 meses. La diferencia radica en el tiempo que toma el proceso licitatorio (un proceso igual al que se requiere para la contratación de la presa-vertedero-toma) para las obras de túnel, casa de máquinas y tubería de presión, que retrasa el inicio de estas obras de marzo de 1995 a febrero de 1996.
- 14 Los resultados de la aplicación del método PERT (probabilístico) se presentan en forma resumida en el Cuadro que sigue 1/. De acuerdo con los resultados presentados, se puede observar que para un mismo nivel de probabilidad existe prácticamente un año de diferencia entre la modalidad Mixta base y las modalidades por contrato. La diferencia es mayor, si es el túnel el que se contrata. Este análisis, por lo tanto, refuerza los resultados obtenidos con el método CPM.

1/

En método PERT probabilístico se le asignan a cada actividad del camino crítico encontrado en el método CPM, los tiempos optimista, probable y pesimista, en que se pueden ejecutar (se asume una distribución normal) para el cálculo del tiempo esperado de cada actividad. El método refleja la diferencia del nivel de riesgo de la ejecución de una obra bajo las distintas modalidades de ejecución

| Análisis PERT-Estimación de tiempos esperados de ejecución | | |
|--|-----------------------|---------------------|
| ALTERNATIVA | Tiempo Esperado fecha | Desviación Standard |
| MIXTA-BASE | 18-10-1999 | 3.43 |
| TODO POR CONTRATO CASA DE MAQUINAS CRITICO | 10-09-2000 | 3.54 |
| TODO POR CONTRATO TUNEL CRITICO | 09-11-2000 | 3.43 |

- 15 En el cuadro que sigue se presenta un resumen de las ventajas y desventajas de las dos modalidades de ejecución. De lo presentado, se concluye que la solución más económica y la que brinda la mayor seguridad para la ejecución del P.H. Angostura dentro de los tiempos y costos previstos, es la modalidad de ejecución bajo la cual varias obras son ejecutadas por administración directa.

| MODALIDAD PARA LA CONSTRUCCION DE LA P.H. ANGOSTURA | VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|---|--|--|
| 1. Modalidad mixta | 1. Menor costo. 2. Plazo de ejecución más corto. 3. Menores riesgos de sobrecostos en la ejecución del proyecto. 4. Utilización de la capacidad y experiencia del ICE. 5. Competencia internacional en la adquisición de equipos y materiales de construcción. 6. Permite una competencia más amplia en las adquisiciones de equipos y materiales para las obras. | 1. Excepción a las políticas de adquisiciones del Banco. 2. Menor alcance de competencia internacional para la ejecución de las obras civiles. |
| 2. Todo por contrato | 1. Menor esfuerzo de la Representación del Banco en la administración del proyecto, pero manejable como se ha demostrado en los proyectos anteriores. 2. No requiere la aprobación de la excepción de la política de adquisición del Banco. 3. Permite la competencia entre firmas contratistas de países miembros del Banco. | 1. Mayor costo. 2. Plazo de ejecución mas largo. 3. Mayores riesgos de sobrecostos en la ejecución. 4. Contrario a las políticas del Banco en cuanto al análisis económico de los proyectos: los estudios independientes concluyen que no es la opción de menor costo y por lo tanto no es la opción que genera los beneficios económicos netos más altos para el país (Ver párrafo 5.10). 5. El desmonte de una capacidad operativa y profesional del país en la construcción de obras importantes, y la pérdida económica/financiera asociada. 6. Los equipos y materiales de construcción no se licitan. |

- 16 Tomando en cuenta: (i) que las obras por administración están previstas en las políticas del Banco como uno de los métodos de excepción que se pueden emplear cuando las mismas estén debidamente justificadas; (ii) que como se ha demostrado en la presentación

anterior, éste es el caso para las obras propuestas para ser ejecutadas por administración, se recomienda se le autorice al ICE llevar las obras por administración directa a que se ha hecho mención 8/.

8/ Ha sido habitual que el Banco autorice, por obvias razones, la construcción y montajes de obras del sistema de transmisión y distribución eléctrica cuando las mismas son ampliaciones de instalaciones existentes y que se encuentran energizadas.

SUPUESTOS PARA EL ANALISIS BENEFICIO-COSTO

- 1 Se aplicaron varios supuestos generales en la estimación de los beneficios y los costos de las inversiones del programa. Se calcularon los beneficios relacionados a la disposición a pagar para energía incremental suponiendo el mantenimiento de la tarifa real futura, en promedio, a niveles del costo marginal del servicio, y estimando el excedente del consumidor a base de la elasticidad precio de demanda a largo plazo en Costa Rica (-0,45 en promedio) de acuerdo con los estudios econométricos con que se cuenta actualmente. Otros beneficios incluyen beneficios por reducción de pérdidas (evaluados según el nivel apropiado del costo marginal), beneficios por reducción de fallas (evaluadas de acuerdo con estudios pasados a \$1.20 por kwh), ahorro de costos por sustitución de otros energéticos, ahorro de combustibles en la generación eólica e hidroeléctrica (o uso de embalses) y en la optimización del despacho de las plantas térmicas, beneficios por optimización de la operación del sistema eléctrico relacionado a los intercambios de energía regionales, beneficios por ahorro de energía y potencia con la conservación de energía, y beneficios ambientales.
- 2 Se calcularon los costos de inversión, operación, mantenimiento y combustibles de cada componente del programa de acuerdo con las corridas de los modelos de planificación correspondientes, y se convirtieron todos los costos y beneficios a precios de frontera de acuerdo con factores de conversión estimados en estudios anteriores. Se aplicó un factor de conversión estándar de 0.93 que refleja la gradual liberalización de la economía costarricense. El factor de conversión para la mano de obra no calificada entra significativamente solamente en los proyectos de generación; en estos casos se aplicó un factor de conversión de 0.83. Actualmente, aunque el nivel de desempleo abierto es bajo, se considera que todavía existen distorsiones significativas en el mercado laboral y también distorsiones en las escalas salariales del sector público en relación al sector privado.
 - a. Supuestos para los proyectos
- 3 Para el proyecto hidroeléctrico Angostura los beneficios económicos cuantificados incluyen la disposición a pagar para la energía incremental suministrada al sistema, el ahorro de los costos de operación y mantenimiento (combustibles) de la generación térmica, el aumento en el volumen de agua enbalsada, la energía exportada y el cambio neto en la confiabilidad. Los costos incorporan un componente importante de transmisión asociada y también los gastos para la mitigación ambiental. Este programa de mitigación está diseñada para resolver todos los impactos ambientales del proyecto.

El valor de otros beneficios ambientales incluidos en los estudios ambientales, como la reducción de la contaminación ambiental de las plantas térmicas y la construcción de nuevos caminos con acceso a tierras agrícolas, no han sido incorporados en el análisis costo-beneficio del proyecto.

- 4 Para el proyecto eólico de Tejona los beneficios económicos consisten principalmente de la sustitución de la generación térmica, además de un aumento neto eventual en la energía suministrada al sistema manteniendo requisitos de confiabilidad. Los beneficios ambientales del proyecto relacionados a la reducción de la contaminación ambiental de la generación térmica no fueron cuantificados.
- 5 Los análisis costo-beneficio de los proyectos de transmisión toman en cuenta la disposición a pagar para la energía incremental suministrada al sistema por las subestaciones y una estimación del valor en términos de la operación del sistema eléctrico de la exportación neta de energía hacia los países vecinos a través de la línea de 230 kV. (Este proyecto aumentaría la exportación hacia Panamá, reduciendo levemente la exportación hacia Nicaragua.) Los proyectos han sido diseñados con el objetivo de minimizar las pérdidas eléctricas y las fallas pero los resultados no dependen de los beneficios adicionales relacionados a estos impactos.
- 6 Para cada componente del programa obras de distribución se han tomado en cuenta diferentes tipos de beneficios económicos. Para los componentes de conversión y reconstrucción y nuevos alimentadores se cuantificaron los beneficios relacionados a la disposición a pagar para la energía incremental, la reducción de pérdidas y la reducción de fallas. Para el componente de desarrollo periférico se estimaron los beneficios por la disposición a pagar para el suministro incremental de energía eléctrica y el ahorro por sustitución de otras fuentes de energía (canfín, candelas, baterías, leña, etc.). Para el componente de desarrollo vertical se estimaron los beneficios por reducción de pérdidas eléctricas en base de una muestra aleatoria de 30% de un total de 2500 circuitos de distribución secundaria del ICE, CNFL y ESPH. Para estimar los beneficios del componente de equipos se calculó la disminución futura del índice de duración promedio de interrupción en el sistema atribuible a los equipos de protección, los sistemas SCADA y los camiones.
- 7 Para el nuevo centro de control, tres tipos de beneficios fueron tomados en cuenta en la evaluación económica: beneficios por optimizar el despacho económico de las plantas de generación del sistema, ahorrando combustibles, beneficios del programa de flujo de carga optimizada que permite reducir las pérdidas de transmisión, y beneficios por la reducción de las fallas parciales y totales del sistema.

- 8 Para las inversiones de la fase II del programa de conservación de energía, los cálculos toman en cuenta el costo de inversión en equipos y una estimación del valor económico de la energía y potencia ahorrada. El valor de la energía y potencia ahorrada que se usó refleja el nivel del costo marginal del servicio eléctrico estimado en el nuevo estudio. No se incorporaron todos los costos de distribución e instalación de equipos y otros costos que reflejan la eventual comercialización de los servicios de conservación. Los costos tampoco reflejan posibles costos de inconveniencias para los abonados de diferentes opciones. También existen costos relacionados a distorsiones económicas producidas por posibles subsidios de equipos. Los estudios de diseño final para la Etapa II del programa de conservación considerarán todos estos costos adicionales de las medidas escogidas (y también otros beneficios relacionados al estímulo al consumo de los servicios de energía).

ANALISIS DE SENSIBILIDAD Y DISTRIBUCION DE LOS BENEFICOS NETOS ECONOMICOS

| ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA EVALUACION ECONOMICA | | |
|---|-----------------------------|--------------|
| PROYECTO | INVERSION + 15% | DEMANDA BAJA |
| | Tasa Interna de Retorno (%) | |
| <u>Generación</u> Angostura | 14.9 | 15.6 |
| Tejona | 12.0 ^{1/} | 12.9 |
| <u>Transmisión</u> SE San Miguel | 36.9 | 34.8 |
| SE Escazú | 51.5 | 50.1 |
| SE Alajuelita | 41.1 | 39.7 |
| SE Garita | 105.0 | 99.3 |
| SE Cóncavas | 66.1 | 63.2 |
| SE Guayabal | 38.2 | 35.9 |
| SE San Isidro | 33.4 | 31.5 |
| LT Río Macho San Miguel | 43.3 | 40.9 |
| <u>Distribución</u> Conv./Reconstrucción | 46.7 | 48.3 |
| Nuevos Alimentadores | 52.9 | 54.5 |
| Desarrollo Vertical | 23.9 | 25.9 |
| Desarrollo Periférico | 18.6 | 19.0 |
| Equipos | 53.5 | 57.7 |
| <u>Centro de Control</u> | 20.2 | 21.6 |
| <u>Conservación de Energía</u> | 67.8 | 74.2 |

1/ Inversión + 8%

**DISTRIBUCION DE LOS BENEFICIOS NETOS DEL PROGRAMA
Y DEL AUMENTO TARIFARIO EVITADO
(Millones de Dólares)**

| | Sector Privado | | Sector Público | Total |
|---------------------------|----------------|---------|----------------|---------|
| | Bajo Ingreso | Otros | | |
| Generación | 5.891 | 16.756 | 42.449 | 65.096 |
| Transmisión | 6.968 | 80.619 | 26.124 | 113.711 |
| Distribución | 7.206 | 19.889 | 23.143 | 50.238 |
| Centro Control | 0.154 | 1.882 | 0.363 | 2.399 |
| Cons. de Energía | 0.930 | 6.063 | 0 | 6.993 |
| Aumento Tarifario evitado | 30.432 | 372.323 | -402.755 | 0 |
| Total | 51.581 | 497.532 | -310.676 | 238.437 |

Impacto Distributivo del Programa: 9.4% (Estimación del impacto mínimo del programa. El índice aumentaría con la inclusión de flujos indirectos relacionados al consumo de electricidad del sector productivo.)

PROYECTO DE RESOLUCION^{1/}

COSTA RICA. PRESTAMO /OC-CR al INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE)
(Programa de Desarrollo Eléctrico III)

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 Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), como Prestatario y la República de Costa Rica, como Garante, para otorgar al primero un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un Programa de Desarrollo Eléctrico-III, en adelante denominado "el Programa". Este financiamiento se sujetará sustancialmente a las siguientes disposiciones:

1. Monto y monedas: Hasta US\$320.000.000 o su equivalente en otras monedas, excepto la de Costa Rica, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, para pagar bienes y servicios adquiridos mediante competencia internacional en los países miembros del Banco y para los otros propósitos que se indiquen en el contrato de préstamo. Los pagos de las amortizaciones y de los intereses se efectuarán en la moneda o monedas que el Banco oportunamente especifique, en una suma equivalente al correspondiente monto adeudado, calculada por unidades de cuenta en términos de dólares de los Estados Unidos de América, de conformidad con las disposiciones que se incorporen en el contrato de préstamo.
2. Fuente de los fondos: Los recursos del Capital Ordinario del Banco.
3. Garantía: Fianza solidaria de la República de Costa Rica.
4. Comisión de crédito: El 0,75% por año sobre la parte no desembolsada del Financiamiento, comisión que comenzará a devengarse a los 60 días de la fecha del contrato de préstamo y que se pagará en dólares de los Estados Unidos de América en las mismas fechas que los intereses.

^{1/} Las disposiciones contenidas en este Apéndice y en los Apéndices II, III, IV, V, VI, VII, VIII y IX sólo serán definitivas cuando el Directorio Ejecutivo haya aprobado la propuesta de préstamo.

5. Amortización: El Prestatario amortizará el préstamo en un plazo de 20 años contados a partir de la fecha del contrato de préstamo, mediante cuotas semestrales, consecutivas y en lo posible iguales. La primera cuota se pagará en la primera fecha en que deba efectuarse el pago de intereses, luego de transcurridos 6 meses de la fecha prevista para el último desembolso del Financiamiento.
6. Interés: Los intereses serán liquidados sobre los saldos deudores diarios del préstamo y deberán ser pagados semestralmente por el Prestatario. El primer pago se efectuará a los seis meses de la vigencia del contrato de préstamo. El Banco determinará las tasas de interés que se aplicarán durante la vigencia del préstamo, de conformidad con la política del Banco sobre tasa de interés. Durante el período de desembolso y a solicitud del Prestatario, podrán abonarse los intereses con recursos del Financiamiento.
7. Desembolso: El plazo de desembolso del Financiamiento expirará a los 5 años y medio contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo.
8. Condiciones especiales:
 - (a) La ejecución del Programa y la utilización de los recursos del préstamo deberán ser llevadas a cabo en su totalidad por el Prestatario y, para las obras de distribución, en coordinación con la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (estas últimas también denominadas en adelante la "CNFL", la "ESPH" y la "JASEC", respectivamente, o los "coejecutores").
 - (b) Los recursos del préstamo se destinarán a participar en la ejecución de un Programa cuyo costo total se estima en el equivalente de US\$515.400.000. En consecuencia, el contrato de préstamo deberá contener las disposiciones apropiadas para asegurar que se proporcionarán oportunamente, de acuerdo con un plan de inversiones satisfactorio al Banco, los recursos adicionales a los del préstamo que se requieran para la completa ejecución del Programa, en una suma que se estima en el equivalente de US\$195.400.000, que podrá incluir financiamiento del Banco Europeo de Inversiones (en adelante denominado el "BEI") en una suma que se estima en el equivalente de US\$51.000.000; del Fondo Ambiental Global (en adelante denominado el "GET") en una suma que se estima en el equivalente de US\$3.300.000 y/o de otras fuentes de financiamiento.
 - (c) Antes del primer desembolso del Financiamiento, el Prestatario deberá presentar a satisfacción del Banco:
 - (i) evidencia de que ha suscrito un convenio con el BEI o con otra fuente de financiamiento, para obtener recursos adicionales al Financiamiento necesarios para la ejecución

del Programa hasta por el equivalente de US\$51.000.000 y que éste haya sido perfeccionado;

- (ii) evidencia de que se ha creado el Comité Coordinador para el programa de conservación de energía de conformidad con lo previamente acordado con el Banco y designado un coordinador del programa de dedicación exclusiva;
 - (iii) evidencia de que se han contratado tres expertos para integrar el Grupo Consultivo del Proyecto Hidroeléctrico Angostura, con énfasis en las siguientes disciplinas: (A) métodos constructivos; (B) diseños civiles; y (C) funcionamiento hidráulico;
 - (iv) un plan y cronograma para la contratación de los servicios de consultoría necesarios para la ejecución del Programa, previamente acordado con el Banco, en el que se definan los términos de referencia y las fechas o eventos en que se deben contar con dichos servicios para lograr el cumplimiento en tiempo oportuno de la programación general de cada proyecto; y
 - (v) un programa sobre la estructura tarifaria de los usuarios de baja tensión, que alcance en promedio al 85% del costo económico antes del 31 de diciembre de 1997.
- (d) A partir de la vigencia del contrato de préstamo, el Prestatario deberá comprometerse a que, salvo que el Banco lo acuerde de otra manera:
- (i) durante la ejecución del Programa, no realizará dentro del subsector eléctrico, inversiones en obras que se autoricen con posterioridad a la vigencia del contrato de préstamo distintas a las de este Programa o de otro financiado por el Banco, si dichas inversiones anuales exceden en más del 1% al promedio de los activos fijos netos en servicio de dicho subsector; y
 - (ii) durante la vigencia del contrato de préstamo, la relación entre sus activos corrientes y su deuda a corto plazo (comercial y bancaria), no sea inferior a 1 y no asumirá sin la aprobación previa del Banco, nuevas obligaciones financieras con vencimientos superiores a un año, a consecuencia de las cuales, la relación entre su deuda a largo plazo y su patrimonio sea superior a 1 y la cobertura del servicio de sus deudas a largo plazo sea inferior a 1,5 veces.

- (e) El Prestatario y el Garante deberán tomar las medidas apropiadas con el fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos del subsector de electricidad por concepto de tarifas, después de atender sus gastos normales de funcionamiento, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación, y el servicio de la deuda, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Si lo anterior no fuera suficiente para cubrir todas las obligaciones financieras del subsector, el Prestatario tomará las medidas necesarias, las que pueden incluir aumentos en las tarifas, para lograr ese fin.
- (f) En la adquisición de maquinaria, equipos y otros bienes relacionados con el Programa y en la adjudicación de contratos para la ejecución de obras, deberá utilizarse el sistema de licitación pública en todos los casos en que el valor de las adquisiciones exceda el equivalente de US\$250.000 y el de los contratos para la ejecución de obras sobrepase el equivalente de US\$1.000.000. Las licitaciones se sujetarán a los procedimientos que constarán como anexo del contrato de préstamo. Esta disposición no se aplicará a las adquisiciones que se realicen con recursos provenientes de créditos de proveedores o de otras fuentes de crédito.
- (g) No obstante lo establecido en el párrafo (f) anterior, el Prestatario podrá realizar obras por administración directa hasta por un monto máximo del equivalente de US\$30.685.000 con cargo al aporte local, que no incluye el costo de los materiales y equipos que serán licitados e incorporados a las obras ni imprevistos ni escalamiento, consistentes en las obras y montajes que se detallen a continuación:
 - (i) Proyecto Hidroeléctrico Angostura: los caminos de acceso, campamentos y colonia de operadores, movimientos de tierra, obras civiles de casa de máquinas y tubería forzada, obras subterráneas, obras civiles de Tuis y Turrialba y montajes electromecánicos;
 - (ii) Proyecto Eólico Tejona: caminos de acceso, casa de control, obras civiles y montajes de las subestaciones y la línea de 34.5 KV Tejona-Arenal; y
 - (iii) obras de conversión y reconstrucción, desarrollo vertical, y la instalación y montaje de nuevos equipos (reclosers, seccionadores y los asociados a los sistemas de supervisión y control).

- (h) El Banco establecerá los procedimientos de inspección que juzgue necesarios para asegurar el desarrollo satisfactorio del Programa y el Prestatario y el Garante deberán proporcionar toda la cooperación que se requiera para el mejor cumplimiento de este propósito. Del monto del Financiamiento se destinará la suma de US\$3.200.000 para que ingrese en las cuentas del Banco por concepto de inspección y vigilancia generales.

RECOMENDACIONES

- A. Se recomienda que en el contrato de préstamo y de garantía, según corresponda, se incluyan, además de las condiciones que aparecen en el proyecto de resolución, las siguientes, que deberán cumplirse a satisfacción del Banco:
1. Salvo que las partes lo acuerden de otra manera, antes de convocar a cada licitación pública, o si no correspondiere convocar a licitación, antes de la adquisición de los bienes o de la iniciación de las obras, el Prestatario deberá presentar a la consideración del Banco:
 - (a) los planos generales, las especificaciones, los presupuestos y los demás documentos necesarios para la adquisición o la construcción y, en su caso, las bases específicas y los demás documentos necesarios para la convocatoria;
 - (b) en el caso de obras, prueba de que se tiene la posesión legal, las servidumbres u otros derechos sobre los terrenos que permitan la construcción de las mismas;
 - (c) para los proyectos de distribución eléctrica, evidencia de que ha suscrito contratos con la CNFL, la JASEC, y la ESPH, respectivamente, de conformidad con modelos previamente acordados con el Banco, que deberán establecer: (i) el mecanismo para efectuar el traspaso de los recursos del Financiamiento en las mismas condiciones financieras en que el Prestatario los recibe del Banco; (ii) la forma como las empresas participantes se comprometen a ejecutar las obras de distribución eléctrica; y (iii) las disposiciones relativas al mantenimiento de las obras, de conformidad con el párrafo 6.04 del Apéndice III; y
 - (d) para el Programa de Conservación de Energía, la definición de los mecanismos institucionales y de traspaso de recursos del Programa para la adquisición de equipos, luminarias y aparatos electrodomésticos eficientes para empresas industriales o comerciales, consumidores residenciales seleccionados u otras entidades distintas a las empresas eléctricas.
 2. El Banco podrá reconocer como parte de los recursos de la contrapartida local al Programa, gastos para la ingeniería, administración y obras del Programa, hasta por el equivalente de US\$2.000.000 que se hayan efectuado antes de la fecha de la Resolución DE- /93 pero con posterioridad al __ de ____ de 1993, siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en la resolución y en el contrato de préstamo.

3. El Prestatario deberá presentar al Banco dentro del plazo de 6 meses contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo, para su aprobación, un programa de ejecución computarizado para cada componente del Programa, junto con la demás información que el Banco exige para los informes de progreso, complementados por los requisitos de información del BEI y del GET, para el seguimiento de la ejecución de cada proyecto por parte del Prestatario y del Banco.
4. Durante la ejecución del Programa y dentro del primer trimestre de cada año calendario, el Prestatario deberá presentar al Banco evidencia de que está dando cumplimiento al plan y cronograma de contrataciones a que se refiere la cláusula 8(c)(iv) del Apéndice I, y de acuerdo con términos de referencia y procedimientos aprobados por el Banco.
5. Antes de la aprobación por parte del Banco del contrato para la adquisición de equipos de construcción para las obras que se ejecutarán por administración directa, identificadas en la cláusula 8(g) del Apéndice I, el Prestatario deberá demostrar al Banco que ha contratado la firma consultora para la supervisión de estas obras. Para la contratación de la firma se seguirá un sólo proceso en el cual se precalificarán y se solicitarán ofertas simultáneamente.
6. El Prestatario deberá presentar al Banco, junto con sus estados financieros auditados, y durante la vigencia del contrato de préstamo, evidencia de que ha cobrado no menos del 85% del saldo exigible de las cuentas por cobrar del subsector eléctrico a usuarios del año en el mercado local, entendiéndose por saldo exigible la suma del saldo de las cuentas a cobrar por servicios al inicio de cada ejercicio, más la facturación de enero a noviembre, inclusive, del mismo año.
7. El Prestatario se compromete a cumplir con el programa de ejecución para la implantación del Plan de Manejo Ambiental previamente acordado con el Banco, incluyendo la presentación al Banco de: (a) informes semestrales sobre el avance de la implantación del mismo durante la ejecución del Programa, comenzando 6 meses después de la fecha de vigencia del contrato de préstamo; y (b) un informe intermedio una vez se disponga del estudio de factibilidad del manejo integral de la cuenca del río Reventazón y a más tardar dentro de 36 meses contados a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo.
8. Dentro del plazo de 24 meses contados a partir de la terminación del Proyecto Hidroeléctrico Angostura, el Prestatario deberá preparar un informe sobre las lecturas obtenidas de los instrumentos colocados para la auscultación de las obras durante la vida útil de las mismas, junto con la interpretación de dichos resultados por el Grupo Consultivo, a que se refiere la cláusula 8(c)(iii) del Apéndice I, sobre la calidad de la terminación de las obras y la seguridad de las mismas. En caso de que se considere necesario adelantar trabajos correctivos, éstos se deberán implantar dentro del plazo recomendado por el Grupo Consultivo en el entendido de que los diseños y proceso constructivo a seguirse deberán ser adoptados dentro de los seis meses de aprobarse el informe de auscultación por el Banco.

9. Dentro del plazo de 24 meses contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo, el Prestatario deberá presentar al Banco un plan para los programas de entrenamiento, junto con una lista del personal profesional, técnico y operario que deberá adiestrarse para operar la Planta Eólica de Tejona y el Centro de Control de Energía, una vez construidos, previamente a la puesta en servicio de dichas instalaciones. Dentro de los 12 meses subsiguientes a la presentación del plan, el Prestatario deberá asimismo presentar un informe del estado de la implantación de dichos programas.
 10. Para el Proyecto Eólico de Tejona, el Prestatario deberá incluir en las especificaciones del Centro de Control de Energía, los elementos y programas para el monitoreo del funcionamiento de la planta eólica, incluyendo el cálculo de la energía termoeléctrica desplazada por la generación del proyecto y la cantidad de los gases contaminantes evitados, principalmente el CO₂.
 11. El Prestatario se compromete a que las obras y equipos comprendidos en el Programa serán mantenidos adecuadamente, de acuerdo con normas técnicas generalmente aceptadas; y presentar al Banco, durante los 10 años siguientes a la terminación del primer proyecto del Programa, y dentro del primer trimestre de cada año calendario, un informe sobre el estado de dichas obras y equipos y el plan anual de mantenimiento para ese año, de acuerdo con lo dispuesto en la Sección VI del Apéndice III. Si de las inspecciones que realice el Banco, o de los informes que reciba, se determina que el mantenimiento se efectúa por debajo de los niveles convenidos, el Prestatario deberá adoptar las medidas necesarias para que se corrijan totalmente las deficiencias.
 12. Los estados financieros del Programa durante su ejecución y los del Prestatario durante la vigencia del contrato de préstamo, deberán presentarse anualmente al Banco dentro de los 120 días del cierre de cada ejercicio, dictaminados por una firma de contadores públicos independiente aceptable para el Banco.
- B. Previo a o simultáneamente con la firma de los contratos de préstamo y de garantía, el Prestatario deberá suscribir con el Banco un convenio para una donación por el equivalente de US\$3.300.000 con recursos del Fondo Ambiental Global para cubrir parte del costo del Proyecto Eólico de Tejona o acordar con el Banco otro arreglo para el financiamiento de este componente del Programa.
- C. En el contrato de préstamo deberá incluirse un anexo de contenido sustancialmente similar al del Apéndice III, El Programa, de este documento.

EL PROGRAMA

(Anexo A del Contrato de Préstamo)

I. Objeto

- 1.01 El Programa de Desarrollo Eléctrico III tiene por objeto: (i) efectuar inversiones en todas las áreas del subsector eléctrico, en el período 1994-1999, que sean necesarias para mantener la calidad y continuidad del servicio eléctrico; (ii) aumentar la cobertura del servicio a áreas de bajos ingresos no cubiertas por el sistema eléctrico existente; (iii) continuar y consolidar los esfuerzos del país en conservación de energía; (iv) preparar los proyectos futuros requeridos según el plan de expansión a nivel de factibilidad; (v) desarrollar un programa de fortalecimiento institucional del ICE en el área de medio ambiente; y (vi) lograr beneficios al medio ambiente global, mediante la utilización de la energía eólica en la generación de energía eléctrica.

II. Descripción

- 2.01 El Programa consiste en inversiones en el subsector eléctrico y una serie de actividades concurrentes, que se describen a continuación:

(a) Obras de Generación Eléctrica:

- (i) Proyecto Hidroeléctrico de Angostura-177 MW: Este proyecto aprovechará las aguas de los Ríos Reventazón, Tuis y Turrialba, en la cuenca media del Río Reventazón. Sobre el cauce de este último se construirá la presa principal, con una altura máxima de aproximadamente 38 metros y una longitud de cresta de unos 240 metros, la cual formará un embalse de regulación semanal, con un volumen útil de unos 10.9 Hm³ y una extensión de aproximadamente 2.46 km².

El agua del embalse será llevada hasta la casa de máquinas por una conducción de aguas en túnel de unos 6.4 km. Al final del túnel se construirá un tanque de oscilación del tipo orificio restringido, seguido por la tubería a presión de acero y la casa de máquinas. Se incluirán dos vertederos que, complementados con la descarga de fondo, alcanzan una capacidad de evacuación de aproximadamente 8.300 m³/seg. La casa de máquinas albergará tres turbinas tipo Francis de eje vertical con una capacidad instalada de unos 177 MW. La energía media anual es estimada en 915 GWH. El agua será restituida de nuevo al Río Reventazón por medio de un canal rectangular.

- (ii) Proyecto Eólico Tejona-20MW: Este proyecto consiste en la instalación, en Tejona, de un número suficiente de turbinas eólicas (entre 40 a 100 unidades) para alcanzar 20MW. La generación media anual esperada sería de 93.5 GWH netos.

Se incorporará un centro de control de la planta eólica, con un control remoto en la hidroeléctrica Arenal. La conexión al sistema eléctrico se realizará desde la subestación en Tejona con una línea de doble circuito de 34.5 KV que llegará a la subestación de la planta Arenal que se ampliará con una sección de transformación de 34.5/230 KV, 30/40 MVA.

- (b) Obras de Transmisión Eléctrica: Este componente consiste en: (i) Obras asociadas al Proyecto Hidroeléctrico Angostura (línea de 138 KV, Angostura-Cóncava; enlace 138 KV, S.E Angostura- línea Cachí-Siquirres; y la subestación Angostura); (ii) Obras de transmisión complementarias (línea de 230 KV Río Macho-Este-San Miguel, línea de 138 KV Desamparados-La Caja, ampliaciones de las subestaciones Alajuelita, Cóncavas, San Miguel, Río Macho y la nueva subestación Escazú 138/34.5/13.8 KV, 45 MVA; (iii) ampliación de subestaciones por crecimiento de demanda (San Isidro, Guayabal y La Garita cada una con 30 MVA); (iv) compensación reactiva al nivel de 34.5 KV- 90 MVAR; (v) reemplazo de varios transformadores de potencia y aumento del numero de autotransformadores de reserva; y (vi) equipos para pruebas y mantenimiento de subestaciones.
- (c) Obras de Distribución Eléctrica: Como parte del programa de obras de distribución se incluyen: (i) obras de desarrollo vertical (refuerzos de circuitos secundarios), consistentes en aproximadamente 500 circuitos del ICE, 200 de la CNFL y 50 de ESPH; (ii) obras de desarrollo periférico (extensión de redes), consistentes en unos 600 kms de líneas primarias, y la instalación de aproximadamente 1000 KVA en transformadores de distribución; (iii) obras de conversión de voltaje y reconstrucción de circuitos primarios, mediante las cuales se convertirían circuitos con voltaje de distribución obsoletos (4.16, 13.2 KV) a 34.5 KV: aproximadamente 200 kms de circuitos trifásicos, unos 100 kms de circuitos monofásicos, y 19.000 KVA en cambios de transformadores; (iv) construcción de nuevos alimentadores primarios, unos 200 kms de circuitos trifásicos a 34.5 KV; (v) obras de distribución asociadas a las obras de transmisión, en las cuales se incluye los siguientes alimentadores primarios para enlazar las nuevas subestaciones que se construirán con el programa con la red existente: unos 14.5 kms del circuito a 34.5 KV Toro-Cariblanco; y unos 22 kms de líneas primarias a 34.5 KV asociadas a las subestaciones de transmisión Escazú, San Miguel y Alajuelita; y (vi) equipos para la operación, para cubrir las necesidades de las empresas participantes en el programa (ICE, CNFL, ESPH, y JASEC), incluyendo los sistemas de control y supervisión (SCADA) para dos de los diez centros regionales de distribución.

- (d) Proyecto Modernización Centro de Control de Energía: Este componente consiste en: (i) el reemplazo del sistema de computadores del Centro por un sistema moderno de arquitectura abierta y distribuido, basado en una red de área local; y (ii) la adquisición de los programas de cómputo en tiempo real para operación y despacho económico del sistema interconectado nacional.
- (e) Programa de Conservación de Energía: El programa incluye una serie de actividades en dos fases. Fase I incluye: (i) un componente para desarrollar estructuras tarifarias económicamente eficientes; (ii) un proyecto para fortalecer el modelo econométrico de proyección de demanda; (iii) un estudio de las barreras de mercado que impiden inversiones específicas en conservación; (iv) un estudio para construir una base de datos sobre usos finales de energía eléctrica; (v) proyectos demostrativos de equipos eficientes en todos los sectores de consumo; (vi) instalación de un laboratorio de mediciones de eficiencia energética para el programa nacional de normalización y de plaqueo de equipos; y (vii) programas de información para concientizar y proveer asistencia técnica al público y a la industria. Fase II: incluye estudios de diseño e implantación de un programa de inversión de proyectos de uso eficiente de energía e implantación de los definidos en la Fase I.
- (f) Programa de Actividades Concurrentes: Este programa incluye: (i) un programa de estudios de factibilidad para proyectos futuros (Guayabo, Siquirres, Pirris y Boruca) que se requieren según el plan de expansión; (ii) estudios de medio ambiente, incluyendo fortalecimiento institucional del Departamento de Medio Ambiente y Energía Alterna del ICE; (iii) estudio de alternativas para la inversión privada en los próximos proyectos del ICE; (iv) estudio de las alternativas futuras para el departamento de construcción del ICE, incluyendo la creación de una empresa independiente; (v) fortalecimiento del sector eléctrico del ICE mediante un programa de entrenamiento y adquisición de instrumentos y equipos; y (vi) un programa de adquisición de vehículos para uso del sector eléctrico del ICE.

III. Costo del Programa y Plan de Financiamiento

- 3.01 El costo estimado del Programa es el equivalente de US\$515.400.000 según la siguiente distribución por categorías de inversión y por fuentes de financiamiento:

| Estimativo de costo y plan de financiamiento (US\$ millones) | | | | | | |
|---|---------------------------|------|-----|-------|-------|-------|
| CATEGORIAS | FUENTES DE FINANCIAMIENTO | | | | | |
| | BID | BEI | GET | ICE | TOTAL | % |
| 1. Ingeniería y administración | 6,5 | 0,2 | 0 | 54,7 | 61,4 | 11,9 |
| 1.1 Ingeniería y supervisión | 6,5 | 0,2 | 0 | 36,3 | 43,0 | 8,3 |
| 1.2 Administración y gastos generales | 0 | 0 | 0 | 18,4 | 18,4 | 3,6 |
| 2. Costos directos de construcción | 195,1 | 41,9 | 2,8 | 51,7 | 291,5 | 56,5 |
| 2.1 Hidroeléctrico Angostura | 156,7 | 0 | 0 | 40,7 | 197,4 | 38,3 |
| 2.2 Proyecto Eólico Tejona | 19,9 | 0 | 2,8 | 2,5 | 25,2 | 4,9 |
| 2.3 Obras de Transmisión | 0 | 38,2 | 0 | 0 | 38,2 | 7,4 |
| 2.4 Obras de Distribución | 12,9 | 0 | 0 | 7,3 | 20,2 | 3,9 |
| 2.5 Modernización Centro de Control de Energía | 0 | 3,7 | 0 | 0 | 3,7 | 0,7 |
| 2.6 Programa Uso Eficiente de Energía | 5,6 | 0 | 0 | 1,2 | 6,8 | 1,3 |
| 3. Gastos concurrentes | 14,1 | 0 | 0 | 3,9 | 18,0 | 3,5 |
| 3.1 Estudios de proyectos | 3,7 | 0 | 0 | 0,3 | 4,0 | 0,8 |
| 3.2 Aspectos ambientales (fortalecimiento, y estudio manejo integral cuenca río Reventazón) | 1,1 | 0 | 0 | 0,1 | 1,2 | 0,2 |
| 3.3 Fortalecimiento sector eléctrico (entrenamiento y adquisición equipos) | 7,4 | 0 | 0 | 0,1 | 7,5 | 1,5 |
| 3.4 Adquisición de vehículos | 1,6 | 0 | 0 | 3,4 | 5,0 | 1,0 |
| 3.5 Estudio alternativas del Dept. construcción ICE | 0,3 | 0 | 0 | 0 | 0,3 | 0,1 |
| 4. Sin asignación específica | 46,9 | 8,9 | 0,5 | 15,1 | 71,4 | 13,9 |
| 4.1 Imprevistos | 18,6 | 2,6 | 0,1 | 11,6 | 32,9 | 6,4 |
| 4.2 Escalamiento de costos | 28,3 | 6,3 | 0,4 | 3,5 | 38,5 | 7,5 |
| 5. Gastos financieros de construcción | 57,4 | 0 | 0 | 15,7 | 73,1 | 14,2 |
| 5.1 Intereses | 54,2 | 0 | 0 | 8,6 | 62,8 | 12,2 |
| 5.2 Comisiones de crédito | 0 | 0 | 0 | 7,1 | 7,1 | 1,4 |
| 5.3 Inspección y vigilancia | 3,2 | 0 | 0 | 0 | 3,2 | 0,6 |
| TOTAL GENERAL | 320,0 | 51,0 | 3,3 | 141,1 | 515,4 | 100,0 |
| porcentajes | 62,1 | 9,9 | 0,6 | 27,4 | 100,0 | |

IV. Licitaciones

- 4.01 (a) Cuando los bienes y servicios que se adquieran o contraten para el Programa, incluidos los relacionados con transporte y seguros, se financien total o parcialmente con divisas del Financiamiento, los procedimientos y las bases específicas de las licitaciones u otras formas de contratación deberán permitir la libre concurrencia de proveedores de bienes y servicios originarios de países miembros del Banco. En consecuencia, en los citados procedimientos y bases específicas de las licitaciones o concursos, no se establecerán condiciones que impidan o restrinjan la oferta de bienes o la concurrencia de contratistas originarios de esos países.
- (b) Cuando se utilicen otras fuentes de crédito que no sean los recursos del Financiamiento ni los de la contrapartida local, el Prestatario podrá convenir con el financiador el procedimiento que deba seguirse para la adquisición de bienes y servicios. Sin embargo, a solicitud del Banco, el Prestatario deberá demostrar la razonabilidad tanto del precio pactado o pagado por la adquisición de dichos bienes y servicios, como de las condiciones financieras de los créditos. El Prestatario deberá demostrar asimismo que la calidad de los bienes satisface los requerimientos técnicos del Programa.
- (c) Para efectos de lo dispuesto en el Anexo B, "Procedimiento de Licitaciones", Sección 3.18, del contrato de préstamo, se utilizará el sistema de precalificación o registro de proponentes en las licitaciones para ejecución de las siguientes obras:
- (i) Proyecto Hidroeléctrico de Angostura: el contrato de Presa-Vertedor-Toma; y
- (ii) Proyecto Eólico de Tejona: contrato llave en mano para el suministro, obras civiles y montaje de las turbinas eólicas (torres y máquinas).

V. Servicios de consultoría

- 5.01 En la selección y contratación de servicios de consultoría financiados total o parcialmente con recursos del Financiamiento: (a) deberán aplicarse los procedimientos acordados con el Banco, y (b) no podrán establecerse disposiciones o estipulaciones que restrinjan o impidan la participación de consultores originarios de los países miembros del Banco.
- 5.02 En lo que respecta a servicios de consultoría financiados con recursos de la contrapartida local, el Banco se reserva el derecho de revisar y aprobar, antes de que el Prestatario proceda a la contratación correspondiente, los nombres y antecedentes de las firmas o consultores individuales seleccionados, los términos de referencia y los honorarios acordados. Esta disposición no se aplica a las contrataciones que se

realicen con recursos provenientes de créditos de proveedores o de otras fuentes de financiamiento.

VI. Mantenimiento

- 6.01 El propósito del mantenimiento es conservar las obras comprendidas en el Programa en las condiciones de operación en que se encontraban al momento de su terminación, dentro de un nivel compatible con los servicios que deban prestar.
- 6.02 El primer plan anual de mantenimiento deberá corresponder al año fiscal siguiente al de la entrada en operación de la primera de las obras del Programa.
- 6.03 El plan anual de mantenimiento deberá incluir: (i) los detalles de la organización responsable del mantenimiento, el personal encargado y el número, tipo y estado de los equipos destinados al mantenimiento; (ii) la ubicación, el tamaño y el estado de los locales destinados a reparación y almacenamiento, así como el de los campamentos de mantenimiento; (iii) la información relativa a los recursos que serán invertidos en mantenimiento durante el año corriente y el monto de los que serán asignados en el presupuesto del año siguiente; y (iv) un informe sobre las condiciones del mantenimiento, basado en el sistema de evaluación de suficiencia establecido por el Prestatario.
- 6.04 Para los fines de mantener las obras del Programa que les corresponda a la CNFL, la JASEC y la ESPH, el Prestatario se compromete a asegurar que, en los contratos respectivos que se suscriban con éstas, a que se refiere el párrafo A.1(c) del Apéndice II, se incluyan las disposiciones necesarias para que dichas entidades cumplan con los requisitos estipulados en los literales (a) y (b) del párrafo 11 del Apéndice II.

VII. Tarifas

- 7.01 Para fines de lo establecido en la Cláusula 8(e) del Apéndice I, la proporción razonable del plan de inversiones del subsector eléctrico a que deberán contribuir anualmente los ingresos por tarifas de los servicios de energía eléctrica, no será inferior al 30% y se determinará relacionando la generación interna neta de fondos con el programa total de inversiones del subsector, incluidos sus gastos financieros.

Por generación interna neta de fondos se entiende la diferencia entre la generación interna neta de fondos menos el servicio total de la deuda. Por generación interna de fondos se entiende los ingresos totales de explotación, antes de considerar los cargos por depreciación y amortización, los gastos financieros y los resultados no operacionales.

La proporción razonable de contribución al programa de inversiones a que se refiere la Cláusula 8(e) del Apéndice I y que se establece anteriormente en este párrafo, será acordada anualmente con el Banco, durante la ejecución del Programa, dentro de los 2 primeros meses de cada año calendario, comenzando en el año 1994. Para estos propósitos

el Prestatario presentará al Banco antes del 31 de diciembre de cada año, los estados financieros proyectados que abarquen un mínimo de cuatro años, a partir de la vigencia del contrato de préstamo que incluirán: (i) los cuadros de resultados; (ii) los estados de fuentes y usos de fondos; y (iii) los balances proyectados. Estos estados financieros deberán incluir una descripción detallada de las medidas tarifarias u otras que se proyecten adoptar, para el cumplimiento oportuno de los compromisos financieros.

Con el objeto de hacer un seguimiento de las metas y medidas establecidas en los estados financieros a que se refiere el párrafo anterior, antes del 30 de junio de cada año, comenzado en el primer año de vigencia del contrato, el Prestatario presentará al Banco proyecciones financieras revisadas elaboradas para un período de cuatro años que tomen en cuenta para el año anterior las cifras de los estados financieros.

7.02 Informes Financieros

- (a) La referencia en este contrato a compromisos de información financiera del subsector eléctrico corresponde a datos o informes consolidados del sector energía del ICE y la CNFL.
- (b) La referencia en este contrato a compromisos de información financiera del Prestatario corresponde a datos o informes del ICE consolidados con los de sus subsidiarias.

7.03 A los efectos de lo indicado en la Cláusula 8(d)(i) del Apéndice I, el porcentaje señalado se aplicará separadamente a la inversión en el año a las obras de generación, transmisión y electrificación rural.

RGII-CR008-1
CR-0036
Original: español
Apéndice IV

PROYECTO DE RESOLUCION

COSTA RICA. PRESTAMO 572/OC-CR AL INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE)
(Modificación de la Resolución DE-75/89)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar el párrafo (e) de la cláusula 8 de la Resolución DE-75/89 del 19 de julio de 1989, de la siguiente forma:

Cláusula 8:

- "(e) El Prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas con el fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos del subsector de electricidad por concepto de tarifas, después de atender sus gastos normales de funcionamiento, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación y el servicio de la deuda, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Si lo anterior no fuera suficiente para cubrir todas las obligaciones financieras del subsector, el Prestatario tomará las medidas necesarias, las que pueden incluir aumentos en las tarifas, para lograr ese fin."

PROYECTO DE RESOLUCION

COSTA RICA. PRESTAMO 535/OC-CR AL INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE)
(Modificación de la Resolución DE-122/87)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar el párrafo (e) de la cláusula 8 de la Resolución DE-122/87, modificada, del 11 de noviembre de 1987, de la siguiente forma:

Cláusula 8:

- "(e) El Prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas con el fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos del subsector de electricidad por concepto de tarifas, después de atender sus gastos normales de funcionamiento, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación y el servicio de la deuda, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Si lo anterior no fuera suficiente para cubrir todas las obligaciones financieras del subsector, el Prestatario tomará las medidas necesarias, las que pueden incluir aumentos en las tarifas, para lograr ese fin."

PROYECTO DE RESOLUCION

COSTA RICA. PRESTAMO 200/IC-CR AL INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE)
(Modificación de la Resolución DE-38/86)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar el párrafo (d) de la cláusula 8 de la Resolución DE-38/86, modificada, del 18 de marzo de 1986, de la siguiente forma:

Cláusula 8:

- "(d) El Prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas con el fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos del subsector de electricidad por concepto de tarifas, después de atender sus gastos normales de funcionamiento, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación y el servicio de la deuda, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Si lo anterior no fuera suficiente para cubrir todas las obligaciones financieras del subsector, el Prestatario tomará las medidas necesarias, las que pueden incluir aumentos en las tarifas, para lograr ese fin."

PROYECTO DE RESOLUCION

COSTA RICA. PRESTAMO 67/IC-CR AL INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE)
(Modificación de la Resolución DE-188/80)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar el párrafo (d) de la cláusula 8 de la Resolución DE-188/80, modificada, del 4 de diciembre de 1980, de la siguiente forma:

Cláusula 8:

- "(d) El Prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas con el fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos del subsector de electricidad por concepto de tarifas, después de atender sus gastos normales de funcionamiento, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación y el servicio de la deuda, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Si lo anterior no fuera suficiente para cubrir todas las obligaciones financieras del subsector, el Prestatario tomará las medidas necesarias, las que pueden incluir aumentos en las tarifas, para lograr ese fin."

PROYECTO DE RESOLUCION

COSTA RICA. PRESTAMO 598/SF-CR AL INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE)
(Modificación de la Resolución DE-184/79)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar el párrafo (d) de la cláusula 8 de la Resolución DE-184/79, modificada, del 29 de noviembre de 1979, de la siguiente forma:

Cláusula 8:

- "(d) El Prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas con el fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos del subsector de electricidad por concepto de tarifas, después de atender sus gastos normales de funcionamiento, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación y el servicio de la deuda, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Si lo anterior no fuera suficiente para cubrir todas las obligaciones financieras del subsector, el Prestatario tomará las medidas necesarias, las que pueden incluir aumentos en las tarifas, para lograr ese fin."

PROYECTO DE RESOLUCION

COSTA RICA. FINANCIAMIENTO NO REEMBOLSABLE PARA
EL PROYECTO EOLICO DE TEJONA DEL PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO III
AL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

1. Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco, proceda a suscribir el convenio o los convenios que sean necesarios y a adoptar las demás medidas pertinentes con: (a) el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, en su calidad de fiduciario del Fondo Ambiental Global, para la administración de los recursos de este Fondo que se transfieran al Banco para el financiamiento del Proyecto Eólico de Tejona (en adelante denominado el "Proyecto"), del Programa de Desarrollo Eléctrico III a que se refiere el Documento PR- ; y (b) el Instituto Costarricense de Electricidad, para otorgar a éste un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Proyecto a que se refiere el literal (a) de este párrafo.
2. Destinar para los fines de esta resolución, hasta el equivalente de US\$3.300.000, proveniente del Fondo Ambiental Global.
3. Establecer que la suma anterior sea otorgada con carácter no reembolsable.
4. Establecer que las disposiciones contenidas en los párrafos 1(b), 2 y 3 de esta resolución sólo entrarán en vigor cuando el Asesor Jurídico del Banco determine que el convenio a que se refiere el párrafo 1(a) anterior ha entrado en vigencia.