



**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**

# **INFORME DE TERMINACIÓN DE PROYECTO**

*PROJECT COMPLETION REPORT – PCR*

## **Memorando del Banco**

**Nombre del Proyecto: Programa Híbrido de Energía – Tramo Adicional**

**Número de Proyecto: HO0112**

**Préstamo(s): 936/SF-HO y 937/SF-HO**

# Tabla de Contenido

Página

## 1. Información General

1.1. Objetivo de Desarrollo

1.2. Datos básicos

1.3. Resumen de calificaciones

1.4. Cronología del proyecto

1.5. Documentos de referencia

## 2. Memorando del Banco

2.1. Análisis de resultados (productos, efectos e impactos)

2.1.1. Productos (*outputs*) obtenidos

2.1.2. Efectos (*outcomes*) e impactos del proyecto

2.2. Análisis de la implementación

2.2.1. Medición del desempeño del proyecto

2.2.2. Factores que afectaron la implementación del proyecto (según ISDP)

2.2.3. Análisis de factores críticos para el éxito del proyecto

2.2.4. Análisis de gestión del proyecto y lecciones aprendidas

2.3. Análisis de sostenibilidad

2.3.1. Fortalecimiento Institucional / Organizacional

2.3.2. Sostenibilidad del proyecto

2.4. Desempeño del Organismo Ejecutor

2.5. Bases para la evaluación ex post

2.6. Otras lecciones aprendidas y recomendaciones

## 5. Anexos

Anexo 1A – Fuente de Financiamiento

Anexo 1B – Calendario de Inversiones

Anexo 1C – Información Financiera y Estados Financieros Auditados

### Nota:

Este documento presenta las secciones 1 y 2 del PCR, así como el anexo 1.

La sección 3 (Memorando del Organismo Ejecutor) se presenta en documento separado.

La sección 4 corresponderá a las Minutas del CRG

De la sección 5 (anexos), no se incluyen los anexos 2 y 3 por ser conexiones automáticas del sistema PCR.

En documentos separados se presentan el anexo 4 (Ayuda Memoria del Taller de Terminación de Proyecto) y el anexo 5 (anexo documental opcional)

# Información General

## 1.1. Objetivos de Desarrollo

- A. Estructura del sector energía reformada para alentar la participación del sector privado y mejorar la productividad de la inversión pública, con un servicio público de electricidad mejorado y eficiente.
- B. Suministro de energía eléctrica mejorado en su confiabilidad y eficiencia.

## 1.2. Datos básicos del proyecto

Nombre del proyecto: Programa Híbrido de Energía – Tramo Adicional

Número del proyecto: HO0112

Número de Préstamo / CT: 936/SF-HO, 937/SF-HO

Nombre del Organismo Ejecutor: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Monto de Préstamo / CT Original: \$34,820,000.00

Monto de Préstamo / CT Actual: \$14,140,110.00

Monto Cancelado del Préstamo / CT: \$20,679,890.00

Costo total del proyecto (BID) (Original): \$34,820,000.00

Costo total del proyecto (BID) (Actual): \$14,140,110.00

Autor del Memorando del Banco: César A. Castellón

Fecha del Taller de Inicio (Arranque): N/A

Fecha de Evaluación de Medio Término: N/A

Fecha del Taller de Terminación de Proyecto: 29 de enero de 2004

# Memorando del Banco

## 2.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS (PRODUCTOS, EFECTOS E IMPACTOS)

**2.1.1. Productos (outputs) obtenidos.** Descripción de los productos del proyecto por componente y análisis de factores que afectaron su ejecución

**2.1.1.1. Análisis de indicadores de producto.** Registre los indicadores de los productos obtenidos en cada componente usando los mismos indicadores de producto (*outputs*) que aparecen en el ISDP / PPMR (la Representación podrá suministrar los indicadores del ISDP / PPMR). Compare los indicadores en las columnas Logrado y Planeado. Si existe una diferencia significativa entre ellos, describa brevemente los factores responsables de la diferencia

COMPONENTE 1. Reforma del sector apoyada. – Indicadores de producto	
PLANEADO	LOGRADO
1.1 Nueva ley marco del sector y reglamentaciones aprobadas en junio de 1999. 1.2 Tarifas establecidas en base a criterios técnicos y vigentes a junio de 1999. 1.3 Incorporación del Sector Privado en la generación de energía a junio de 1999.	1.1 No logrado. La Ley de 1994, todavía no ha sido modificada. 1.2 No logrado. Aunque las tarifas medias actuales permiten la sostenibilidad financiera de la ENEE, la estructura de estas y de los subsidios no son eficientes y pueden comprometer la viabilidad financiera hacia el futuro. 1.3 Logrado. Con la Ley de 1994, se abrió la participación privada en la generación y desde esa fecha el crecimiento de la demanda es cubierta por empresas privadas.
Factores responsables de la diferencia (si es aplicable): Este Componente fue cancelado en septiembre de 1997. Por esto en el presente PCR se informa exclusivamente sobre el desarrollo del préstamo de inversión (936/SF-HO)	
➔	

COMPONENTE 2. Línea de interconexión Honduras-El Salvador, en operación. – Indicadores de producto	
PLANEADO	LOGRADO
2.1 La interconexión eléctrica centroamericana realiza intercambios de hasta 150 MW de potencia en el año 2002.	2.1 Las obras é instalaciones de la interconexión en el lado de Honduras y El Salvador, se pusieron en funcionamiento en agosto de 2002, con un retraso de 3 años y a un costo 45% menor para Honduras de lo originalmente previsto.
Factores responsables de la diferencia (si es aplicable): Después de más de 20 años de espera se completa la interconexión eléctrica entre los 6 países centroamericanos y ahora es posible realizar intercambios de 80 Mw de potencia entre los países de la región. Este es un logro muy importante ya que con esta interconexión se completa la primera etapa del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (Proyecto SIEPAC) y se avanza en la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), para su formación paulatina para cuando se implemente totalmente el proyecto SIEPAC en 2006.	

<b>COMPONENTE 3. Control completo del peligro de inundación en la represa El Cajón. – Indicadores de producto</b>	
<b>PLANEADO</b>	<b>LOGRADO</b>
3.1 Inyecciones de cemento realizadas para reducir las infiltraciones de 1,650 a 100 lts./seg. en 1995.	3.1 Las inyecciones subterráneas en la represa El Cajón terminaron exitosamente en abril de 1995, y las infiltraciones se redujeron a 80-100 lts/seg.
Factores responsables de la diferencia (si es aplicable): Pasados 7 años de terminados los trabajos, las pérdidas se mantienen en 80-100 lts/seg y la enorme presión hidrostática del embalse controlada para su operación a capacidad plena en forma segura, eliminándose el peligro del aumento de las infiltraciones y de quedar inutilizada la central hidroeléctrica y prueba de ello fue que resistió el embate de huracán Mitch, ocurrido en octubre de 1998.	

<b>COMPONENTE 4. Diseño y puesta en operación de los procedimientos del Mercado Eléctrico Regional (MER) del Proyecto SIEPAC. – Indicadores de producto</b>	
<b>PLANEADO</b>	<b>LOGRADO</b>
4.1 Procedimientos del MER (operativo, comercial y de transmisión) puestos en vigencia mediante resoluciones de la CRIE ( agosto de 2003).	4.1 Los consultores contratados terminaron los procedimientos y reglamentos para el funcionamiento del MER, en octubre de 2003.
Factores responsables de la diferencia (si es aplicable): Este componente fue incorporado en la Modificación No.1 de la operación y aprobada en noviembre de 2001, junto con la reformulación del SIEPAC. Los 6 países centroamericanos contribuyeron en partes iguales para ejecutar esta consultoría y los reglamentos operativos y comerciales del Mercado Eléctrico Regional (MER) del proyecto SIEPAC, están en proceso de aprobación por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y su implementación se logrará en el 2004.	

<b>COMPONENTE 5. Adquisición de equipos para mejorar la gestión y reducir las pérdidas del sistema de distribución en propiedad de la ENEE. – Indicadores de producto</b>	
<b>PLANEADO</b>	<b>LOGRADO</b>
5.1 Medidores, capacitores y transformadores entregados a la ENEE en octubre de 2003.	5.1 Todos los equipos eléctricos y medidores fueron adquiridos en octubre de 2003 y el 80% instalados a mayo de 2004.
Factores responsables de la diferencia (si es aplicable): Este componente fue incorporado en la Modificación No.1 de la operación y aprobada en noviembre de 2001 junto con la reformulación del SIEPAC. Los equipos han cubierto parte del déficit de estos materiales necesarios para apoyar el programa de reducción de pérdidas eléctricas y para mejorar en la calidad del servicio prestado por la ENEE.	

**2.1.1.2. Identificación de los productos logrados.** Teniendo en cuenta los indicadores de producto en los diferentes componentes del proyecto, describa sintéticamente los productos clave (*key outputs*) obtenidos por este proyecto

- 1 Línea de Interconexión Eléctrica (financiada por el préstamo 936/SF-HO por \$4.39 M y 838/OC-ES por \$8.87 M), de 230 KV, 54.4 Km en Honduras y 93 Km en El Salvador, en servicio a partir de agosto de 2001.
- 2 Obras de la cortina de inyecciones subterránea para taponar fugas y resistir la presión a embalse lleno y sustitución de elevador de servicio en la represa El Cajón, finalizadas en abril del 1995.
- 3 Procedimientos operativos y reglamentos para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) del Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC).
- 4 Lote complementario de equipos de medición, capacitadores y transformadores para redes de distribución, adquiridos en octubre del 2003 para cubrir parte del déficit y ser instalados en 2004.

**2.1.2. Efectos (*outcomes*) e impactos del proyecto.** Descripción de los logros del proyecto en relación con su Objetivo de Desarrollo (OD o propósito en el marco lógico del proyecto)

**2.1.2.1. Análisis de indicadores de efecto (*outcome*).** Registre los indicadores del logro del Objetivo de Desarrollo (*outcome*) usando los mismos indicadores de efecto (*outcome*) del ISDP/PPMR (la Representación podrá suministrar los indicadores del ISDP / PPMR). Compare los indicadores de los efectos Logrados y Planeados. Si existe una diferencia significativa entre ellos, explique brevemente los factores responsables de la diferencia.

<b>OBJETIVO DE DESARROLLO</b> <b>2. Suministro de energía eléctrica mejorado en su confiabilidad y eficiencia.</b> <b>Indicadores de Efecto (Propósito)</b>	
<b>PLANEADO</b>	<b>LOGRADO</b>
<p>1.1. Pérdidas técnicas y no técnicas de la ENEE reducidas de un 28% en 1994 a 16% en 1998.</p> <p>1.2. La calidad y confiabilidad del servicio mejoradas (interrupciones de hasta 120 hrs/año y variaciones de hasta 10% del voltaje nominal a 1998).</p> <p>1.3. 206 MW generados por el sector privado en 1998 y 140 MW en 1999.</p> <p>1.4. Filtraciones de la presa El Cajón reducidas a junio de 1999.</p> <p>1.5. Estabilidad de la presa El Cajón incrementada a junio de 1999.</p> <p>1.6. Interconexión eléctrica entre Honduras y el Salvador completada y en servicio a junio de 1999.</p>	<p>1.1. Las pérdidas técnicas y no técnicas de electricidad se redujeron hasta 18% en 2000, pero volvieron a incrementarse en los años siguientes.</p> <p>1.2. Las rehabilitaciones, la nuevas instalaciones de generación privada y la interconexión centroamericana han contribuido a reducir el tiempo equivalente de interrupciones a un promedio de 40 hrs/año en los últimos 3 años; y las variaciones de voltaje luego de la rehabilitación de las redes eléctricas en 1999, se han mantenido hasta la fecha en alrededor del 5%, o sea más bajas de los límites aceptables. Esto es especialmente crítico en algunas áreas rurales.</p> <p>1.3. A partir de 1994, todas las nuevas plantas para cubrir los incrementos de la demanda, han sido instaladas principalmente por 3 empresas hondureñas privadas por un total de 540 Mw y una inversión de más de \$400 millones, hasta el 2000 y otros 410 Mw se instalarán en el 2004 y 2005.</p> <p>1.4. Pasados 7 años de terminados los trabajos en abril de 1995, las pérdidas se mantienen en 80-100 lts/seg.</p> <p>1.5. A partir de abril de 1995 la enorme presión hidrostática fue controlada para operar el embalse a capacidad plena y segura.</p> <p>1.6. En abril de 2002, Honduras y El Salvador terminaron las obras y pusieron en funcionamiento la interconexión y a partir de esta fecha, se completa la primera etapa del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), al quedar interconectados los 6 países centroamericanos, desde la Ciudad de Panamá hasta la Ciudad de Guatemala.</p>

Factores responsables de la diferencia (si es aplicable): La Interconexión Eléctrica Honduras – El Salvador ha tenido efectos e impactos inmediatos significativos al obtener energía más barata de otros países de la región, ahorrando costos y disminuyendo las interrupciones del servicio, según se muestran en los indicadores de resultado del PCR.

Las Inyecciones Subterráneas en la Represa del Cajón, lograron taponar las fugas del embalse, desapareciendo el peligro de quedar inutilizada la hidroeléctrica Francisco Morazán, principal fuente de energía del país y ahora su embalse puede trabajar a capacidad plena y en forma segura para la estabilidad de la represa.

El nuevo incremento en las pérdidas, resulta de la reducción de las inversiones y la gestión, como resultado de la expectativa generada por la eventual privatización de la distribución.

**2.1.2.2. Identificación de efectos intermedios (*outcomes*) e impactos iniciales.** Considerando los productos (*outputs*) logrados por el proyecto, en la medida de lo posible, identifique los efectos (*outcomes*) intermedios y los impactos iniciales logrados hasta el momento

- a) Presa El Cajón: En abril de 1995, después de 10 años de infructuosos esfuerzos, con este financiamiento se logró en sólo 4 meses, taponar en forma segura las infiltraciones y controlar el peligro sobre la central hidroeléctrica más grande del país y la mejor prueba de su efectividad fue que la represa resistió el embate del huracán Mitch. La acumulación de energía con el embalse a su máxima capacidad, incrementó la producción en alrededor 400 Gwh en los años 2000-01, que al precio más bajo de compra \$0.074 Kwh, resulta en un ahorro de \$30 M. La reducción de las infiltraciones en 1,500 lts/seg, incrementará la producción en un 1.5% que representa alrededor de \$1.4 millones anuales por sustitución de energía térmica.
- b) Interconexión Eléctrica: Después de su puesta en servicio en agosto de 2002, Honduras ha efectuado compras por 800 Gwh de los países vecinos. También entre 2002-03, debido a la baja producción hidroeléctrica, se importó energía hidroeléctrica a un costo promedio de \$0.058 por Kwh con un ahorro de \$11.6 M, calculados si esta energía se hubiera comprado a los generadores privados a un costo más bajo de \$0.074 Kwh.

**2.1.2.3. Identificación de los futuros efectos (*outcomes*) e impactos.** Considerando los productos (*outputs*) que fueron obtenidos, identifique los futuros efectos e impactos que se espera obtener y describa de qué manera los productos contribuyen al logro de esos efectos e impactos

La interconexión eléctrica Honduras- El Salvador permite asegurar una mayor calidad, continuidad y confiabilidad en el servicio eléctrico en los próximos años, contribuyendo a reducir los apagones que en el pasado hicieron tanto daño a la economía del país, al disponer ahora con otras plantas de los países de El Salvador y Guatemala (que próximamente se interconectará también con México). Esta primera etapa de la interconexión opera con un reglamento transitorio a partir de agosto de 2002, aunque con una capacidad de intercambiar energía limitada a 80 Mw entre los 6 países, se participa en la creación el MER que luego se irá conformando paulatinamente para cuando las nuevas líneas del SIEPAC con capacidad para intercambiar 300Mw entre pares de países, se pongan en operación en el 2006.

La consolidación del MER y sus entes regionales de regulación (CRIE) y operativo (EOR) conformados, permitirá planificar desde ahora e instalar en el futuro plantas más grandes y más eficientes en la región, que operando interconectadamente logrará obtener costos más bajos, disminuir interrupciones e inversiones en capacidad de reserva.

**2.1.2.4. Análisis de los supuestos (de productos a efectos).** Enumere las condiciones favorables que deben darse para lograr el propósito del proyecto y explique por qué son necesarias

Los supuestos para los efectos previstos en el tramo sectorial no se cumplieron y el Gobierno solicitó la cancelación total del préstamo sectorial, luego de 3 años de su aprobación por el Banco, en septiembre de 1997, en razón de no lograrse en ese entonces, el consenso político para modificar la Ley Marco del Subsector para fijar tarifas en forma ágil y oportuna, eliminar subsidios a los consumidores de menos de 300 Kwh por mes y sólo focalizarlos a los más pobres de hasta 100 Kwh por mes. Además de los factores políticos, se considera que

la crisis financiera dificultó la capacidad de implementar una profundización de la reforma y por lo tanto la decisión misma de iniciarla.

Supuestos para los productos: Ambos Gobiernos de Honduras y El Salvador a través de la ENEE y CEL como empresas ejecutoras nacionales, acordaron efectuar y aprobar en forma conjunta, cada una de las etapas de las licitaciones para estudios y diseños, obras y servicios de supervisión de línea de interconexión a ser efectuada por un contratista para cada trabajo. En la represa El Cajón, los especialistas externos del proyecto y de la ENEE, en tan solo 4 meses encontraron una solución ingeniosa a lo que parecía ser un problema sin solución.

**2.1.2.5. Pregunta piloto No.1 – (En construcción). Opcional para operaciones con PCR due date anterior al 1 de febrero del 2005. Antes de esa fecha, únicamente será requerida para las operaciones seleccionadas en el grupo piloto para responder la versión integra del PCR) ¿Se observan inequidades en el acceso a los beneficios del proyecto por parte de subgrupos dentro de la población objetivo por razón de género, localización, origen étnico, sector rural/ urbano, nivel de ingreso u otras razones? Si esto es así, ¿a qué se deben?**

No se observaron inequidades en la distribución de los beneficios por la intervención de los componentes del proyecto.

**2.1.2.6. Pregunta piloto No.2 – (En construcción). Opcional para operaciones con PCR due date anterior al 1 de febrero del 2005. Antes de esa fecha, únicamente será requerida para las operaciones seleccionadas en el grupo piloto para responder la versión integra del PCR) ¿Se produjo algún tipo de efecto adverso causado sin intención por este proyecto en la población y/o en el medio ambiente? Si esto es así, ¿qué medidas se han tomado?**

Los efectos adversos al medio ambiente fueron pocos y mitigables. La línea eléctrica se construyó en áreas relativamente poco pobladas (aunque más en el tramo de El Salvador) y la adquisición de los derechos de paso se efectuó conforme a los procedimientos legales de cada uno de los países. No hubo reasentamientos involuntarios, ni construcciones en áreas frágiles y/o protegidas. Los estudios de impacto ambiental concluyeron que los que los efectos de radio y audio interferencia de la línea son bajos y también no se esperan problemas por el efecto de corona.

**2.1.2.7. Pregunta piloto No.3 – (En construcción). Opcional para operaciones con PCR due date anterior al 1 de febrero del 2005. Antes de esa fecha, únicamente será requerida para las operaciones seleccionadas en el grupo piloto para responder la versión integra del PCR) Seguramente los resultados del proyecto han contribuido al logro, o bien de las metas establecidas en la estrategia de desarrollo sectorial o nacional vigente del país prestatario, o bien a los indicadores de la actual Estrategia de País del Banco. Si esto es así, especifique a qué meta o indicador de resultados está contribuyendo el proyecto y explique de qué manera y en qué medida lo hace**

La reducción de las infiltraciones de la Presa El Cajón en 1,500 lts/seg, incrementó la producción de la hidroeléctrica en un 1.5% (19Gwh) que representa alrededor de \$1.4 millones anuales por substitución de energía térmica, lo que ha contribuido a la reducción de los costos de operación de la ENEE, objetivo definido en la estrategia sectorial del Gobierno.

**2.1.2.8. Pregunta piloto No.4 – (En construcción). Opcional para operaciones con PCR due date anterior al 1 de febrero del 2005. Antes de esa fecha, únicamente será requerida para las operaciones seleccionadas en el grupo piloto para responder la versión integra del PCR) ¿Hubo cambios significativos en el contexto en que se implementó el proyecto y/o en las políticas sectoriales / nacionales y/o en las estrategias de desarrollo? Si fue así, explique cómo el proyecto fue adaptado para dar respuesta a esos cambios**

Originalmente el proyecto de inversión financiado con el préstamo 936/SF-HO, solo tuvo dos componentes de obras para ejecutar la interconexión con El Salvador y las inyecciones de la represa El Cajón. Con los remanentes obtenidos al finalizar dichas obras, el préstamo fue reestructurado en agosto de 2002, para dar respuesta a otras nuevas necesidades más urgentes y se agregaron otros dos componentes para apoyar la preparación de los reglamentos de MER ejecutado por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), y para la compra de equipos para el sistema de distribución y de esta manera contribuir al programa de reducción de pérdidas de electricidad de la ENEE.

**2.1.2.9. Recálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).** Si el proyecto incluyó ex ante un cálculo de la tasa de retorno esperada, ¿cuál fue la tasa de retorno esperada y cuál es la tasa de retorno real?

Los estudios de factibilidad para la interconexión eléctrica Honduras-El Salvador, realizados con una cooperación técnica del Gobierno de Taiwan y terminados en febrero de 1996, calcularon una TIR en un escenario medianamente pesimista del 28.8%, comparando con los modelos PARSEICA y Super Olade, la operación independiente o sea sin proyecto, con los beneficios de la operación combinada con el proyecto y los planes de expansión de la generación y transmisión de cada país, asumiendo un costo de falla medio de \$0.20 por Kwh. A la fecha, la TIR no ha sido recalculada, se estima que la misma sería superior debido a la significativa reducción de costos obtenida en el proyecto.

**2.1.2.10. Recálculo de otros indicadores de evaluación económica.** Si el proyecto incluyó ex ante otras estimaciones de evaluación económica (costo-efectividad, costo-eficiencia y costo-beneficio), ¿cuál fue el indicador esperado y cuál es el indicador real?

Sólo se han recalculado rápidamente los efectos inmediatos de los componentes del proyecto y sus impactos en términos monetarios, según se indica en este PCR.

**2.1.2.11. Calificación de la efectividad del proyecto en términos de su objetivo de desarrollo (OD).** Teniendo en cuenta los análisis realizados en las secciones 2.1.1. y 2.1.2., califique la efectividad del proyecto en términos de su objetivo de desarrollo

☐ Muy Efectivo                      ☒ Efectivo                      ☐ Poco Efectivo                      ☐ Inefectivo

Analizado sólo los componentes del proyecto financiado con el préstamos 936/SF-HO, de conformidad con los productos obtenidos y sus efectos é impactos inmediatos en términos de sus objetivos de desarrollo, para mejorar la confiabilidad y eficiencia del suministro de energía eléctrica en Honduras, se puede clasificar como Satisfactorio (S). Los efectos a largo plazo, serán efectivos en la medida que se vayan logrando paulatinamente las metas del Mercado Eléctrico Regional (MER).

## 2.2. ANALISIS DE LA IMPLEMENTACION

### 2.2.1. Medición del desempeño del proyecto

**2.2.1.1. Elementos para monitoreo y evaluación.** En una escala de 1 a 4 establezca la calidad de los siguientes elementos necesarios para medir el desempeño del proyecto:

- |  |  |
|--|--|
| 1. Análisis de problemas   | Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A |
| 2. Estrategia de intervención en respuesta al(los) problema(s) identificados | Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A |

3. Identificación de efectos ( <i>outcomes</i> ) e impactos esperados	Baja ← [ ] [ ] [ x ] [ ] → Alta [ ] N/A
4. Identificación de productos ( <i>outputs</i> ) esperados	Baja ← [ ] [ ] [ ] [ x ] → Alta [ ] N/A
5. Indicadores de efectos ( <i>outcomes</i> ) esperados	Baja ← [ ] [ ] [ x ] [ ] → Alta [ ] N/A
6. Indicadores de productos ( <i>outputs</i> ) esperados	Baja ← [ ] [ ] [ ] [ x ] → Alta [ ] N/A
7. Línea de base de efectos ( <i>outcomes</i> ) esperados	Baja ← [ ] [ x ] [ ] [ ] → Alta [ ] N/A
8. Línea de base de productos ( <i>outputs</i> ) esperados	Baja ← [ ] [ ] [ x ] [ ] → Alta [ ] N/A
9. Supuestos de productos a efectos	Baja ← [ ] [ x ] [ ] [ ] → Alta [ ] N/A
10. Definición de responsabilidades para la recolección de información	Baja ← [ ] [ ] [ x ] [ ] → Alta [ ] N/A
11. Plan para la implementación del proyecto	Baja ← [ ] [ ] [ x ] [ ] → Alta [ ] N/A
12. Plan de Adquisiciones	Baja ← [ ] [ ] [ x ] [ ] → Alta [ ] N/A

**2.2.1.2. Análisis de factores críticos del diseño.** Considerando los elementos del diseño del proyecto evaluados en el punto anterior, describa los principales factores (máximo 3) que tuvieron la mayor influencia (positiva y/o negativa) en la medición de su desempeño

Factores Positivos: Los problemas, efectos, productos, é indicadores fueron bien identificados en el diseño de la operación, aún cuando no tuvo un Marco Lógico Inicial, ni tampoco un Informe Inicial para evaluar su desempeño durante su ejecución.

Factores Negativos: El Banco aprobó 2 préstamos para cada uno de los países: el 936/SF-HO ejecutado por la ENEE de Honduras originalmente concebido como de inversiones de emergencia dentro de un programa híbrido y el 838/OC-ES ejecutado por la CEL de El Salvador, con un programa más amplio con varios proyectos mayores (geotérmica de Ahuachapán y Berlín), de manera que en los ISDP iniciales no fueron específicamente exigidos los datos de las líneas de base y los sistemas de información y de gestión de resultados para el proyecto binacional de interconexión.

**2.2.1.3. Lecciones aprendidas para el diseño (medidas adoptadas).** Describa en forma concreta qué medidas fueron adoptadas para mejorar los aspectos previstos en el diseño del proyecto en relación con la medición del desempeño del proyecto

1. Para mejorar la evaluabilidad de un proyecto de infraestructura ya sea binacional o regional, con dos o más ejecutores distintos, se debería contar con un solo Marco Lógico y un solo Informe Inicial, con sus planes y programas específicos de ejecución y desembolsos acordados conjuntamente durante el taller de arranque, para facilitar el monitoreo de su desempeño y efectividad inmediata y futura, considerando la importancia de este tipo de proyectos dentro de un objetivo más amplio de integración regional.

2. La adquisición de los derechos de paso demoró mucho tiempo. Para lograr una mayor agilidad, con los recursos de la contrapartida, se debería evaluar la contratación con terceros de los trámites y toda la gestión legal, cuando los ejecutores no cuenten con suficiente personal o cuando restricciones laborales o fiscales les impida asignar personal adicional. Se deben asegurar los recursos presupuestales con la mayor antelación posible.

**2.2.1.4. Lecciones aprendidas para el diseño (medidas alternativas).** Con base en su experiencia en este proyecto, describa en forma concreta qué medidas recomienda para mejorar la medición del desempeño en el diseño de futuros proyectos

1. Para el sello de las filtraciones de la Presa El Cajón, después de probar otros métodos tradicionales, se insertaron 25.000 morrales de polipropileno en las cavidades de piedra caliza bajo la fundación, los que seguidos de inyecciones de mezcla podían abrirse como si fueran redes de malla y evitar que el cemento inyectado se escurriera. Con este innovador método se logró reducir la filtración de 1.600 litros por segundo a menos de 100 litros. La presión hidrostática bajo el dique bajó en un 60 por ciento. Esta es una técnica que puede algún día salvar una represa en otra parte del mundo.

2. En la Interconexión Honduras – El Salvador, aunque sin líneas de base é indicadores clave cuando se formularon ambas operaciones de préstamo (936/SF-HO y 838/OC-ES), los ejecutores ENEE y CEL, establecieron desde los inicios y mantienen todos registros necesarios para evaluar y monitorear constantemente los resultados é impactos futuros de la interconexión eléctrica.

**2.2.1.5. Información disponible durante la implementación del proyecto.** En una escala de 1 a 4 califique el grado de cumplimiento y la calidad de las siguientes tareas que deben ser realizadas por el Organismo Ejecutor para generar información necesaria para la medición de desempeño del proyecto:

1. Establecimiento de procesos y mecanismos para recolección y análisis de datos (fuente de datos, responsables, periodicidad y características de la información)	Baja	← [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] →	Alta	[x] N/A
2. Recolección de información de línea de base de efectos	Baja	← [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] →	Alta	[x] N/A
3. Recolección de formación de línea de base de productos	Baja	← [ ] [ ] [ ] [x] [ ] [ ] →	Alta	[ ] N/A
4. Recolección, análisis y reporte de información sobre recursos disponibles y actividades realizadas	Baja	← [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [x] →	Alta	[ ] N/A
5. Recolección, análisis y reporte de información sobre productos generados por el proyecto y su contribución al logro de los efectos esperados	Baja	← [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [x] →	Alta	[ ] N/A
6. Recolección, análisis y reporte de información sobre efectos e impactos generados por el proyecto y su contribución a las metas establecidas en la estrategia de desarrollo sectorial y nacional	Baja	← [ ] [ ] [ ] [x] [ ] [ ] →	Alta	[ ] N/A

**2.2.1.6. Análisis de factores críticos para medición de desempeño durante la implementación.** Considerando los procesos del punto anterior, describa los principales factores (máximo 3) que tuvieron la mayor influencia (negativa o positiva) en la medición de desempeño del proyecto durante su implementación

No se presentaron factores críticos para la medición del desempeño, las empresas supervisoras contratadas reportaron periódicamente los logros en el avance y medidas correctivas para mejorar la ejecución y la implementación del proyecto.

**2.2.1.7. Lecciones aprendidas en la implementación (medidas adoptadas).** Describa en forma concreta qué medidas fueron adoptadas a fin de obtener la información necesaria (en cantidad y calidad) para medir el desempeño del proyecto

En el componente de la línea de transmisión eléctrica Honduras - El Salvador, ambos ejecutores, efectuaron reuniones semanales con el supervisor y contratista, para darle seguimiento al cronograma de ejecución y resolver problemas, que evitaban atrasos, concluyendo los trabajos en el plazo contractual. Los equipos fueron certificados por laboratorios independientes previo a su envío al sitio de las obras. Tampoco hubo atrasos en los pagos contractuales ya se utilizó la modalidad de pago mediante cartas de crédito. Todo lo anterior quedo registrado en los informes mensuales y memorias técnicas del consultor supervisor.

**2.2.1.8. Lecciones aprendidas para la implementación (medidas alternativas).** Con base en su experiencia en este proyecto, describa en forma concreta qué medidas recomienda para mejorar la medición del desempeño durante la implementación de futuros proyectos

Aplica la misma lección descrita sobre la evaluabilidad del diseño. Se requiere un buen marco lógico, un taller de arranque donde se discuta a detalle con todos los involucrados el informe inicial del Ejecutor.

## **2.2.2. Factores que afectaron la ejecución del proyecto (según ISDP/PPMR)**

(Como información útil para contestar las preguntas de la sección 2.2.3. conviene revisar los factores que afectaron la ejecución del proyecto y que fueron registrados en el ISDP/PPMR).

## **2.2.3. Análisis de factores críticos para el éxito del proyecto**

### **Factores críticos para la obtención de los productos (*outputs*)**

**2.2.3.1. Identificación de factores negativos para obtener los productos.** Describa cuáles fueron los principales factores (máximo 3) que afectaron negativamente la ejecución de los componentes del proyecto y la obtención de sus productos (*outputs*) en términos de cantidad, calidad y oportunidad y analice por qué

En el componente de la línea de transmisión eléctrica Honduras - El Salvador, siete años para ejecutar un proyecto de obras es bastante tiempo. Aunque esto se explica por atrasos en la elegibilidad para desembolsos, dificultades en la obtención de los derechos de paso de la línea para poder iniciar su construcción, atrasos en los procesos de contratación y licitación y las coordinaciones previas entre la ENEE y CEL para aprobar las distintas etapas de cada licitación, así como también la aprobación previa del reglamento y tarifas de los intercambios. Todos estos factores, atrasaron en 3 años la terminación de las obras de la interconexión.

**2.2.3.2. Identificación de factores positivos para obtener los productos.** Describa cuáles fueron los principales factores (máximo 3) que contribuyeron positivamente a la implementación de los componentes del proyecto y a la obtención de sus productos (*outputs*) en términos de cantidad, calidad y oportunidad y analice por qué

En el componente de la línea de transmisión eléctrica Honduras - El Salvador, la ENEE y la CEL efectuaron una sola licitación para la obra de la interconexión y sus equipos conexos, a ser efectuada por el mismo contratista, obteniéndose características técnicas uniformes y costos menores en \$4.5 M para Honduras o sea un 45% del costo original previsto de \$10.1 M, que permitieran reasignar estos remanentes para financiar dos nuevos componentes, reformulando el préstamo.

### **Factores críticos para la obtención de los efectos (*outcomes*)**

**2.2.3.3. Identificación de factores negativos para la obtención de los efectos (*outcomes*).** Describa cuáles fueron los principales factores (máximo 3) que afectaron negativamente el logro de los efectos (*outcomes*) del proyecto y analice por qué

Exceptuando las demoras iniciales del proyecto para la interconexión eléctrica, no se presentó ningún factor negativo en su implementación para el éxito del proyecto.

**2.2.3.4. Identificación de factores positivos para la obtención de los efectos (*outcomes*).** Describa cuáles fueron, en perspectiva, los principales factores que contribuyeron positivamente a la posibilidad de lograr a tiempo los efectos del proyecto (*outcomes*) y analice por qué

En el componente de la línea de transmisión eléctrica Honduras - El Salvador, los problemas se superaron por la excelente voluntad y compromiso de ambos países y sus empresas la ENEE y CEL, para construir, poner en funcionamiento y establecer adecuados reglamentos para operar conjuntamente la interconexión, que espero 20 años para su realización.

En el componente de la reparación de filtraciones en la Presa El Cajón, el Banco dispuso la licitación y el mismo contratista continuó los trabajos luego que terminaron los recursos del BM, bajo la supervisión de los expertos del Panel de Seguridad de la Obra (PSO).

## **2.2.4. Análisis de gestión y lecciones aprendidas**

**2.2.4.1. Análisis de gestión (medidas adoptadas).** Identifique y analice la efectividad de las medidas adoptadas para resolver los problemas y aprovechar las oportunidades relacionadas con el análisis de factores críticos y explique cómo fueron llevadas a la práctica

En el componente de la línea de transmisión eléctrica Honduras - El Salvador, Honduras tardó 9 meses en lograr la elegibilidad para desembolsos, mientras que El Salvador tardó 23 meses. Hubo demoras en la preparación de los estudios de factibilidad, en la contratación de los diseños, en la precalificación y licitación de las obras y cada instancia del proceso licitatorio tuvo que ser aprobada por las autoridades de la ENEE y CEL, pero lo que más demoró fue la adquisición de los derechos de paso previo al inicio de la construcción las obras, aún cuando el Banco fue flexible al aceptar iniciar las obras cuando ya se había logrado un avance substancial en esta crítica actividad.

**2.2.4.2. Lecciones aprendidas sobre gestión de proyectos (medidas alternativas).** Con base en su experiencia en este proyecto y teniendo en cuenta la efectividad de las medidas adoptadas mencionadas en el análisis de gestión, describa en forma concreta qué medidas alternativas recomienda para enfrentar los problemas que puedan surgir durante la implementación de futuros proyectos similares a este.

1. Para la ejecución de un proyecto binacional o regional, se debería constituir una secretaría técnica temporal para coordinar todas las actividades que requieran la aprobación conjunta por las empresas ejecutoras de los países por lo menos hasta el inicio de las obras, incluyendo aquellas relacionadas con lograr los acuerdos y tratados internacionales y prever dentro del préstamo los costos concurrentes necesarios para agilizar todas las actividades para el arranque y asegurar la sostenibilidad y efectividad del proyecto.

2. No se debe esperar a la aprobación del préstamo por el Banco o su elegibilidad, para iniciar los diseños y la adquisición de los derechos de paso de las obras de la interconexión y con esto ahorrar un tiempo valioso. Tampoco se debe esperar a convocar las licitaciones hasta obtener el 100% de los derechos de paso, pero el Banco debe asegurarse primero su cumplimiento substancial de las acciones logradas por el ejecutor, al momento de dar la no objeción, con pruebas suficientes para que no haya problemas en lograr oportunamente la totalidad de los derechos durante la construcción de las obras.

## **Calificación de la implementación del proyecto (IP)**

**2.2.4.3. Calificación de la implementación del proyecto.** Califique la implementación del proyecto con base en el análisis de gestión anterior y en los productos (*outputs*) obtenidos en la cantidad y con la calidad esperada, en tiempo razonable y a costos razonables

☐ Muy Satisfactorio (MS)      ☒ Satisfactorio (S)      ☐ Insatisfactorio (I)      ☐ Muy Insatisfactorio (MI)

Las reparaciones de las filtraciones y del ascensor de la presa El Cajón, fueron ejecutadas con el presupuesto aprobado y en el plazo previsto. En cuanto a la ejecución de la línea de interconexión, ésta se ejecutó con un presupuesto significativamente menor (50%) del presupuestado y en el plazo de contrato. La compra de los equipos para el sistema de distribución (medidores, capacitores y transformadores) se adquirió a precios unitarios más bajos que los estimados por la ENEE y fueron entregados en los plazos de contrato. Con estos antecedentes se puede considerar que la implementación del componente de inversión del Programa Híbrido de Energía (936/SF-HO), fue cuando menos satisfactorio.

## 2.3. ANALISIS DE SOSTENIBILIDAD

### 2.3.1. Fortalecimiento Institucional / Organizacional (FIO)

**2.3.1.1. Areas fortalecidas o mejoradas por el proyecto.** Identifique las áreas institucionales / organizacionales fortalecidas o mejoradas por el proyecto, directa o indirectamente, e indique el nivel de su influencia (nacional, regional, local)

Area Institucional / Organizacional	Si	No	N/A	Nivel		
				Nacional	Regional	Local
1. Marco legal y regulatorio	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
2. Procedimientos, manuales, guías operacionales	[ x ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]	[ ]
3. Capacidad						
3.1. Capacidad de la alta gerencia	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
3.2. Capacidad de la mediana gerencia	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
3.3. Capacidad de sistemas de información	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
3.4. Medición del desempeño (capacidad de M&E)	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
3.5. Servicio al cliente	[ x ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ x ]	[ ]
4. Estructura funcional y organizacional	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
5. Planeación	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]	[ x ]	[ ]
6. Presupuestación / gestión financiera	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]	[ x ]	[ ]
7. Coordinación Intra- / Inter-sectorial	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
8. Coordinación Intra - / Inter-organizacional	[ x ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]
9. Personal / desarrollo de recursos humanos	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]	[ x ]	[ ]
10. Adquisiciones	[ x ]	[ ]	[ ]	[ x ]	[ ]	[ ]
11. Auto-evaluación, auditoria & rendición de cuentas	[ ]	[ ]	[ x ]	[ x ]	[ ]	[ ]

**2.3.1.2. Fortalecimiento logrado por el proyecto en el país.** Describa los aportes más significativos del proyecto (máximo 3) al proceso de fortalecimiento institucional / organizacional en el país

Los entes reguladores y operativos regionales: CRIE y EOR para el funcionamiento del MER del proyecto SIEPAC, resultaron fortalecidas directamente con el apoyo del proyecto, al cofinanciar los reglamentos y los procedimientos operativos para el funcionamiento del MER.

**2.3.1.3. Fortalecimiento logrado por el proyecto en el Organismo Ejecutor.** Describa los aportes más significativos del proyecto (máximo 3) al proceso de fortalecimiento institucional / organizacional en el Organismo Ejecutor. Describa la situación antes-después del proyecto

Con la cooperación técnica paralela a la operación del Banco (ATN/SF 4737HO), terminada en marzo de 2000, se financiaron los estudios para fortalecer a la ENEE y a la CNEE, en las siguientes áreas principales:

1. Regionalización y privatización de los sistemas de distribución de la ENEE.
2. Metodología para calcular tarifas en base a costos marginales y valor agregado de la distribución (VAD).
3. Especificaciones para la modernización del centro de despacho.
4. Reordenamiento organizacional para mejorar la gestión comercial.
5. Modificaciones sugeridas a la Ley Marco.

#### 2.3.1.4. Calificación de la contribución del proyecto al FIO

☐ Muy Relevante (MR)      ☒ Relevante (R)      ☐ Poco Relevante (PR)      ☐ Irrelevante (I)

Puede calificarse de relevante (R), contribuyendo con parciales y cambios limitados, a causa de la naturaleza de sus componentes específicos de inversión.

#### 2.3.2. Sostenibilidad del proyecto

**2.3.2.1. Alcance de la sostenibilidad del proyecto.** En consulta con las autoridades del Organismo Ejecutor, defina qué acciones, servicios y/o productos deberían seguir siendo sostenibles, y durante cuánto tiempo, a fin de asegurar la sostenibilidad de los efectos y futuros impactos esperados del proyecto

Las acciones acordadas son:

1. Continuar monitoreando las filtraciones de la presa y mantener vigente el Grupo de Asesoramiento.
2. Incrementar la utilización de la línea de Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador, a través de la implementación del Proyecto SIEPAC.
3. Reforzar la red de transmisión, transformación, distribución y comercialización existente en el país.

**2.3.2.2. Bases para el análisis de sostenibilidad.** En una escala de 1 a 4 estime la probabilidad de que durante el año siguiente a la terminación del proyecto (y del financiamiento del Banco) existan los siguientes arreglos y recursos institucionales y organizacionales en el país, necesarios para mantener las acciones, servicios, productos, efectos y futuros impactos iniciados por el proyecto y definidos en 2.3.2.1.

Arreglos institucionales / organizacionales y recursos	Probabilidad
1. Apoyo de la alta gerencia en la Agencia Ejecutora	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
2. Marco político, legal y regulatorio	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
3. Preparativos y capacidad organizacional	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
4. Coordinación inter-organizacional	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
5. Disponibilidad de recursos financieros	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
6. Personal idóneo	Baja ← <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
7. Recursos para mantenimiento de la infraestructura física	Baja ← <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
8. Apoyo de los beneficiarios del proyecto	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
9. Apoyo del gobierno nacional	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A

**2.3.2.3. Análisis de causas de raíz que afectan negativamente la sostenibilidad.** Con base en el punto anterior, y considerando los posibles factores que puedan afectar la sostenibilidad del proyecto, identifique las causas concretas por las cuales usted considera que los futuros impactos, efectos inmediatos, productos, acciones y/o servicios descritos en 2.3.2.1 pueden no ser sostenibles, y explique por qué

En los últimos 3 años la situación financiera de la ENEE, se ha venido deteriorando con resultados operativos negativos, es decir que con los ingresos por ventas no se han cubierto los costos y gastos de operación (incluidas las depreciaciones), ni tampoco los costos financieros de la deuda, siendo el factor crítico principal que amenaza la sostenibilidad financiero institucional del subsector eléctrico. Esto se debe principalmente a los siguientes factores:

- Estructuras deficientes y niveles tarifarios insuficientes.
- El subsidio directa o indirectamente en el consumo residencial.
- Elevados costos de alquiler y compra a generadores privados.
- El empeoramiento de la gestión comercial, incrementando las pérdidas de electricidad y morosidad.
- El gran peso de su endeudamiento con organismos multilaterales y especialmente con los países del Club de París.

Por lo anterior, la ENEE y el Gobierno han iniciado recientemente un proceso de saneamiento que incluyó el incremento de las tarifas a finales de 2003, la contratación de nuevos PPAs en términos más favorables y la decisión de implantar una estrategia de reducción de pérdidas. Además, ha indicado al Banco su intención de acordar una serie de acciones en el área financiera que permiten recuperar la senda hacia la sostenibilidad.

**2.3.2.4. Análisis de causas de raíz que contribuyen favorablemente a la sostenibilidad.** Con base en los previos análisis y considerando los posibles factores que puedan contribuir a la sostenibilidad del proyecto, identifique las causas concretas por las cuales usted considera que los futuros impactos, efectos inmediatos, productos, acciones y/o servicios descritos en 2.3.2.1. pueden ser sostenibles, y explique por qué

Respecto a la Línea de Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador, el interés de los Gobiernos de América Central de apoyar la Integración Regional.

Respecto a la recuperación de la Presa El Cajón, la experiencia positiva alcanzada y el interés del Gobierno de Honduras para conservar este recurso.

**2.3.2.5. Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas adoptadas).** Con base en su experiencia en este proyecto y teniendo en cuenta los análisis anteriores, describa en forma concisa las medidas adoptadas en su diseño y/o su implementación que fueron eficaces para mejorar la sostenibilidad del proyecto y explique cómo se llevaron a la práctica

Es necesario contar con apoyo adicional para el momento el fortalecimiento de los entes reguladores y a la ENEE mediante cooperaciones técnicas como la ATN/SF-4737-HO, para contratar a los mejores expertos. Honduras debería capitalizar toda la experiencia obtenida y retener todos sus profesionales que trabajaron junto a estos expertos, para atender los problemas tan complejos y riesgos que se presentarán para enfrentar con mayores probabilidades de éxito, los retos que presenta el logro de la sostenibilidad institucional de los entes de regulación y la reestructuración de la ENEE.

**2.3.2.6. Plan de Sostenibilidad.** Teniendo en cuenta los análisis anteriores, describa las acciones concretas que el País Prestatario y/o el Banco deberían realizar durante el próximo año para asegurar la sostenibilidad de los futuros impactos, efectos, productos, acciones y/o servicios identificados en 2.3.2.1.

1. La sostenibilidad de la Interconexión Honduras – El Salvador quedará asegurada cuando: este bien conformado el mercado eléctrico regional (MER), se complete la Interconexión eléctrica del proyecto SIEPAC (incluyendo las redes internas de 230 Kv a cargo de cada país, especialmente El Salvador) y los entes regionales

CRIE y EOR controlen plenamente los intercambios entre los 6 países y la gestión comercial de la interconexión.

2. Pasados siete años de haber sido taponadas las fugas del embalse de la represa El Cajón en abril de 1995, las infiltraciones se mantienen entre 80-100 litros por segundo, superando las metas originales. La sostenibilidad se logrará manteniendo las inspecciones anuales de los expertos del Panel de Seguridad de la Obra (PSO), y el manejo optimizado del embalse en la generación de energía, aprovechando su capacidad plurianual.

**2.3.2.7. Calificación de la sostenibilidad del proyecto.** Con base en los análisis previos y las perspectivas del Plan de Sostenibilidad, califique la probabilidad de que el proyecto sea sostenible durante los próximos tres (3) años:

☐ Muy Probable (MP)      ☒ Probable (P)      ☐ Poco Probable (PP)      ☐ Improbable (I)

Las condiciones están dadas para que los productos logrados con el componente de inversión se mantengan en el futuro inmediato. Esto debido a que las obras físicas y los equipos adquiridos, tienen una garantía superior al periodo de análisis.

## 2.4. DESEMPEÑO DEL EJECUTOR

**2.4.1. Desempeño del Organismo Ejecutor en áreas críticas.** Evalúe el desempeño del Organismo Ejecutor (incluyendo co-ejecutores y la Unidad Coordinadora / Ejecutora del proyecto) en las siguientes áreas:

1. Participación y calidad de sus contribuciones durante el diseño del proyecto	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
2. Organización de la Unidad Coordinadora / Ejecutora del proyecto (personal, infraestructura, coordinación, comunicación, etc.)	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
3. Coordinación e integración de la Unidad Coordinadora / Ejecutora de Proyecto con el Organismo Ejecutor	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
4. Monitoreo y evaluación de resultados (línea de base, sistemas, procedimientos, recolección, análisis y reporte de información, etc.)	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
5. Capacidad gerencial y proceso de toma de decisiones de la Unidad Coordinadora / Ejecutora de Proyecto	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
6. Cumplimiento oportuno de políticas, procedimientos del Banco y cláusulas contractuales	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
7. Gerencia financiera (disponibilidad de recursos de contrapartida, desembolsos, calidad de los EFAs, etc.)	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
8. Oportunidad y eficiencia en la adquisición de obras, bienes y servicios de consultoría	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
9. Liderazgo de la alta gerencia del Organismo Ejecutor, sentido de propiedad y apoyo a la ejecución del proyecto	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
10. Acciones concretas por asegurar la sostenibilidad del proyecto	Baja ← <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A

**2.4.2. Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas adoptadas).** A partir de su experiencia en este proyecto, identifique qué medidas adoptadas respecto a la estructura, organización y procesos en la Unidad Coordinadora / Ejecutora de Proyecto, así como

los perfiles de su personal resultaron eficaces y explique cómo fueron llevadas a la práctica.

En proyectos de inversión conviene que la UEP tenga personal operativo suficiente, a dedicación exclusiva cuando menos para los Coordinadores y con capacidad técnica para tomar decisiones correctas en forma oportuna.

Los resultados dependen del aporte de un equipo con capacidad para tomar decisiones de alto nivel en temas relacionados con la administración de contratos de obra. La organización del trabajo por áreas y con un nivel de especialización suficiente, ha sido efectiva para plantear soluciones a los diferentes retos del proyecto.

**2.4.3. Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas alternativas).** Con base en su experiencia durante la implementación de este proyecto, si en un futuro proyecto tuviera la posibilidad de rediseñar la estructura, organización y procesos en la Unidad Coordinadora / Ejecutora de Proyecto, así como los perfiles de su personal, que medidas alternativas recomendaría para mejorar su desempeño.

La ejecución estuvo a cargo de la División de Ingeniería de la ENEE y aunque bastante efectiva en su intervención de supervisión, confrontó algunas dificultades por el poco conocimiento de las políticas y procedimientos del Banco. Para futuros proyectos se recomienda la organización de una Unidad Ejecutora, dotada de los recursos necesarios (personal calificado a dedicación exclusiva, equipos y vehículos) y el establecimiento de un mecanismo de coordinación efectivo al interior de la entidad de la cual forma parte la Unidad.

**2.4.4. Calificación del desempeño del Organismo Ejecutor.** Con base en el análisis de desempeño realizado en esta sección, en los resultados logrados, así como en la eficiencia en la implementación del proyecto califique el desempeño del Organismo Ejecutor:

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Insatisfactorio (I)

☐ Muy Insatisfactorio (MI)

El Organismo Ejecutor desempeñó sus funciones en forma adecuada, habiendo salvando oportunamente dificultades en la dotación de recursos. Especialmente durante la ejecución de la línea de interconexión eléctrica Honduras - El Salvador, el personal asignado trabajó cumpliendo con sus labores en tiempo y con calidad.

## 2.5. BASES PARA LA EVALUACION EX POST

**2.5.1. Previsiones para la evaluación ex-post.** Si esta operación, de acuerdo con el Contrato de Préstamo, requiere una evaluación ex-post, proporcione la siguiente información sobre las previsiones tomadas (revisar acuerdos entre el Banco, Prestatario y Ejecutor en la Ayuda Memoria del Taller de Terminación de Proyecto):

1. ¿El Contrato de Préstamo requiere una evaluación ex-post para esta operación?

☒ No ☐ Si

2. ¿Para qué fecha está programada?

Fecha comienzo: DD MM AA

Fecha terminación: DD MM AA

3. ¿Quién es el responsable de realizar la evaluación ex-post?

☐ Banco ☐ Prestatario

4. ¿Cuánto es el costo estimado?

USD\$

5. ¿Cuál es la fuente de los recursos financieros para la evaluación ex post?

☐ Recursos de préstamo BID

☐ Recursos del Prestatario

☐ Otra Fuente

Si los recursos provienen de otra fuente, especifique cuál:

N/A

**2.5.2. Análisis de capacidad para la evaluación ex-post.** Analice la capacidad del Organismo Ejecutor, así como su infraestructura y procesos de información para recolectar, analizar y reportar la información sobre el logro de los futuros efectos e impactos del proyecto, y los principales factores que puedan facilitar u obstaculizar esta evaluación

N/A

## **2.6. OTRAS LECCIONES APRENDIDAS Y RECOMENDACIONES**

En forma adicional a las lecciones aprendidas ya registradas en las secciones anteriores de este reporte, a continuación puede registrar otras lecciones aprendidas y recomendaciones que puedan ser útiles para el diseño y/o la implementación de nuevos proyectos:

N/A

Anexos 1A y 1B  
Financiamiento del Proyecto

Anexo 1-A  
**Fuente de Financiamiento**  
(Montos en USD\$)

Categoría de Inversión	Original				Actual				Brecha como % del Original			
	BID	Prestatario	Otras Fuentes	Total	BID	Prestatario	Otras Fuentes	Total	BID	Prestatario	Otras Fuentes	Total
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
<b>1. Costos Directos</b>	13,720,000	3,700,000		17,420,000	13,991,910	13,504,800	12,700,000	40,196,710	1.98	264.99	infinito	134.65
<b>2. Sin Asignación Específica</b>	951,800	2,220,000		3,171,800					-100.00	-100.00	Nan	-100.00
<b>3. Gastos Financieros</b>	148,200	180,000		328,200	148,200	180,000		328,200	0.00	0.00	Nan	0.00
<b>4. Tramo 1</b>	19,800,000			19,800,000					-100.00			-100.00
<b>5. Gastos Financieros</b>	200,000			200,000					-100.00			-100.00
<b>TOTAL</b>	34,820,000	6,100,000		40,920,000	14,140,110	13,684,800	12,700,000	40,524,910	-59.39	124.34	Infinito	0.69

Anexo 1- B  
**Calendario de Inversiones**  
(Montos en US\$)

Años	Original				Actual				Brecha
	BID	Prestatario	Otros	Total	BID	Prestatario	Otros	Total	(8)- (4)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
<b>1995</b>	24,400,000	3,500,000		27,900,000	4,087,964	10,386,400	12,700,000	27,174,364	-725,636
<b>1996</b>	3,100,000	800,000		3,900,000	44,000	1,710,000		1,754,000	-2,146,000
<b>1997</b>	4,200,000	1,000,000		5,200,000	44,000			44,000	-5,156,000
<b>1998</b>	3,120,000	800,000		3,920,000	1,073,600	10,300		1,083,900	-2,836,100
<b>1999</b>					11,000	25,000		36,000	36,000
<b>2000</b>					1,397,377	30,000		1,427,377	1,427,377
<b>2001</b>					1,273,933	616,000		1,889,933	1,889,933
<b>2002</b>					835,193	412,800		1,247,993	1,247,993
<b>2003</b>					5,373,043	494,300		5,867,343	5,867,343
<b>TOTAL</b>	34,820,000	6,100,000		40,920,000	14,140.110	13,684,800	12,700,000	40,524,910	-395,090

Anexo 1- C  
**Información Financiera y Estados Financieros Auditados**  
(Para ser completado por el Especialista Financiero)

**1. Capacidad del Organismo Ejecutor.** Evalúe en términos generales la capacidad del Organismo Ejecutor para administrar los recursos del proyecto en forma eficiente y transparente (sistemas de información, procedimientos, capacidad del personal, etc).

La capacidad institucional de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, en el área administrativa las mejoras mostradas en los últimos diez años, han sido lentas originadas por la rotación de personal, como consecuencia de los cambios de Gobierno.

Los estudios realizados para mejorar la institución no se han implementado con la celeridad esperada . La ENEE necesita una reingeniería en el área mencionada.

**2. Sistema Contable y Control Interno.** Evalúe la eficacia de los sistemas contable y de control interno que utilizó el Organismo Ejecutor durante la implementación del proyecto para producir información financiera confiable y en forma oportuna.

En los últimos informes, la firma auditora sugiere que para proteger los activos de la empresa y mejorar la calidad de la información financiera, era necesario implementar lo siguiente:

- a) Un manual de políticas y procedimientos administrativos y contables
- b) Un mayor de propiedad, planta y equipo
- c) Un auxiliar de depósitos y abonados
- d) Conciliar las cuentas bancarias
- e) Mejorar el sistema contable
- f) Mejorar los procedimientos de seguridad de la información
- g) Etc.

**3. Calidad de la información financiera.** Evalúe la calidad de la información financiera que el Organismo Ejecutor presentó al Banco durante le implementación del proyecto (Informes de Progreso, Informe de Fondo Rotatorio, Estados Financieros, etc.).

Derivado de que el Organismo Ejecutor no tiene sistemas contables de calidad, la información financiera recibida es inconsistente sujeta a verificación mediante la utilización de métodos alternos..

**4. Estados Financieros Auditados.** Teniendo en cuenta la historia registrada en el LMS sobre las calificaciones de los Estados Financieros Auditados (Limpia, Salvedades, Negación, Abstención), evalúe en términos generales la calidad y oportunidad de los EFAs.

Anualmente el ejecutor ha contratado firmas auditoras aceptables al Banco, las cuales en la mayoría de las veces han emitido opiniones con salvedades sobre los estados financieros de la Institución. Los mismos son recibidos con atraso, originados por las dificultades que encuentran los auditores en la revisión de la información financiera y en los atrasos que tienen los registros contables.

**5. Lecciones Aprendidas.** Registre las principales lecciones aprendidas a partir de la ejecución de esta operación relevantes para mejorar la administración financiera y contable de futuras operaciones.

Debido a que las auditorías financieras anuales llegaron con atraso, no se pudo hacer seguimiento oportuno a las recomendaciones de control interno formuladas. Esto debido principalmente a que las auditorías fueron contratadas anualmente. En futuras operaciones se sugiere contratar a las firmas auditoras por periodos multianuales y que emitan información financiera y administrativa semestralmente.

## **DATOS BÁSICOS DEL PROYECTO**

Nombre del proyecto:	Financiamiento adicional para el programa híbrido del sector de energía (Componente de Inversión)
Número del Préstamo/CT:	936/SF-HO
Nombre del Organismo Ejecutor:	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
Nombre del autor del Memorando del Ejecutor:	Ing. Angelo Bottazzi Suárez
Posición (cargo) en el Organismo Ejecutor:	Gerente General ENEE

### **3. MEMORANDO DEL EJECUTOR**

#### **3.1 ANALISIS DE RESULTADOS (PRODUCTOS, EFECTOS E IMPACTOS)**

##### **3.1.1 Productos Obtenidos**

Con el financiamiento otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través del Contrato de Préstamo 936/SF-HO, se obtuvieron los productos que a continuación se describen:

##### **A. Inyecciones en la Presa El Cajón**

Para efectos de asegurar la Integridad física y operativa de la Central se realizaron los siguientes trabajos:

##### **A.1 Trabajos Civiles**

Perforación e inyección; instalación de nueva instrumentación y rehabilitación de alguna instrumentación existente, trabajos de concreto para revestir galerías y túneles; trabajos de excavación y manejo de aguas durante la construcción.

##### **A.2 Suministro e Instalación de Equipos**

Estos equipos fueron instalados para incrementar la confiabilidad de los sistemas auxiliares de la Central Hidroeléctrica, a fin de asegurar la continuidad del servicio propio de la Casa de Máquinas.

##### **A.3 Servicios y Suministros de ENEE**

- A.3.1 Energía eléctrica para bombeo, iluminación, ventilación e instalaciones
- A.3.2 Suministro de cemento para los trabajos civiles
- A.3.3 Supervisión de trabajos en el sitio
- A.3.4 Contratación de expertos

##### **A.4 Servicios de Consultoría**

- A.4.1 Consultoría para trabajos civiles
- A.4.2 Consultoría para Auditorías Técnicas de la Central Hidroeléctrica

## **A.5 Administración y Supervisión Local**

ENEE proveyó los servicios de sus profesionales para la supervisión de trabajos en campo.

## **B. Ascensor de la Presa**

Se sustituyó el Ascensor existente porque las condiciones ambientales imperantes en la zona hacían que normalmente se mantuviera fuera de servicio, además se dificultaba la obtención de repuestos para el mismo. Con la puesta en funcionamiento del nuevo ascensor se mejoró el control y registro de datos de instrumentos y equipo mecánico auxiliar; asimismo se mejoró el acceso a los tuneles para la inspección ágil de las partes críticas de la represa.

## **C. Estudio de factibilidad para la Interconexión Eléctrica Honduras – El Salvador**

Los recursos destinados para este fin; a través del Contrato del Préstamo con el BID, no fueron utilizados en virtud de que dicho estudio fue donado por el Gobierno de Taiwán.

Posteriormente y con anuencia del BID se utilizaron fondos de este componente para la adquisición de dos estaciones de trabajo requeridas para controles de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

## **D. Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador**

Este proyecto consistió en la construcción de obras para enlazar los sistemas eléctricos de ambos países, y con tal enlace se completó la interconexión del istmo Centromamericano, con la finalidad de ampliar el Mercado Eléctrico Regional a través de Intercambios de energía y potencia; en nuestro país las obras construidas se resumen en:

- D.1 Construcción de 54.387 km. de línea de Transmisión a 230 kV. localizada en los Departamentos de Choluteca y Valle.
- D.2 Construcción de Obras para la Ampliación de Subestación Pavana, localizada en el Departamento de Choluteca.
- D.3 Construcción de los Sistemas de Comunicación para enlazar las Subestaciones de Pavana en Honduras, 15 de Septiembre en El Salvador y los Centros de Despacho de ambos países.

## **E. Ampliación de Metas**

Por los ahorros sustanciales obtenidos en la Ejecución de la Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador, se obtuvo del BID la "No objeción" para ampliar las metas establecidas originalmente en el Convenio de Préstamo. Lo que comprende:

## **E.1 Aporte a estudios MER-SIEPAC**

- Estudio para el Desarrollo del Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER
- Estudio para el Desarrollo Institucional y Organización de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y el Ente Operador Regional (EOR)
- Estudio y Desarrollo de la Regulación Regional de Transmisión y la Determinación de Parámetros de Calidad y Seguridad del MER

## **E.2 Compra de Equipos para Sistema de Distribución**

- Medidores de Energía
- Transformadores para los Sistemas de Distribución
- Capacitores para los Sistemas de Distribución

### 3.1.1.1 Análisis de Indicadores de Producto

PLANEADO	LOGRADO
<b>A. Inyecciones en la Presa "El Cajón"</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Asegurar la integridad física y operativa de la Central</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eliminación de la Erosión y Reducción de Filtraciones de 1,650 Lts / Seg. a 80-100 Lts/Seg. Así como instalación de nueva instrumentación para el monitoreo de la presa. Aún con la presencia del Huracán Mitch en 1998, las filtraciones se han mantenido en el mismo rango</li> </ul>
<b>B. Ascensor de la Presa</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Sustituir el ascensor que estaba en mal estado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejoramiento en los controles, registro de datos y acceso a los túneles para efectos de inspección.</li> </ul>
<b>C. Estudio de factibilidad de la interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Justificación Técnica y Económica del Proyecto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Como resultado de este Estudio se determinó la Factibilidad Técnica y su justificación Económica. Se obtuvo un TIR de 52.3% para un escenario de demanda media y para la condición mas desfavorable un TIR de 28.8%, (20% de incremento en el costo de ejecución del Proyecto, 20% de reducción en beneficio y un año de retraso en la completación del Proyecto). La relación B/C obtenida de 4.15</li> <li>El Estudio fue donado por el Gobierno de Taiwan y no representó ningún costo a cuenta del Proyecto</li> </ul>
<b>D. Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Enlace del istmo Centroamericano a través de una línea de 230 Kv. para ampliar el Mercado Eléctrico de la Región.</li> <li>Intercambios de Energía y Potencia entre países</li> <li>Mejorar la Calidad y Confiabilidad del suministro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se logró enlazar el Istmo Centroamericano de acuerdo a lo establecido en los Programas de Trabajo (18 meses calendarios)</li> <li>Los niveles de intercambio de Energía con el bloque Norte son bajos, debido mayormente a problemas técnicos causados al operar todos interconectados a ciertas horas.</li> <li>La razón anterior no permite una interconexión continua de los seis países</li> </ul>
<b>E. Ampliación de Metas:</b> <p><b>E.1 Aporte a estudio MER-SIEPAC</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Formación y Consolidación progresiva del Mercado Eléctrico Regional a través de: <ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Desarrollo del Reglamento de Operación Técnica y Comercial del MER</li> <li>❖ Desarrollo de la Regulación Regional de Transmisión</li> <li>❖ Organización y puesta en funcionamiento de la CRIE y el EOR</li> </ul> </li> </ul> <p><b>E.2 Equipos para Sistemas de Distribución (Medidores de Energía, Transformadores y Capacitores)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Reducir el número de abonados que se encuentran conectados directamente</li> <li>Ampliar la Red de Distribución</li> <li>Mejorar la baja compensación reactiva</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los Estudios no han sido concluidos, actualmente el CEAC tiene contratados dos Consorcios integrados por Consultores de experiencia en estos campos que se encuentran desarrollando los trabajos de acuerdo al Cronograma de Actividades previamente aprobado.</li> <li>Se instaló medición a 40,000 abonados que estaban conectados directamente, consecuentemente se espera reducir el porcentaje de pérdidas en distribución</li> <li>Se cuenta con un inventario de medidores para usarse en el 2004, considerando que el crecimiento de abonados anda por el orden del 7% anual.</li> <li>Se mejoró la calidad de servicio a abonados, con la instalación de los transformadores y los bancos de capacitores.</li> </ul>

### **3.1.1.2 Identificación de los productos logrados**

1. Incremento de la seguridad física y operativa de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán.
2. Sustitución del ascensor que se encontraba en mal estado
3. Completar la primera fase de los enlaces del istmo Centroamericano con una línea de 230 KV.
4. Formación y consolidación de un Mercado Eléctrico Regional
5. Adquisición de equipos para mejorar la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución y la medición de cada consumo de los abonados.

### 3.1.2.1 Análisis de los Indicadores de Efecto

PLANEADO	LOGRADO
<p><b>1. Indicadores de Efecto:</b></p> <p>Todos los componentes que integran el convenio de Préstamo fueron finalizados en Diciembre de 2003</p> <p><b>1.1 Reducir las Filtraciones en la Central Hidroeléctrica El Cajón a niveles aceptables para este tipo de proyectos, aún estando el embalse a plena capacidad</b></p> <p><b>1.2 Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador finalizada en Mayo de 2002 y puesta en servicio en Agosto de 2002</b></p> <p><b>1.3 Compra de Medidores y de Equipo de Distribución para mejorar el servicio y la compensación reactiva</b></p> <p><b>1.4 Colaborar en el desarrollo e implementar los Estudios del Mercado Eléctrico Regional a través del Proyecto SIEPAC</b></p>	<p><b>1. Análisis de resultados y efectos inmediatos</b></p> <p><b>1.1 Efectos e Impactos</b></p> <p>a. Efectos Inmediatos: se reducen las filtraciones de 1650 Lts/seg a 80-100 Lts/seg; se controlan las erosiones provenientes de estratos blandos o cavidades; se bajan las subpresiones en la fundación de la presa a niveles inferiores a los treinta metros de columna de agua; se mejora la confiabilidad de los sistemas auxiliares de la central</p> <p>b. Impactos Inmediatos: se garantiza la operación de la Central Hidroeléctrica al eliminar los factores que ponían en riesgo su seguridad física; con la reducción de las filtraciones se asegura que el volumen anual de agua almacenada no se disminuya en 1.55 M3/seg, lo que traducido a energía representada un ahorro al 19.55 Gwh anual</p> <p><b>1.2 Efectos e Impactos</b></p> <p>a. Efectos Inmediatos: Se finaliza la primera fase de la Interconexión Eléctrica Centroamericana; Honduras inicia los intercambios de energía y potencia con todos los países de la región.</p> <p>b. Impactos Inmediatos: Facilidad de adquirir excedentes de energía a un menor costo o para suplir necesidades de emergencia</p> <p><b>1.3 Efectos e Impactos</b></p> <p>a. Efectos Inmediatos: Instalación de medidores a todos los abonados que estaban conectados directamente a la red; mejorar la calidad del servicio en la distribución de energía.</p> <p>b. Impactos Inmediatos: Facturación real del consumo de energía a cuarenta mil abonados, y cubrir la demanda de medición durante el 2004; estabilizar y mejorar el nivel de voltaje a los abonados</p> <p><b>1.2 Efectos e Impactos</b></p> <p>a. Efectos Inmediatos: Contar con la regulación y reglamentación básica para las transacciones que se efectúen en el Mercado Eléctrico Regional.</p> <p>b. Impactos Inmediatos: Contar con un marco comercial, legal y operativo cuando entre en funcionamiento la segunda fase del Proyecto SIEPAC.</p>

### 3.1.2.2 Identificación de los futuros efectos e impactos del Proyecto

#### A. Reducción de Filtraciones por Inyecciones en la Presa El Cajón

**Efectos futuros:** Con la reducción de las filtraciones se garantiza un ahorro permanente de agua, que se convierte en una mayor disponibilidad de generación; si no se hubiese efectuado el Proyecto Trati, las fugas de agua serían ascendentes y permanentes, con lo cual el volumen aprovechable de agua en el embalse sería menor.

**Impacto futuro:** Considerando el punto de partida de las filtraciones y su reducción con la ejecución del Proyecto, se garantiza una disponibilidad adicional permanente de 19.55 Gwh anual.

#### B. Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador

**Efectos futuros:** Esta interconexión nos proporciona acceso a fuentes adicionales de energía, proveniente de Guatemala y El Salvador, que permite además efectuar intercambios por deficit, exceso o contingencia, de 80 Mw en la actualidad, hasta 180 Mw en un futuro, de acuerdo a la capacidad instalada del Proyecto.

**Efecto Futuro:** Mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad en el suministro de Energía para el Mercado Eléctrico Regional.

### 3.1.2.3 Análisis de la validez de los supuestos (de productos a efectos)

#### A. Inyecciones en la Presa El Cajón

En el periodo 1989-1992, técnicos de ENEE determinaron una tendencia ascendente de las filtraciones hacia la Casa de Máquinas, un aumento de las subpresiones y un cambio en las temperaturas de los manantiales termales, lo que originó una seria preocupación en la Ejecutivos de ENEE.

Debido a la situación imperante, se procedió a buscar financiamiento para llevar a cabo el Proyecto TRATI (Tratamiento de Impermeabilización), favoreciendo a ENEE la receptividad encontrada en el BID y Banco Mundial para financiar la ejecución de este proyecto.

Fueron válidos los supuestos de disminución de fugas de agua y de las presiones.

#### B. Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador

Favoreció la ejecución de este proyecto, el que los gobiernos de ambos países manifestaran su interés en la construcción del tramo pendiente para finalizar la primera fase de la interconexión eléctrica Centroamericana; para tal efecto se creó la Comisión de Interconexión, integrada por personal de ENEE y CEL como ente coordinador para la ejecución del Proyecto.

Esta comisión propuso dividir la ejecución del Proyecto en tres lotes para lograr una mayor participación internacional de empresas oferentes. Esta decisión favoreció los intereses de ENEE y CEL, porque se obtuvieron precios de ejecución por aproximadamente 50% del valor estimado en el financiamiento.

#### **3.1.2.4 Análisis de Equidad de los Efectos**

Los objetivos logrados a través de este financiamiento mejoraron la Infraestructura mayor de la ENEE, con lo cual se reforzó la Producción, Transmisión y Distribución de Energía. En este contexto, no se observan inequidades en el acceso a los beneficios que produce el Proyecto.

También se ha obtenido equidad en cuanto al acceso de las fuentes de energía e intercambios entre los países de la región.

#### **3.2.2.5 Análisis de Efectos Adversos**

No se produjo ningún efecto adverso en la población, en los bienes, ni en el medio ambiente, por la ejecución de este Proyecto, en sus diferentes componentes.

#### **3.1.2.6 Análisis del Proyecto en función de país**

La meta principal es contribuir a la reducción de la pobreza, porque se dispone de mayor cantidad de energía hidroeléctrica al alcance de un mayor número de familias y empresas. Esto contribuye directamente al desarrollo económico y social de cada una de las áreas en que tiene influencia el Proyecto. Se incrementó la calidad del servicio a los clientes de ENEE en donde se instalaron los equipos para distribución (transformadores y capacitores)

#### **3.1.2.7 Análisis de cambios en la Implementación del Proyecto**

No se presentaron cambios significativos. Se cumplió con los objetivos establecidos originalmente en el convenio de préstamo; asimismo, debido a ahorros sustanciales en uno de los componentes del Proyecto, se logró ampliar las metas sin modificar el monto del contrato de préstamo.

#### **3.1.2.8 Recálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)**

ENEE no ha efectuado ningún recálculo de la Tasa Interna de Retorno

#### **3.1.2.9 Recálculo de otros indicadores de evaluación económica**

ENEE no ha efectuado recálculo de los otros indicadores de evaluación económica

#### **3.1.2.10 Calificación de la efectividad del Proyecto en término de su objetivo de desarrollo (OD)**

De acuerdo a los análisis de efectos, impactos y productos obtenidos con la ejecución de cada uno de los componentes, calificamos el Proyecto como "muy efectivo" por las siguientes razones:

- Se mantiene la integridad física y seguridad operativa de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)
- Se logró finalizar la primera fase de la Interconexión del Istmo Centroamericano, lo que está permitiendo intercambios de energía y potencia entre los seis países.
- Se está instalando medición al 100% de los abonados registrados a diciembre de 2003.
- Se están consolidando las reglas para la operación del Mercado Eléctrico Regional.

## 3.2 ANALISIS DE IMPLEMENTACIÓN

### 3.2.1. Medición del desempeño del proyecto

#### 3.2.1.1 Elementos para monitoreo y evaluación

1. Análisis de problema	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
2. Estrategia de intervención en respuesta al (los) problema (s) identificados	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
3. Identificación de efectos e impactos esperados	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
4. Identificación de productos esperados	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
5. Indicadores de efectos esperados	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
6. Indicadores de productos esperados	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
7. Línea de base de efectos esperados	Baja	←	○	○	③	○	→	Alta	○	N/A
8. Línea de base de productos esperados	Baja	←	○	○	③	○	→	Alta	○	N/A
9. Supuestos de productos a efectos	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
10. Definición de responsabilidades para la recolección de información	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
11. Plan para la implementación del proyecto	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A
12. Plan de Adquisiciones	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A

#### 3.2.1.2 Análisis de factores críticos del diseño

##### Factores Negativos:

- Los documentos de precalificación y licitación para la Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador fueron elaborados por la Comisión de Interconexión, obteniéndose un excelente producto; sin embargo, debido a que la misma estaba integrada por representantes de ambas empresas eléctricas con responsabilidades en su respectivas áreas de trabajo, no se desarrollaron las actividades en forma continua, trayendo esto consigo un retraso en la preparación de dichos documentos y en el inicio de las obras.

- Aplicar dos marcos legales a los procesos de contratación de obras y servicios (Interconexión)
- Lo impredecible que resulta definir los lineamientos de diseño y alcance de los trabajos, cuando éstos tienen que desarrollarse en el subsuelo, que fue el caso de las Inyecciones en la Presa "El Cajon".

#### **Factores Positivos:**

- Los problemas, efectos y productos fueron bien definidos e identificados en el diseño, por ende, los trabajos fueron ejecutados normalmente y son exitosos en su desempeño.

### **3.2.1.3 Lecciones aprendidas para el diseño (medidas adoptadas)**

Implementar en futuros proyectos la formulación de documentos y diseños claros, que nos permitan llevar a cabo la ejecución de los trabajos cumpliendo con los programas establecidos y sin modificaciones considerables (técnicas y económicas)

### **3.2.1.4 Lecciones aprendidas para el diseño (medidas alternativas)**

Para la ejecución del componente de inversión de la Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador, se requirió un largo proceso para seleccionar consultores y contratistas, que incluyó la etapa de precalificación, concurso, licitación, evaluación, adjudicación y firma de contratos. Este proceso se volvió muy engorroso porque requería la participación de Comisiones y Junta Directiva de ambas instituciones (ENEE y CEL) para la aprobación de cada etapa; cuando se trate de dos países sería conveniente definir procedimientos más ágiles

### **3.2.1.5 Información disponible durante la implementación del proyecto.**

1. Establecimiento de proceso y mecanismos para recolección y análisis de datos (fuente de datos, responsables, periodicidad y características de la información)	Baja	← ○ ○ ○ ④ → ○	N/A
2. Recolección de información de línea de base de efectos	Baja	← ○ ○ ③ ○ → ○	N/A
3. Recolección de formación de línea de base de productos	Baja	← ○ ○ ③ ○ → ○	N/A
4. Recolección, análisis y reporte de información sobre recursos disponibles y actividades realizadas	Baja	← ○ ○ ○ ④ → ○	N/A
5. Recolección, análisis y reporte de información sobre productos generados por el proyecto y su contribución al logro de los efectos esperados	Baja	← ○ ○ ○ ④ → ○	N/A
6. Recolección, análisis y reporte de información sobre efectos e impactos generados por el proyecto y su contribución a las metas establecidas en la estrategia de desarrollo sectorial y nacional	Baja	← ○ ○ ○ ④ → ○	N/A

### **3.2.1.6 Análisis de factores críticos para medición de desempeño durante la implementación**

No se presentaron factores críticos porque la Unidad Ejecutora y los consultores ejercieron un eficiente control durante la ejecución del proyecto, aplicándose medidas correctivas cuando fueron requeridas

### **3.2.1.7 Lecciones aprendidas en la implementación (medidas adoptadas).**

La Unidad Ejecutora y el Consultor implementaron controles diarios de cada una de las actividades de campo, reuniones semanales con los contratistas para solventar los problemas presentadas en el transcurso de la semana, presentación de informes mensuales del consultor y contratista

### **3.2.2. Factores que afectaron la ejecución del proyecto (según ISDP/PPMR)**

Durante el proceso de ejecución de obras no se presentaron factores que afectaron la ejecución del las mismas.

### **3.2.3 Análisis de factores críticos para el éxito del proyecto**

#### **Factores críticos para la obtención de los productos**

#### **3.2.3.1 Identificación de factores negativos para obtener los productos**

- Dificultades para que ambos países pudiesen legalizar la servidumbre, lo que repercutió negativamente en el inicio de la ejecución de las obras
- Tiempo necesario para coordinar acuerdos entre ENEE y CEL

#### **3.2.3.2 Identificación de factores positivos para obtener los productos**

- El valor de las obras de interconexión Honduras - El Salvador representó un 50% del valor establecido en el contrato de Préstamo
- Las inyecciones en la presa El Cajon fueron exitosas
- Con el remanente de fondos de la Interconexión con El Salvador se financió compra de equipo y apoyo a las actividades del MER

#### **Factores críticos para la obtención de los efectos**

#### **3.2.3.3 Identificación de factores negativos para la obtención de los efectos**

- Durante la ejecución de obras no se presentaron factores negativos

### 3.2.3.4 Identificación de factores positivos para la obtención de los efectos

- Finalizado el Proyecto de Interconexión Eléctrica Honduras - El Salvador se consolida la infraestructura necesaria para arrancar la segunda etapa del Proyecto SIEPAC

### 3.2.4 Análisis de gestión y lecciones aprendidas

#### 3.2.4.1 Análisis de gestión

- ENEE y CEL solicitaron al BID flexibilidad en iniciar las obras sin contar con el 100% de los derechos de paso por imposición de servidumbre; con la "no objeción" del BID a esta solicitud, se logró finalizar las obras en un plazo de 18 meses calendario

#### 3.2.4.2 Lecciones aprendidas sobre gestión de proyectos

Cuando se ejecuten proyectos en que participen dos o más países, buscar mecanismos para integrar el marco legal de todo el proyecto que facilite la toma de decisiones

### Calificación de la implementación del Proyecto (IP)

#### 3.2.4.3. Calificación de la implementación del proyecto

Consideramos la implementación del proyecto como satisfactorio durante su ejecución

## 3.3 ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD

### 3.3.1 Fortalecimiento Institucional / Organizacional (FIO)

#### 3.3.1.1 Areas fortalecidas o mejoradas por el Proyecto.

Area Institucional / Organizacional				Nivel		
	Si	No	N/A	Nacional	Regional	Local
1. Marco Legal y regulatorio	⊗	○	○	□	☑	□
2. Procedimientos, manuales, guías operacionales	⊗	○	○	□	☑	□
3. Capacidad						
3.1 Capacidad de la alta gerencia	⊗	○	○	□	☑	□

3.2 Capacidad de la mediana gerencia	⊗	○	○	□	☑	□
3.2 Capacidad de sistemas de información	⊗	○	○	□	☑	□
3.4 Medición del desempeño (capacidad de M&E)	⊗	○	○	□	☑	□
3.5 Servicio al cliente	⊗	○	○	☑	☑	□
4. Estructura funcional y organizacional	⊗	○	○	□	☑	□
5. Planeación	⊗	○	○	□	☑	□
6. Presupuestación / gestión financiera	⊗	○	○	□	☑	□
7. Coordinación Intra / Inter-sectorial	⊗	○	○	□	☑	□
8. Coordinación Intra / Inter-organizacional	⊗	○	○	□	☑	□
9. Personal / desarrollo de recursos humanos	⊗	○	○	□	☑	□
10. Adquisiciones	⊗	○	○	□	☑	□
11. Auto-evaluación, auditoria & rendición de cuentas	⊗	○	○	□	☑	□

### 3.3.1.2 Fortalecimiento logrado por el Proyecto en el país

1. Se integran a la red eléctrica los países de Guatemala y El Salvador como fuentes potenciales adicionales para el intercambio de energía y potencia.
2. Se apoyó la formulación y consolidación inicial de reglamentos y procedimientos para el funcionamiento del mercado eléctrico regional, favoreciendo al proyecto SIEPAC

### 3.3.1.3 Fortalecimiento logrado por el proyecto en el Organismo Ejecutor

1. Se eliminaron las condiciones de falla que prevalecían en la Central Hidroeléctrica "El Cajón", antes de ejecutar este componente
2. Con la compra de equipos para sistemas de distribución se mejoran los niveles de voltaje; se eliminan las conexiones domiciliarias directas al instalar la medición
3. Se mejora la confiabilidad en el servicio
4. Se eliminó el riesgo de inundación de caverna en caso de falla total del servicio eléctrico para los servicios auxiliares en esa central

### 3.3.1.4 Calificación de la contribución del Proyecto al FIO

La contribución del proyecto al fortalecimiento institucional y organizacional es relevante (R), porque implica transformaciones en la estructura de las empresas eléctrica de la región.

### 3.3.2 Sostenibilidad del Proyecto

#### 3.3.2.1 Alcance de la sostenibilidad del proyecto

Se debe fortalecer e implementar la ejecución del Proyecto SIEPAC y reforzar la red de transmisión, transformación, distribución y comercialización existente en el país.

#### 3.3.2.2 Bases para el análisis de sostenibilidad

Arreglos Institucionales / Organizacionales y recursos		Probabilidad									
1. Apoyo de la alta gerencia en la Agencia Ejecutora	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A	
2. Marco político, legal y regulatorio	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A	
3. Preparativos y capacidad organizacional	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A	
4. Coordinación inter-organizacional	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A	
5. Disponibilidad de recursos financieros	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A	
6. Personal idóneo	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A	
7. Recursos para mantenimiento de la infraestructura física	Baja	←	○	○	③	○	→	Alta	○	N/A	
8. Apoyo de los beneficiarios del proyecto	Baja	←	○	○	○	○	→	Alta	⊗	N/A	
9. Apoyo del gobierno nacional	Baja	←	○	○	○	④	→	Alta	○	N/A	

#### 3.3.2.3 Análisis de causas de raíz que afectan negativamente la sostenibilidad

Pueden afectar negativamente la sostenibilidad:

1. No tener la capacidad financiera para invertir en el mantenimiento y operación que requieran las obras y equipos.
2. El incremento de las pérdidas técnicas y no técnicas en el sistema de distribución.
3. La reactivación de fugas de agua del embalse de El Cajón.

#### 3.3.2.4 Análisis de causas de raíz que contribuyen favorablemente a la sostenibilidad

De acuerdo a nuestros análisis, entre las contribuciones mas importantes que favorecen la sostenibilidad del proyecto podemos mencionar:

1. Incremento de la confiabilidad en el suministro, al estar integrada la región centroamericana
2. Aprovechamiento de energía a bajos costos, al haber mayor competencia y disponibilidad de energía hidráulica de otros países.
3. Reforzamiento de la red eléctrica e infraestructura de distribución de ENEE

### 3.3.2.5 Lecciones aprendidas para sostenibilidad (medidas adoptadas)

Con la ejecución del proyecto se capacitó personal, se mejoró la infraestructura nacional y regional; con lo cual técnicamente mejora la sostenibilidad

### 3.3.2.6 Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas alternativas)

- La contratación empresas consultoras y contratistas con experiencia en el tipo de proyectos que se pretenda desarrollar contribuye al desarrollo de capacidades locales es conveniente incluir en los contratos la obligatoriedad en capacitación y transferencia de tecnología

### 3.3.2.7 Plan de Sostenibilidad

El plan de sostenibilidad debe ser orientado a eliminar o minimizar efectos negativos indicados en el numeral 3.3.2.3 y a fortalecer las causas detalladas en 3.3.2.4.

### 3.3.2.8 Calificación de la sostenibilidad del Proyecto

Tomando en cuenta las causas que afectan negativamente la implementación del proyecto y los beneficios obtenidos del mismo, consideramos que es muy satisfactoria la sostenibilidad (MS) en los proximos tres años de este proyecto.

## 3.4 DESEMPEÑO DEL BANCO

### 3.4.1 Desempeño del Banco en áreas críticas

- Grado de facilitación para diseñar el proyecto en forma participativa con el Prestatario y el Organismo Ejecutor  
Baja ← ○ ○ ○ ⊗ → Alta ○ N/A
- Provisión de asistencia técnica y capacitación, así como seguimiento sistemático para que el Organismo Ejecutor cumpla con las políticas y procedimientos del Banco  
Baja ← ○ ○ ○ ⊗ → Alta ○ N/A
- Provisión de asistencia técnica y capacitación al Organismo Ejecutor, para mejorar la gestión y la administración del proyecto  
Baja ← ○ ○ ○ ⊗ → Alta ○ N/A
- Utilidad de la supervisión y asesoramiento del Banco para mejorar la gestión y la administración del Proyecto  
Baja ← ○ ○ ○ ⊗ → Alta ○ N/A

5. Oportunidad de la respuesta del Banco a los requerimientos del Organismo Ejecutor durante la implementación del proyecto

Baja ← ○ ○ ○ ⊗ → Alta ○ N/A

6. Flexibilidad del Banco para dar respuesta a emergencias e imprevistos durante la implementación del proyecto

Baja ← ○ ○ ○ ⊗ → Alta ○ N/A

### 3.4.2 Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas adoptadas)

Los procesos de ejecución física - financiera se ejecutaron satisfactoriamente, porque existió una relación directa y oportuna entre la Unidad Ejecutora y los Especialistas Sectoriales del Banco. En la práctica lo vimos reflejado en la prontitud de respuesta entre las partes: BID - Ejecutor - Consultor - Contratistas

### 3.4.3 Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas alternativas)

- Por las dificultades que se presentan en nuestros países para obtener la posesión legal de los inmuebles donde se construyen las obras, recomendamos que el Banco sea mas flexible en cuanto al cumplimiento de las condiciones previas para la adquisición de servidumbre para la ejecución de los proyectos.
- Que el Banco continúe implementando cursos de capacitación y actualización en los procesos de adquisiciones y procedimientos específicos del Banco

### 3.4.4 Calificación del desempeño del Banco

Consideramos el desempeño del Banco muy satisfactorio (MS), ya que a través del Especialista Sectorial asignado al Proyecto, recibimos el apoyo directo y necesario que nos permitió llevar a feliz término la ejecución de cada uno de los componentes de inversión incluidos en el Contrato de Préstamo.

Anexo 1-A

**Fuente de Financiamiento**  
(Montos en millones de USD\$)

Categoría de Inversión	Original				Actual				Brecha como % del Original			
	BID (1)	Prestatario (2)	Otras Fuentes (3)	Total (4)	BID (5)	Prestatario (6)	Otras Fuentes (7)	Total (8)	BID (9)	Prestatario (10)	Otras Fuentes (11)	Total (12)
<b>1. Ingeniería y Administración.</b>	0	1.3	0	1.3	0	1.0193	0	1.0193	-	-21.590	-	-21.590
1.1 Ingeniería.	0	0.8	0	0.8	0	0.6010	0	0.6010	-	-24.875	-	-24.875
1.2 Administración.	0	0.5	0	0.5	0	0.4183	0	0.4183	-	-16.340	-	-16.340
<b>2. Costos Directos</b>	13.72	0	*	13.72	13.9923	13.5048	12.70	40.1971	1.98	-	-	192.980
2.1 Estudios de Factibilidad	0.30	0	0	0.30	0.0117	0	0	0.0117	-96.1	-	-	-96.10
2.2 Interconexión Eléctrica Honduras – El Salvador	10.10	0	0	10.1	4.3905	1.0941	0	5.4846	-56.53	-	-	-45.70
2.3 Inyecciones Presa Francisco Morazán	3.17	0	*	3.17	4.0828	11.9100	12.70	28.6928	28.80	-	-	80.80
2.4 Ascensor Presa	0.15	0	0	0.15	0.3000	0.0064	0	0.3064	100.00	-	-	104.27
2.5 Estudios MER – SIEPAC	0	0	0	0	1.1361	0	0	1.1361	-	-	-	-
2.6 Equipos para Sistemas de Distribución	0	0	0	0	4.0712	0.4943	0	4.5655	-	-	-	-
<b>3. Sin asignación Especifica</b>	0.95	2.22	0	3.17	0	0	0	0	-100	-100	-	-100
3.1 Imprevistos	0.75	1.52	0	2.27	0	0	0	0	-100	-100	-	-100
3.2 Escalamientos	0.20	0.70	0	0.90	0	0	0	0	-100	-100	-	-100
<b>4. Costo Financieros</b>	0.15	0.18	0	0.33	0.1482	0.18	0	0.3282	-1.20	-	-	0.545
4.1 Comisión de Compromiso BID	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	-	-	-	0
4.2 Inspección y Vigilancia BID	0.15	0	0	0.15	0.1482	0	0	0.1482	-1.20	-	-	-1.20

Memorando del Ejecutor  
Préstamo 936 / SF - HO  
29/11/04

<b>TOTAL PROYECTO</b>	14.82	3.7	*	18.52	14.1405	14.7041	12.70	41.5446	-4.57	297.4	0	124.32
<b>PORCENTAJES</b>	80	20	-	100	34.04	35.39	30.57	100				

\* Para las Inyecciones en la Presa Francisco Morazán se suscribió el convenio de Crédito No. 2417-HO entre el IDA y Gobierno de Honduras, por un monto de 12.7 millones de Dólares

## Anexo 1- B

### **Calendario de Inversiones**

(Montos en millones de US\$)

Años	Original				Actual				Brecha
	BID	Prestatario	Otros	Total	* BID	Prestatario	Otros	Total	(8)- (4)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1992	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0
1993	0.30	1.80	5.90	8	0.30	1.80	5.90	8.00	0
1994	0.20	2.80	6.20	9.20	0.20	2.80	6.20	9.20	0
1995	4.50	5.30	0.00	10.40	4.50	5.30	0.60	10.40	0
1996	0.14	0.001.71	0.00	1.85	0.14	1.71	0.00	1.85	0
1998	0.2336	0	0	0.2336	0.2336	0.0103	0.00	0.2439	0.0103
1999	0.028	0	0	0.028	0.028	0.025	0.00	0.053	0.025
2000	1.4479	0.20	0	1.6479	1.297	0.030	0.00	1.3270	-0.3209
2001	2.7428	0.40	0	3.1428	1.4669	0.616	0.00	2.0829	-1.0599
2002	0.3323	0.10	0	0.4323	1.1957	0.4128	0.00	1.6085	1.1762
2003	5.3683	0.516	0	5.8843	5.3766	0.4943	0.00	5.8709	-0.0134
<b>TOTAL</b>	15.2929	13.8260	12.7000	41.8189	14.7378	14.1984	12.7000	41.6362	-0.1827

\* Con financiamiento del BID se incluyen US\$ 1.02 millones que provienen del Convenio 644/OC-HO

## **HONDURAS**

### **Programa Híbrido de Energía – Tramo Adicional 936/SF-HO (HO0112)**

#### **Informe de Terminación de Proyecto (PCR)**

**Comité de Revisión Gerencial (CRG)**

**13 de septiembre de 2004**

#### **I. PARTICIPANTES**

Asistieron a la reunión de Comité, Marcelo Antinori (RE2/FI2) quien lo presidió; Carlos Trujillo (RE2/FI2); Sandra Bartels (RE2/RE2); Miguel Coronado (LEG); Edgar González (ROS/PMP), y Maria Fernanda Mariel (RE2/FI2), quien actuó como secretario. A través de audioconferencia, estuvo presente César Castellón (COF/CHO).

#### **II. CONCLUSIONES**

El CRG revisó los borradores de Informe de Terminación de Proyecto y recomendó que en los mismos se incluyeran las recomendaciones descritas más adelante.

#### **III. TEMAS TRATADOS Y RECOMENDACIONES**

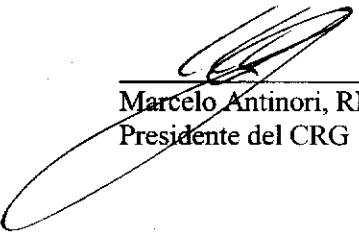
Durante la reunión se discutieron los siguientes temas:

- **Formato:** el CRG criticó el formato de PCR del Banco, considerando que el mismo: i) es incompleto, por carecer de algún punto que permita describir los antecedentes y el marco de la operación; ii) no es lo suficientemente explícito para el lector, ya que no permite la fluidez en su lectura, y iii) se torna difícil para el autor del PCR, porque el formato es inflexible, se requiere mucho tiempo para completar el PCR, y algunas preguntas no son muy claras.
- **Reforma Sectorial:** El CRG sugirió añadir en el documento una página describiendo los antecedentes del préstamo, específicamente señalando qué es lo que estaba planeado, por qué no se llevó a cabo lo planeado, cuáles son las consecuencias de no esto y cuáles son las lecciones aprendidas.
- **Actualización del documento:** El CRG resaltó que el PCR contiene datos correspondientes a un período anterior. El CRG solicitó una actualización del documento, ajustando algunas frases e incorporando algunos datos que permitan reflejar la realidad actual, con los logros de este año.
- **Tasa Interna de Retorno:** El CRG sugirió ampliar los comentarios en el PCR indicando que, aunque la tasa interna de retorno del préstamo no ha sido recalculada, se estima que la misma sería superior debido a la significativa reducción de costos obtenida en el proyecto.

- **Clarificación:** Para que el documento sea más claro, el CRG sugirió enfatizar que todos los comentarios en el mismo están relacionados solamente con el componente de inversión, y no con el sectorial que fue cancelado.

#### **IV. REVISIÓN DEL INFORME DE TERMINACIÓN DE PROYECTO**

El CRG recomendó que COF/CHO y RE2/FI2 revisen el PCR, incluyendo las recomendaciones antes indicadas, y que lo presenten a la Gerencia para su aprobación final.



\_\_\_\_\_  
Marcelo Antinori, RE2/FI2  
Presidente del CRG



\_\_\_\_\_  
Maria Fernanda Mariel, RE2/FI2  
Secretario

## ANEXO 4

### **AYUDA MEMORIA DEL TALLER DE TERMINACION PROGRAMA HIBRIDO DE ENERGIA – TRAMO ADICIONAL**

Préstamo 936/SF-HO

1. El taller de terminación, se realizó el día jueves 29 de enero de 2004, con la participación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Comisión Presidencial de Modernización del Estado (CPME), Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Secretaría de Recursos Naturales y Medio Ambiente (SERNA), Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el BID. La lista de participantes y la Agenda del Taller se adjuntan a esta ayuda memoria. Las presentaciones efectuadas durante el taller, se encuentran en los archivos de la Representación para cualquier consulta.
2. Evaluación participativa del Proyecto:
  - 2.1 Los participantes estuvieron de acuerdo en el éxito logrado en la ejecución de los dos componentes originales del Proyecto de Inversión, financiado con recursos del Préstamo 936/SF-HO:
    - la Interconexión Eléctrica Honduras – El Salvador ha tenido efectos e impactos inmediatos significativos al obtener energía mas barata de otros países de la región, ahorrando costos y disminuyendo las interrupciones del servicio, según se muestran en los indicadores de resultado del PCR; y
    - las Inyecciones Subterráneas en la Represa del Cajón, lograron taponar las fugas del embalse, desapareciendo el peligro de quedar inutilizada la hidroeléctrica Francisco Morazán, principal fuente de energía del país y ahora su embalse puede trabajar a capacidad plena y en forma segura para la estabilidad de la represa.
  - 2.2 Los supuestos para los efectos previstos en el tramo sectorial fueron fatales y el Gobierno solicitó la cancelación total del préstamo sectorial, luego de 3 años de su aprobación por el Banco, en septiembre de 1997, en razón de no lograrse en ese entonces, el consenso político para modificar la Ley Marco del Subsector para fijar tarifas en forma ágil y oportuna, eliminar subsidios a los consumidores de menos de 300 Kwh por mes y sólo focalizarlos a los más pobres de hasta 100 Kwh por mes.
  - 2.3 Lección aprendida en el diseño del Programa: Un programa híbrido con un componente de reforma y otro de inversiones, es muy difícil y complejo de ejecutar. En este caso, el Banco otorgó excepcionalmente un financiamiento adicional y el tramo sectorial y al no cumplirse sus condicionalidades, el financiamiento se canceló después de 3 años de su aprobación, mientras que el de inversiones terminó 5 años después sin lograr objetivos de desarrollo previstos en el tramo sectorial. Habrá que buscar otros mecanismos más flexibles e innovativos para los programas de ajuste, pero desligados de un proyecto de inversión.

2.4 Lección aprendida en la ejecución del Proyecto: En un proyecto binacional, es preferible que sea un mismo contratista para cada elemento común. En presente caso, un mismo contratista ejecutó la línea de transmisión y subestaciones en ambos países; otro ejecutó los sistemas de comunicación y la empresa supervisora fue también la misma. Con esto se logró una mejor coordinación, características técnicas uniformes y ambos países se beneficiaron con una reducción de costos de construcción y pruebas.

### 3. Participación activa en la sostenibilidad del Programa.

3.1 La sostenibilidad de la Interconexión Honduras – El Salvador quedará asegurada cuando: este bien conformado el mercado eléctrico regional (MER), se complete la Interconexión eléctrica del proyecto SIEPAC (incluyendo las redes internas de 230 Kv a cargo de cada país, especialmente El Salvador) y los entes regionales CRIE y EOR controlen plenamente los intercambios entre los 6 países y la gestión comercial de la interconexión.

3.2 Pasados siete años de haber sido taponadas las fugas del embalse de la represa El Cajón en abril de 1995, las infiltraciones se mantienen entre 80-100 litros por segundo, superando las metas originales. La sostenibilidad se logrará manteniendo las inspecciones anuales de los expertos del Panel de Seguridad de la Obra (PSO), y el manejo optimizado del embalse en la generación de energía, aprovechando su capacidad plurianual.

3.3 A continuación se identifican las acciones necesarias para lograr la sostenibilidad de los principales productos del Componente de Inversión del Programa:

- La ENEE y las restantes empresas eléctricas de la región deberán apuntalar el desarrollo de lo siguiente: desarrollo del MER, y los entes regionales CRIE y EOR.
- Monitorear las fugas y estabilidad de la represa, incrementar los recursos para el mantenimiento y desarrollar programas para el manejo optimizado del embalse.
- Completar en 2004, la instalación de los equipos eléctricos adquiridos para reforzar el sistema de distribución.

3.4 Durante el taller, el Ing. José A Morán de la CPME, presentó el Plan Estratégico del Gobierno para reestructurar a la ENEE y el Subsector Eléctrico de Honduras. Dicho plan, que a la fecha se encuentra en discusión, se presentó a título ilustrativo.

Tegucigalpa, 29 de enero de 2004

Por el Organismo Ejecutor:

Ing. Ângelo Bottazzi  
Gerente General de la ENEE

Por el Prestatario:

Ing. Mauro Membreño  
CPME

Por el Banco:

Helgue Semb  
Representante en Honduras

**HONDURAS**  
**PROGRAMA HÍBRIDO DEL SECTOR ENERGÍA – TRAMO ADICIONAL**  
**PRESTAMOS 936/SF-HO Y 937/SF-HO**

- 1.1 En respuesta a una solicitud planteada en junio de 1994 por el Gobierno de Honduras, el Banco acordó la ampliación del Programa Híbrido de Energía (financiado con los préstamos 645/OC y 868/SF-HO) el cual se encontraba en ejecución, a fin de dar continuidad al proceso de racionalización del sector energético, y apoyar al GdH y a la ENEE para solventar la crisis del subsector. Dado que no era posible en las condiciones de crisis por las que atraviesa el sector dar cumplimiento con la totalidad de las condiciones del desembolso del tercer tramo del sectorial, se hizo necesario reformular parte de la condicionalidad y moverla a un cuarto tramo adicional para adecuarla a la situación presente del país.
- 1.2 Como resultado, se aprobó en diciembre 7 de 1994, la propuesta para el Tramo Adicional del Programa Híbrido del Sector Energía de Honduras (HO-0112) que adicionó un cuarto tramo a la operación sectorial existente por un monto de US\$ 20.0 millones (937/SF-HO), y contribuyó con recursos necesarios para el financiamiento de inversiones prioritarias del subsector, incluyendo el componente de interconexión eléctrica entre Honduras y El Salvador por un monto de US\$14.82 millones (936/SF-HO). Paralelamente se aprobó una cooperación técnica no reembolsable por US\$2.0 millones (ATN/SF-4737-HO).
- 1.3 Los objetivos del programa son: (i) continuar dando apoyo al Gobierno en la reforma del sector energía a fin de proseguir el proceso de implantar políticas sectoriales que contribuyan al programa de ajuste estructural y recuperación del sector energía; (ii) dar apoyo al Gobierno de Honduras y a la ENEE para solventar la crisis del subsector eléctrico incluyendo el financiamiento para obras prioritarias; (iii) contribuir a la integración eléctrica de Centroamérica con la Interconexión Eléctrica entre Honduras y El Salvador; y (iv) llevar a cabo un componente de asistencia técnica no reembolsable para fortalecer el proceso de reforma del sector.
- 1.4 En septiembre de 1997, el gobierno renunció al financiamiento del Tramo Adicional del Crédito Sectorial (Préstamo 937/SF-HO), en razón de no poder dar cumplimiento con: a) Fijar y mantener niveles tarifarios del plan financiero; b) Redefinición de los subsidios para los niveles de consumo de menos de 300 Kwh/mes. Con niveles tarifarios insuficientes, la ENEE no logró alcanzar las metas financieras previstas en la condicionalidad para el desembolso de este Tramo Adicional en dicho año. El Banco aceptó la renuncia a partir del 17 de septiembre de 1997, con lo cual quedó cancelado el Préstamo 937/SF-HO.
- 1.5 La falta de una racionalización de las tarifas y la focalización de los subsidios dificulta la sostenibilidad financiera de la ENEE y la participación de capital privado en la distribución. Sin embargo, a pesar de las dificultades, se ha logrado aumentar la participación del sector privado en generación, la cual es indispensable para satisfacer adecuadamente el crecimiento elevado de la demanda futura de electricidad.
- 1.6 Principal lección aprendida: Se requiere de un continuado y decidido compromiso del gobierno para lograr los objetivos y la sostenibilidad de la reforma del sector.
- 1.7 Con el Préstamo 936/SF-HO se financiaron obras prioritarias para controlar las infiltraciones del embalse en la Presa El Cajón, lo cual fue realizado con todo éxito en 1995, así como la interconexión eléctrica con Centroamérica en el tramo Honduras – El

Salvador concluido en 2002, con lo cual los sistemas eléctricos de 6 países de Centroamérica quedaron interconectados luego de más de 25 años de esfuerzos. Con saldos del préstamo resultado de una disminución a 50% de los costos en la interconexión eléctrica, se apoyó financieramente la participación de Honduras en el proceso de diseño del MER del SIEPAC y la adquisición de equipos para mejorar la gestión y reducir la pérdidas del sistema de distribución. Con la CT, se prepararon en 1995 los documentos de licitación para la privatización de los sistemas de distribución, y también se llevaron a cabo otras asesorías para la reducción de pérdidas.

- 1.8 Al haberse cancelado el préstamo 937/SF-HO, en el PCR se informa exclusivamente sobre los resultados obtenidos con aporte de préstamo 936/SF-HO.