

**(HO-T1158)
Anexo CT**

País: HONDURAS

Nombre y número del Programa: ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO DE PATUCA III – HO-T1158

Fecha	31 de mayo de 2011.
Relación con el Préstamo	Con este OI se financia el desarrollo de los estudios de factibilidad de la operación HO-L1082 – Proyecto Hidroléctrico Patuca III.
Equipo de Proyecto	Javier Cuervo (INE/ENE - Jefe de Equipo); Jorge Mercado (INE/ENE); Jose R. Gomez (ENE/CCO); Carlos Echeverría (INE/ENE); Elán Tábora (COF/CHO); Genevieve Beaulac (VPS/ESG); Elsa Chang (VPS/ESG); Nelly Wheelock (VPC/PDP) y Maristella Aldana (LEG/SGO).
División Responsable	División de Energía (INE/ENE).
Organismo Ejecutor	<p>Banco Interamericano de Desarrollo por solicitud del Gobierno de Honduras (ver enlace electrónico con la solicitud de recursos y solicitud para la ejecución). Se justifica que el Banco sea ejecutor debido a: (i) exigencias de tiempo para poder cumplir con el cronograma de preparación del proyecto teniendo en cuenta la urgencia de avanzar con el proyecto; (ii) una ejecución por parte del Banco permite garantizar la calidad técnica de los trabajos especializados que se llevarán a cabo y (iii) no se requiere que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) efectúe modificaciones al presupuesto para poder ejecutar los recursos.</p> <p>Como principal beneficiaria, ENEE se apropiará de los estudios y productos de la Cooperación Técnica y se compromete a facilitar el desarrollo de las consultorías, apoyando con el suministro oportuno de información, la disponibilidad de profesionales para visitas de campo y la revisión de los reportes de las consultorías.</p>
Unidad Responsable de Desembolsos	Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente (INE/INE), a través de la división de energía (INE/ENE).

Objetivo	Desarrollar los estudios de factibilidad técnica, económica, financiera, institucional y ambiental/social del proyecto hidroeléctrico Patuca III, el cual consiste en una central hidroeléctrica contemplada en el plan de expansión de generación del sistema eléctrico de Honduras, con una capacidad de 104 MW. La inversión total estimada de dicha central es de \$350,000,000.
Descripción	La cooperación técnica (CT) financiará las siguientes actividades para la preparación del Programa HO-L1082.
Actividades	<p><u>Actividad 1:</u> Evaluación Técnica: Se financia la contratación de servicios de consultoría para analizar los detalles técnicos del diseño del proyecto Patuca III, la solución propuesta y la justificación técnica dentro de posibles alternativas de la expansión del sistema de generación. Se examinará también el dimensionamiento de costos del proyecto. A la fecha se cuenta con un diseño técnico preparado en el 2005 que requiere actualización.</p> <p><u>Actividad 2:</u> Evaluación económica: Se financia la contratación de servicios de consultoría para realizar un análisis económico del proyecto que contenga un análisis costo-beneficio del proyecto Patuca III (calcula de beneficios y costos económicos, calculo de retorno económico, análisis de sensibilidad).</p> <p><u>Actividad 3:</u> Evaluación financiera: Se financia la contratación de servicios de consultoría para realizar el análisis financiero del proyecto Patuca III y su impacto sobre la gestión financiera de ENEE. Incluirá también un análisis de alternativas de financiamiento del proyecto.</p> <p><u>Actividad 4:</u> Estudios ambientales y sociales: Se financia la contratación de servicios de consultoría para la realización de los estudios ambientales y sociales y planes de manejo ambiental adicionales al EIA ya desarrollado por ENEE. Esto fortalecerá la capacidad de gestión ambiental de la empresa y ayudará en la formulación de la operación de préstamos de inversión de forma tal que pueda dar cumplimiento a las políticas de salvaguardias ambientales y sociales y de poblaciones indígenas del BID. Los estudios se desagregan en dos tipos: 1) Estudios a realizar para la fase de las obras preliminares y 2) Estudios requeridos para la fase de construcción y de operación.</p>

	<p>Actividad 5: Análisis Institucional: Se financia la contratación de servicios de consultoría para realizar un análisis institucional integrado de ENEE y la Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable (UEPER), adscrita a ENEE y creada para la ejecución del proyecto Patuca III, basado en la herramienta de análisis de Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI). Este análisis de capacidad institucional y de procedimientos vinculados, ayudará a determinar los niveles de riesgo y los respectivos planes de mitigación y/o fortalecimiento de la capacidad de gestión requerida para la operación.</p> <p>Actividad 6: Coordinación para la ejecución: Se financia la contratación de un coordinador de apoyo para la ejecución del OI en las áreas de procesos de contratación de las consultorías, la consecución de información y organización logística de viajes de campo. También apoyará al equipo de proyecto de la operación HO-L1082 en la coordinación de actividades con ENEE conducentes a la formulación de la operación.</p>
Productos Esperados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Informe y presentación en PPT que contenga la evaluación técnica del proyecto Patuca III. 2. Informe y presentación en PPT que contenga la evaluación económica del proyecto Patuca III. 3. Informe y presentación en PPT que contenga la evaluación financiera del proyecto Patuca III. 4. Informe y presentación en PPT de los estudios ambientales y sociales del proyecto Patuca III. 5. Informe y presentación en PPT que contenga el análisis institucional de ENEE y la UEPER para la ejecución del proyecto Patuca III.
Resultados Esperados	<p>Contar con el apoyo técnico, económico, financiero, ambiental/social e institucional para la aprobación del financiamiento al proyecto Patuca III (HO-L1082).</p>
Período de Ejecución y Desembolso	<p>9 meses de Ejecución y 12 meses de desembolsos.</p>
Presupuesto Administrativo	<p>El presupuesto administrativo de preparación es de aproximadamente US\$10,500 para el OI concentrado en misiones del equipo de proyecto a Honduras, desplazamientos a la</p>

estimado por año de ejecución	zona del proyecto e impresión de material técnico de trabajo como mapas. Adicionalmente el presupuesto se apalancará con el presupuesto administrativo de preparación del Programa HO-L1082.																								
Presupuesto y fecha esperada de entrega de productos	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Estudios</th> <th style="text-align: center;">Costo (US\$)</th> <th style="text-align: center;">Fecha esperada</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Evaluación Técnica</td> <td style="text-align: center;">35,000</td> <td style="text-align: center;">noviembre 2011</td> </tr> <tr> <td>Evaluación Económica</td> <td style="text-align: center;">25,000</td> <td style="text-align: center;">diciembre 2011</td> </tr> <tr> <td>Evaluación Financiera</td> <td style="text-align: center;">45,000</td> <td style="text-align: center;">noviembre 2011</td> </tr> <tr> <td>Estudios Ambientales y Sociales</td> <td style="text-align: center;">755,000</td> <td style="text-align: center;">febrero 2012</td> </tr> <tr> <td>Análisis Institucional</td> <td style="text-align: center;">20,000</td> <td style="text-align: center;">noviembre 2011</td> </tr> <tr> <td>Coordinador</td> <td style="text-align: center;">20,000</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Total</td> <td style="text-align: center;">900,000</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>La fuente identificada de financiamiento es el INFRAFUND.</p>	Estudios	Costo (US\$)	Fecha esperada	Evaluación Técnica	35,000	noviembre 2011	Evaluación Económica	25,000	diciembre 2011	Evaluación Financiera	45,000	noviembre 2011	Estudios Ambientales y Sociales	755,000	febrero 2012	Análisis Institucional	20,000	noviembre 2011	Coordinador	20,000		Total	900,000	
Estudios	Costo (US\$)	Fecha esperada																							
Evaluación Técnica	35,000	noviembre 2011																							
Evaluación Económica	25,000	diciembre 2011																							
Evaluación Financiera	45,000	noviembre 2011																							
Estudios Ambientales y Sociales	755,000	febrero 2012																							
Análisis Institucional	20,000	noviembre 2011																							
Coordinador	20,000																								
Total	900,000																								
Cronograma de ejecución	Actividad 1: Mes 3 a 6 Actividad 2: Mes 4 a 7 Actividad 3: Mes 3 a 6 Actividad 4: Mes 1 a 9 Actividad 5: Mes 3 a 6 Actividad 6: Mes 1 a 9																								
Plan de adquisiciones	Ver Anexo																								
Condiciones de Desembolso	Ninguna																								
Fondo Rotatorio / Anticipo	No																								
Evaluación	La evaluación de los resultados de la OI se integra a la evaluación, seguimiento y monitoreo que se formule para la operación HO-L1082.																								
Informes	Ver productos esperados																								

Auditoría	No aplica
Términos de Referencia	Anexos
Asuntos especiales	<p><u>Alineación con la estrategia del Banco con el país:</u></p> <p>Esta operación se alinea con los acuerdos preliminares del enfoque y priorización de la nueva Estrategia del Banco en el País actualmente en preparación.</p> <p>Asimismo, los objetivos de la operación que este OI apoya son consistentes con las directrices del documento de estrategia (GN-2475) que incluye como objetivo estratégico mejorar la competitividad del país y conmina al banco a que apoye la “<i>modificación paulatina de la matriz energética y la exploración de fuentes alternativas de energía</i>”.</p> <p><u>Naturaleza excepcional de ciclo de proyecto para la aprobación del OI.</u></p> <p>Se propone la aprobación de este OI previo a la consideración del documento conceptual de proyecto de la operación HO-L1082 lo cual constituye una situación de naturaleza excepcional según lo señalado por el documento GN-2549-2 (párrafo 1.8). Se justifica este procedimiento debido a la urgencia de iniciar los estudios en tanto se llegan a definiciones sobre el mecanismo financiero más adecuado para la participación del Banco. Se cuenta con la autorización de CID para aprobar el OI como caso excepcional, el cual debe ser procesado entre hitos de la operación, en este caso se refiere a aprobación del OI previo al Perfil de Proyecto del préstamo.</p> <p><u>Progreso en implementación del proyecto Patuca III.</u></p> <p>El Gobierno de Honduras y la empresa ENEE iniciaron en mayo la construcción del proyecto con el inicio de trabajos preliminares que incluye caminos de acceso, túnel de desvío del río y construcción de campamentos. Estos trabajos están siendo desarrollados por la firma Sinohydro de la Republica Popular de China. El Gobierno está considerando varias opciones de financiamiento para las obras posteriores (presa, casa de maquinas, equipos electromecánicos, instalaciones eléctricas, plan de manejo ambiental y social) con miras a tener el proyecto operando en el 2014. Adicionalmente, la voluntad y compromiso del Gobierno son manifiestos como lo demuestra la aprobación de la ley especial reguladora de proyectos públicos de energía renovable (decreto ley 279-2010)</p>

	<p>que declara el proyecto patuca III de prioridad nacional y se instruye a todas la agencias de gobierno a dar prioridad a todos los trámites, procesos, emisión de licencia, etc. que se requieran. No obstante lo anterior la indefinición sobre el financiamiento conlleva un factor de riesgo de concluir los estudios pero no adelantar el proyecto por ausencia de financiamiento, tomada cuenta además que las proyecciones fiscales realizadas por el FMI no se encuentra incluido. Como medida de mitigación, el análisis financiero incluye estudio de opciones de búsqueda de financiamiento.</p>
--	---

Anexo I
PLAN DE ADQUISICIONES DEL PROYECTO
Modelo A – Para Proyectos Específicos

Información General

País: Honduras

Prestatario: Gobierno de la República de Honduras

Ejecutor: Division de Energía / Washington D. C.

Nombre del Proyecto: Estudios de Factibilidad del Proyecto de Generacion Hidroelectrica Patuca III

Números del Proyecto y del Contrato de Préstamo: HO-T1158

Breve descripción de los objetivos y componentes del Proyecto:

Objetivos del Proyecto

Desarrollar los estudios de factibilidad técnica, económica, financiera, institucional y ambiental/social del proyecto hidroeléctrico Patuca III.

La generación eléctrica en Honduras es altamente dependiente de la generación térmica a base de hidrocarburos importados. En 2009, la capacidad instalada era de 1,593 MW de los cuales cerca de 62% era en generación térmica convencional, casi en su totalidad motores diesel de mediana velocidad que utilizan combustóleo.

El sistema Patuca III es una central hidroeléctrica contemplada en el plan de expansión de generación del sistema eléctrico de Honduras con una capacidad de 104 MW. La inversión total estimada de la central hidroeléctrica son \$350,000,000.

Actividades del Proyecto:

- 1.1. ***Evaluación Técnica:*** Se financia la contratación de servicios de consultoría para analizar los detalles técnicos del diseño del proyecto Patuca III, la solución propuesta y la justificación técnica dentro de posibles alternativas de la expansión del sistema de generación. Se examinará también el dimensionamiento de costos del proyecto. A la fecha se cuenta con un diseño técnico preparado en el 2005 que requiere actualización.
- 1.2. ***Evaluación económica:*** Se financia la contratación de servicios de consultoría para realizar un análisis económico del proyecto que contenga un análisis costo-beneficio del proyecto Patuca III (calculo de beneficios y costos económicos, calculo de retorno económico, análisis de sensibilidad).
- 1.3. ***Evaluación financiera:*** Se financia la contratación de servicios de consultoría para realizar el análisis financiero del proyecto Patuca III y su impacto sobre la gestión financiera de ENEE. Incluirá también un análisis de alternativas de financiamiento del proyecto.

- 1.4. **Estudios ambientales y sociales:** Se financia la contratación de servicios de consultoría para la realización de los estudios ambientales y sociales y planes de manejo ambiental adicionales al EIA ya desarrollado por ENEE. Esto fortalecerá la capacidad de gestión ambiental de la empresa y ayudará en la formulación de la operación de préstamos de inversión de forma tal que se pueda mostrar cumplimiento con las políticas de salvaguardias ambientales y sociales del BID. Los estudios se desagregan en dos tipos: 1) Estudios a realizar para la fase de las obras preliminares y 2) Estudios requeridos para la fase de construcción y de operación.
- 1.5. **Análisis Institucional:** Se financia la contratación de servicios de consultoría para realizar un análisis institucional integrado de ENEE y la Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable (UEPER), adscrita a ENEE y creada para la ejecución del proyecto Patuca III, basado en la herramienta de análisis de Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI). Este análisis de capacidad institucional y de procedimientos vinculados, ayudará a determinar los niveles de riesgo y los respectivos planes de mitigación y/o fortalecimiento de la capacidad de gestión requerida para la operación.
- 1.6. **Coordinación para la ejecución:** Se financia la contratación de un coordinador de apoyo para la ejecución del OI en las áreas de procesos de contratación de las consultorías, la consecución de información y organización logística de viajes de campo. También apoyará al equipo de proyecto de proyectos de la operación HO-L1082 en la coordinación de actividades con ENEE conducentes a la formulación de la operación.

A) Introducción

Las contrataciones para el proyecto propuesto se llevarán a cabo de acuerdo con las “**Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo**” (GN-2350-9), de Abril de 2011, y con las “**Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo**” (GN-2350-9) de Abril de 2011, y con lo establecido en la Carta Convenio y el presente Plan de Adquisiciones.

B) El Plan de Adquisiciones

El Plan de Adquisiciones, que cubre el periodo junio 2011 – febrero 2012, ha sido acordado entre el Banco y el Gobierno de la República de Honduras.

El Plan indica para cada contrato el método de selección de consultores, los casos que requieren precalificación, los costos estimados de cada contrato, el requerimiento de revisión ex-ante o ex-post por parte del Banco y las fechas estimadas de publicación de los avisos específicos de adquisiciones y de terminación de los contratos contemplados en este proyecto.

El Plan de Adquisiciones está disponible en la página Internet del Banco: [Información de Adquisiciones de Proyecto](#)

C) Adquisiciones para el Proyecto

Adquisición de Servicios de Consultoría

- 1.1. *Evaluación Técnica.*
- 1.2. *Evaluación económica.*
- 1.3. *Evaluación financiera.*
- 1.4. *Estudios ambientales y sociales.*
- 1.5. *Análisis Institucional.*
- 1.6: *Coordinación para la ejecución.*

**Plan de Adquisiciones
HONDURAS
ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO DE GENERACION HIDROELECTRICA PATUCA III
Número de Proyecto HO-T1158 y Carta Convenio _____
Período comprendido en este Plan de Adquisiciones: Desde __/__/__ hasta __/__/__**

No. Ref. 1	Categoría y descripción del contrato de adquisiciones	Costo estimado de la Adquisición (US\$ miles)	Método de Adquisición ²	Revisión (ex-ante or ex-post)	Fuente de Financiamiento y porcentaje		Precalificación ³ (Si/No)	Fechas estimadas		Status ⁴ (pendiente, en proceso, adjudicado, cancelado)	Comentarios
					BID %	Local / Otro %		Publicación de Anuncio Específico de Adquisición	Terminación del Contrato		
1	SERVICIOS DE CONSULTORIA										
1.1	Evaluación Técnica	35	CCII	N/A	100		NO	1 sem/11	2 sem/11	pendiente	
1.2	Evaluación Económica	25	CCII	N/A	100		NO	1 sem/11	2 sem/11	pendiente	
1.3	Evaluación Financiera	45	CCII	N/A	100		NO	1 sem/11	2 sem/11	pendiente	
1.4	Estudios Ambientales y Sociales	755	SBCC	N/A	100		SI	1 sem/11	1 sem/12	pendiente	
1.5	Análisis Institucional	20	CCII	N/A	100		NO	1 sem/11	2 sem/11	pendiente	
1.6	Coordinador	20	CCIN	N/A	100		NO	1 sem/11	1 sem/12	pendiente	
	TOTAL	900		N/A							
<p>Firmas Consultoras: SBCC: Selección Basada en la Calidad y el Costo; SBC: Selección Basada en la Calidad; SBPF: Selección Basada en Presupuesto Fijo; SBMC: Selección Basada en el Menor Costo; SCC: Selección Basada en las Calificaciones de los Consultores; SD: Selección Directa.</p> <p>Consultores Individuales: CCIN: Selección basada en la Comparación de Calificaciones Consultor Individual Nacional; CCII: Selección basada en la Comparación de Calificaciones Consultor Individual Internacional.</p>											

ANEXO II
PRESUPUESTO DETALLADO
ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO DE GENERACION HIDROELECTRICA PATUCA III
HO-T1158

Actividad	Tipo	Cantidad	Días	Precio Unitario	Consultores	Gastos	BID	Local	Total
Evaluación Técnica	CI	1	45	650	29.250	5.750	35.000	0	35.000
Evaluación Económica	CI	1	40	500	20.000	5.000	25.000	0	25.000
Evaluación Financiera	CI	1	45	900	40.500	4.500	45.000	0	45.000
Estudios Ambientales y Sociales	FCI	1	-	755.000	755.000	0	755.000	0	755.000
Análisis Institucional	CI	1	40	390	15.600	4.400	20.000	0	20.000
Coordinación para la ejecución	CL	1	260	70	18.200	1.800	20.000	0	20.000
Total		6					900.000	0	900.000

CI: Consultor Internacional
 CL: Consultor Local
 FCI: Firma Consultora Internacional

TERMINOS DE REFERENCIA

HONDURAS ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO PATUCA III HO-T1158

Evaluación Técnica Revisión de los Diseños de Ingeniería del Proyecto

Antecedentes:

La generación eléctrica en Honduras es altamente dependiente de la generación térmica a base de hidrocarburos importados. En 2009, cerca de 62 por ciento de la capacidad instalada era en generación térmica convencional, casi en su totalidad motores diesel de mediana velocidad que utilizan combustóleo o bunker. La generación térmica participaba en aproximadamente un 54 por ciento de la generación total de energía, con un factor de planta promedio anual de 45 por ciento para los motores con combustóleo y solamente 7 por ciento para las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad que utilizan combustible diesel, lo cual se explica por los altos costos variables de las plantas que utilizan diesel y su baja prioridad en el despacho económico de generación. Las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad solo se utilizan durante las horas de punta de la demanda y en los periodos de verano cuando se reduce la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas.

Las plantas con energía renovable, centrales hidroeléctricas y térmicas que utilizan bagazo de caña, mantienen una participación de aproximadamente 38 por ciento en la capacidad instalada, la cual se ha mantenido estable durante los últimos 3 años, pero con tendencia a aumentar ligeramente. Las plantas hidroeléctricas medianas y grandes, de propiedad estatal, representan un 29 por ciento de la capacidad instalada, pero su capacidad no ha aumentado debido a la política de hecho adoptada a partir de la reforma de 1994 de atender el crecimiento de la demanda con contratos de compra de energía con generadores privados. La capacidad instalada en pequeñas plantas hidroeléctricas y a bagazo, desarrolladas por inversionistas privados aprovechando los beneficios de la ley de promoción de energía renovable, aumentó en 50 MW de 2006 a 2009, lo cual representa casi la totalidad del aumento en la capacidad instalada del sistema interconectado durante ese periodo.

El margen de reserva de la capacidad disponible de generación sobre la demanda máxima se redujo durante los años 2007 y 2008 a niveles insuficientes para garantizar una adecuada confiabilidad de suministro, debido al crecimiento de la demanda de aproximadamente 7 por ciento anual y a la falta de expansión de la capacidad de generación. Aun cuando la capacidad instalada en 2008 era de 1,593 MW aparentemente suficiente para atender una demanda máxima de 1,205 MW en el mes de abril, la capacidad disponible era apenas de 1,154 MW debido principalmente a la reducción de la capacidad firme de plantas hidroeléctricas a filo de agua al final del verano y a la indisponibilidad de plantas a bagazo al final del periodo de zafra. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no reportó racionamientos en este periodo, pero el margen de reserva era nulo.

La participación en la generación con energía renovable varía anualmente no solamente por efecto de los cambios en la composición del parque generador, sino más importante, por las variaciones en las lluvias y el uso de la energía almacenada en el embalse El Cajón.

Por ejemplo, la generación de las plantas hidroeléctricas de la ENEE en 2009 aumentó aproximadamente 500 GWh o 25 por ciento sobre la generación en los años anteriores, lo cual contribuyó a que la participación de la generación con energía renovable en ese año aumentara a 45.7 por ciento, cuando en los años anteriores era solamente 37 por ciento. El aumento de la generación con energía renovable tiene un impacto financiero importante pues reduce las compras de energía.

Marco Institucional:

La Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 definió una estructura institucional y una organización de la industria eléctrica que facilita el desarrollo de un mercado competitivo de electricidad con participación privada: (i) separación de los roles de formulación de políticas, a cargo de un Gabinete Energético (GE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA); (ii) regulación, a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE); y (iii) prestación del servicio, a cargo de empresas separadas verticalmente en las actividades de generación, transmisión y distribución.¹

Sin embargo, el nuevo modelo de mercado se implementó parcialmente y, en la práctica, la ENEE continúa operando como una empresa estatal verticalmente integrada, único distribuidor y transportador de energía, responsable por la operación del sistema interconectado nacional y el centro de despacho y que controla la actividad de generación, ya sea como propietario y operador de plantas de generación o como comprador único de energía a generadores privados. En el caso de la electrificación rural, la ENEE comparte esta función con municipalidades y otras instituciones que manejan fondos de la Estrategia para la Reducción de la Pobreza (ERP) y de programas financiados por instituciones internacionales.

El Plan de Desarrollo del Gobierno propone para el sector de energía eléctrica una meta de elevar al 80 por ciento en el 2022 la tasa de participación de energía eléctrica del país como parte del objetivo de lograr *“una Honduras productiva, generadora de oportunidades y empleo digno, que aprovecha de manera sostenible sus recursos y reduce la vulnerabilidad ambiental”*.

Descripción del proyecto:

Con el fin de planear las inversiones que se requieren para satisfacer las necesidades de demanda bajo criterios de confiabilidad y garantía de suministro y también cumplir con los objetivos de diversificación de matriz, la ENEE recientemente elaboró un plan de expansión indicativo de largo plazo para el período 2011-2025, el cual incluyó el proyecto hidroeléctrico Patuca III dentro de las alternativas y respalda su construcción y puesta en funcionamiento a partir del año 2014.

El proyecto Patuca III consistirá de una presa de hormigón en el río Patuca, vertedero, toma, tubería de presión, casa de máquinas a pie de presa, línea de transmisión y subestaciones. El Proyecto proveerá una capacidad de 100 MW entregados en la Subestación Juticalpa de ENEE y contará con una producción promedio anual de energía de 340 GWh.

El Proyecto incluye las siguientes obras principales:

- Una presa de hormigón de gravedad sobre el río Patuca que incorpora un vertedero con compuertas de toma y descarga de fondo. La cresta de la presa está en la cota 293.5 msnm. La presa tiene una altura máxima de 60 m con una longitud en la

¹ Visión de país 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022, febrero 2010.

cresta de 208 m. La descarga de diseño del vertedero es 13,600 m³/s (1/2 CMP) a la cota 290 msnm y la capacidad de descarga es 18,000 m³/s (2/3 CMP) a la cota 291.7 msnm.

- Un embalse con un área de aproximadamente 51.0 km². Tendrá una capacidad total de 1,200,000,000 m³ al nivel máximo de operación en la cota 290 msnm.
- Una toma con dos aperturas en el cuerpo de la presa con rejas contra basura, compuertas de rodillos, tipo vagón y un juego de ataguías.
- Una casa de máquinas superficial con dos turbinas Kaplan de 52 MW, cada una, con una capacidad de descarga de 135 m³/s y un generador sincrónico de 65 MVA, cada uno.
- Un canal de descarga de 45 m de longitud desde la casa de máquinas al río Patuca.
- Una subestación con dos transformadores de 50/64 MVA, cada uno, más uno de reserva, ubicada adyacente a la casa de máquinas.
- Una línea de transmisión de 138 kV, circuito simple, de 41 km de longitud para interconectar el Proyecto al SIN en la Subestación Juticalpa de ENEE.

El proyecto Patuca III será desarrollado por ENEE, que está explorando alternativas de financiamiento y esquemas de contratación.

1. Objetivos de la Consultoría

El **objetivo general** de la consultoría es colaborar con el Equipo de Proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en la preparación de la operación de financiamiento “Hidroeléctrica Patuca III” en consulta con el Ejecutor (ENEE). El **objetivo específico** de la presente consultoría es analizar los detalles técnicos del diseño del proyecto Patuca III, la solución propuesta y la justificación técnica dentro de posibles alternativas de la expansión del sistema de generación. Se examinará también el dimensionamiento de costos del proyecto. A la fecha se cuenta con un diseño técnico preparado en el 2005 que requiere actualización.

2. Características de la Consultoría

Tipo: Consultor Individual.

Fecha de inicio y duración: El Consultor iniciará sus labores en el 1 de septiembre de 2011. Se estima una duración de 3 meses para completar los trabajos con una dedicación de 45 días-persona de consultoría, incluyendo dos visitas de 5 días al sitio del Proyecto. Los trabajos objetos de esta consultoría deberán completarse antes del 1 de diciembre de 2011

Lugar de trabajo: Honduras y el lugar base del consultor. Se prevén dos viajes a Honduras, incluyendo la zona del proyecto, con una duración aproximada de 5 días cada uno, para los cuales los gastos y viáticos forman parte de la suma alzada.

Calificaciones: El Consultor deberá tener experiencia mínima de diez (10) años en análisis de sistemas de potencia y de cinco (5) años de experiencia específica con proyectos de generación hidráulica de plantas mayores a 50 MW. Deberá tener el conocimiento teórico de evaluación eléctrica y económica de proyectos hidroeléctricos. Experiencia demostrable amplia en trabajos similares, y experiencia en artículos y publicaciones técnicas.

3. Actividades

Las actividades básicas a realizar en la presente consultoría, sin perjuicio de otras que resultaran necesarias para el logro de los objetivos propuestos, se relacionan a

continuación. La descripción de tareas presentadas a continuación será revisada con el Supervisor del trabajo y podrá ser ajustada a las necesidades específicas de preparación del Proyecto:

- Revisará los antecedentes del Proyecto, incluyendo el presupuesto original, la justificación técnica y el diseño del mismo; los documentos existentes del proyecto técnico incluidos los relacionados con la presa, túnel, las centrales eléctricas, subestaciones e instalaciones auxiliares.
- Analizará los costos y cronograma del Proyecto con el objeto de analizar su actualización y pertinencia;
- Revisará en detalle el diseño, dimensionamiento y análisis de trazos alternativos del Proyecto, a fin de verificar que el Proyecto cumple adecuadamente con un conjunto de criterios en cuanto a la capacidad de transporte, seguridad y calidad de los servicios de transmisión;
- Analizará las especificaciones técnicas de los pliegos de licitación, a fin de evaluar su pertinencia, y propondrá revisiones o complementaciones de ser necesario.
- Coordinará con los especialistas del BID, las autoridades y con los consultores contratados por el BID para la preparación del Proyecto las actividades y alcances de estas actividades;
- Todas las demás actividades técnicas que sean requeridas para contar con una evaluación técnica del Proyecto; y
- Brindará asistencia técnica al Equipo del Proyecto, en las actividades para contar con información actualizada sobre las decisiones y cifras en materia tarifaria en el sector eléctrico boliviano

El consultor llevará a cabo una visita al sitio, incluyendo la presa y los complejos de la planta, que se encuentra en el municipio de Patuca. La visita será de, por lo menos, cuatro días de duración.

Con base en la visita al sitio del proyecto, conversaciones con los desarrolladores del proyecto y primer examen general de los documentos técnicos existentes, el consultor proporcionará una opinión general inicial del proyecto e identificar los posibles problemas que pueden requerir atención.

4. Reportes / Productos

Como resultado de esta consultoría, el BID espera contar con un informe independiente de análisis de la viabilidad técnica del Proyecto Patuca III.

El Consultor proporcionará: (i) un **Plan de Trabajo** inmediatamente después de formalizado el contrato, describiendo las principales actividades a realizar y el cronograma; (ii) un **Informe Parcial** con las recomendaciones y evaluaciones iniciales realizadas a más tardar a los 45 días de iniciada la consultoría, (iii) un **Informe Final**, utilizando, para el efecto, el formato y el detalle acordado con el equipo del Proyecto. Este informe estará acompañado del correspondiente Informe de Consultoría con la evaluación detallada y anexos que considere necesarios.

5. Cronograma de pagos

La forma de pago será la siguiente:

30% A la firma del contrato y entrega del Plan de Trabajo

40% A la entrega del informe parcial

30% A la entrega satisfactoria del informe final

6. Coordinación

La coordinación de esta consultoría será responsabilidad de los Srs. Javier Cuervo javiercu@iadb.org y Carlos Echeverría carlosec@iadb.org de la División de Energía.

TERMINOS DE REFERENCIA

HONDURAS ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO PATUCA III HO-T1158

Evaluación Económica

Antecedentes:

La generación eléctrica en Honduras es altamente dependiente de la generación térmica a base de hidrocarburos importados. En 2009, cerca de 62 por ciento de la capacidad instalada era en generación térmica convencional, casi en su totalidad motores diesel de mediana velocidad que utilizan combustóleo o bunker. La generación térmica participaba en aproximadamente un 54 por ciento de la generación total de energía, con un factor de planta promedio anual de 45 por ciento para los motores con combustóleo y solamente 7 por ciento para las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad que utilizan combustible diesel, lo cual se explica por los altos costos variables de las plantas que utilizan diesel y su baja prioridad en el despacho económico de generación. Las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad solo se utilizan durante las horas de punta de la demanda y en los periodos de verano cuando se reduce la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas.

Las plantas con energía renovable, centrales hidroeléctricas y térmicas que utilizan bagazo de caña, mantienen una participación de aproximadamente 38 por ciento en la capacidad instalada, la cual se ha mantenido estable durante los últimos 3 años, pero con tendencia a aumentar ligeramente. Las plantas hidroeléctricas medianas y grandes, de propiedad estatal, representan un 29 por ciento de la capacidad instalada, pero su capacidad no ha aumentado debido a la política de hecho adoptada a partir de la reforma de 1994 de atender el crecimiento de la demanda con contratos de compra de energía con generadores privados. La capacidad instalada en pequeñas plantas hidroeléctricas y a bagazo, desarrolladas por inversionistas privados aprovechando los beneficios de la ley de promoción de energía renovable, aumentó en 50 MW de 2006 a 2009, lo cual representa casi la totalidad del aumento en la capacidad instalada del sistema interconectado durante ese periodo.

El margen de reserva de la capacidad disponible de generación sobre la demanda máxima se redujo durante los años 2007 y 2008 a niveles insuficientes para garantizar una adecuada confiabilidad de suministro, debido al crecimiento de la demanda de aproximadamente 7 por ciento anual y a la falta de expansión de la capacidad de generación. Aun cuando la capacidad instalada en 2008 era de 1,593 MW aparentemente suficiente para atender una demanda máxima de 1,205 MW en el mes de abril, la capacidad disponible era apenas de 1,154 MW debido principalmente a la reducción de la capacidad firme de plantas hidroeléctricas a filo de agua al final del verano y a la indisponibilidad de plantas a bagazo al final del periodo de zafra. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no reportó racionamientos en este periodo, pero el margen de reserva are nulo.

La participación en la generación con energía renovable varía anualmente no solamente por efecto de los cambios en la composición del parque generador, sino más importante, por las variaciones en las lluvias y el uso de la energía almacenada en el embalse El Cajón. Por ejemplo, la generación de las plantas hidroeléctricas de la ENEE en 2009 aumentó

aproximadamente 500 GWh o 25 por ciento sobre la generación en los años anteriores, lo cual contribuyó a que la participación de la generación con energía renovable en ese año aumentara a 45.7 por ciento, cuando en los años anteriores era solamente 37 por ciento. El aumento de la generación con energía renovable tiene un impacto financiero importante pues reduce las compras de energía.

Marco Institucional:

La Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 definió una estructura institucional y una organización de la industria eléctrica que facilita el desarrollo de un mercado competitivo de electricidad con participación privada: (i) separación de los roles de formulación de políticas, a cargo de un Gabinete Energético (GE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA); (ii) regulación, a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE); y (iii) prestación del servicio, a cargo de empresas separadas verticalmente en las actividades de generación, transmisión y distribución.¹

Sin embargo, el nuevo modelo de mercado se implementó parcialmente y, en la práctica, la ENEE continúa operando como una empresa estatal verticalmente integrada, único distribuidor y transportador de energía, responsable por la operación del sistema interconectado nacional y el centro de despacho y que controla la actividad de generación, ya sea como propietario y operador de plantas de generación o como comprador único de energía a generadores privados. En el caso de la electrificación rural, la ENEE comparte esta función con municipalidades y otras instituciones que manejan fondos de la Estrategia para la Reducción de la Pobreza (ERP) y de programas financiados por instituciones internacionales.

El Plan de Desarrollo del Gobierno propone para el sector de energía eléctrica una meta de elevar al 80 por ciento en el 2022 la tasa de participación de energía eléctrica del país como parte del objetivo de lograr “*una Honduras productiva, generadora de oportunidades y empleo digno, que aprovecha de manera sostenible sus recursos y reduce la vulnerabilidad ambiental*”.

Descripción del proyecto:

Con el fin de planear las inversiones que se requieren para satisfacer las necesidades de demanda bajo criterios de confiabilidad y garantía de suministro y también cumplir con los objetivos de diversificación de matriz, la ENEE recientemente elaboró un plan de expansión indicativo de largo plazo para el período 2011-2025, el cual incluyó el proyecto hidroeléctrico Patuca III dentro de las alternativas y respalda su construcción y puesta en funcionamiento a partir del año 2014.

El proyecto Patuca III consistirá de una presa de hormigón en el río Patuca, vertedero, toma, tubería de presión, casa de máquinas a pie de presa, línea de transmisión y subestaciones. El Proyecto proveerá una capacidad de 100 MW entregados en la Subestación Juticalpa de ENEE y contará con una producción promedio anual de energía de 340 GWh.

El Proyecto incluye las siguientes obras principales:

- Una presa de hormigón de gravedad sobre el río Patuca que incorpora un vertedero con compuertas de toma y descarga de fondo. La cresta de la presa está en la cota 293.5 msnm. La presa tiene una altura máxima de 60 m con una longitud en la cresta de 208 m. La descarga de diseño del vertedero es 13,600 m³/s (½ CMP) a la

¹ Visión de país 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022, febrero 2010.

cota 290 msnm y la capacidad de descarga es 18,000 m³/s ($\frac{2}{3}$ CMP) a la cota 291.7 msnm.

- Un embalse con un área de aproximadamente 51.0 km². Tendrá una capacidad total de 1,200,000,000 m³ al nivel máximo de operación en la cota 290 msnm.
- Una toma con dos aperturas en el cuerpo de la presa con rejas contra basura, compuertas de rodillos, tipo vagón y un juego de ataguías.
- Una casa de máquinas superficial con dos turbinas Kaplan de 52 MW, cada una, con una capacidad de descarga de 135 m³/s y un generador sincrónico de 65 MVA, cada uno.
- Un canal de descarga de 45 m de longitud desde la casa de máquinas al río Patuca.
- Una subestación con dos transformadores de 50/64 MVA, cada uno, más uno de reserva, ubicada adyacente a la casa de máquinas.
- Una línea de transmisión de 138 kV, circuito simple, de 41 km de longitud para interconectar el Proyecto al SIN en la Subestación Juticalpa de ENEE.

El proyecto Patuca III será desarrollado por ENEE, que está explorando alternativas de financiamiento y esquemas de contratación.

1. Objetivos de la Consultoría

El **objetivo general** de la consultoría es colaborar con el Equipo de Proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en la preparación de la operación de financiamiento “Hidroeléctrica Patuca III” en consulta con el Ejecutor (ENEE). El **objetivo específico** de la presente consultoría es El **objetivo específico** de la presente consultoría es elaborar el análisis de viabilidad económica del proyecto hidroeléctrico Patuca III y sus alternativas así como la revisión preliminar de los costos de inversión de las líneas de transmisión asociadas a cada uno de los proyectos.

2. Actividades

En colaboración con el Equipo de Proyecto del BID y funcionarios de ENEE, el consultor deberá realizar las siguientes actividades:

- Revisar los estudios existentes de la estructura del sector energético de Honduras y la situación actual del sector eléctrico.
- Definir y justificar la metodología para la evaluación económica del Proyecto Hidroeléctrico Patuca III considerando los diferentes beneficios que puedan asociarse con cada actividad de inversión de acuerdo con una de las dos opciones que se detallan en el anexo.
- Realizar la evaluación económica del Proyecto Hidroeléctrico Patuca III, análisis de sensibilidad, con base en la información existente y siguiendo el template detallado en el anexo a los TdR.
- Además, se realizara los Análisis de sensibilidad de la rentabilidad económica (aumento de costos, reducción de beneficios y eventual retraso de las obras) de las obras principales y de las alternativas de líneas de transmisión para cada uno de los proyectos.
- De acuerdo a la evaluación económica, verificar y proponer metas para los indicadores del Proyecto Hidroeléctrico Patuca III.

- Identificar, describir, cuantificar y justificar los beneficios incrementales económicos y ambientales asociados al Proyecto Hidroeléctrico Patuca 3, y las alternativas de líneas de transmisión.
- Con base en la información de estudios existentes y en el grado de definición técnica del Proyecto, analizar la razonabilidad de los costos de inversión de las obras eléctricas, civiles y instalaciones complementarias.

Como parte del análisis económico del proyecto el Consultor revisará y emitirá su opinión sobre las principales variables explicativas del proyecto, con base en la información existente, incluyendo:

- Tarifas eléctricas y elasticidad precio de la demanda;
- Optimización de las inversiones en el tiempo.
- Costos de inversión de las centrales y sus líneas de transmisión.
- Evolución de la demanda de electricidad;
- Indicadores de alcance y prestaciones del servicio

Adicionalmente, el Consultor deberá:

- Colaborar con las labores del Equipo de Proyecto del BID relacionadas con el procesamiento y análisis de la operación;
- Preparar los insumos necesarios para la presentación y discusión de los temas que surjan de esta consultoría con la contraparte;
- En cada viaje a Honduras, el consultor deberá reunirse con la contraparte (ENEE) para informar de los avances y resultados preliminares.
- Documentar toda la información y entregarla en archivos electrónicos.

3. Características de la Consultoría

Tipo: Consultor Individual.

Fecha de inicio y duración: El Consultor iniciará sus labores en el 1 de septiembre de 2011. Se estima una duración de 4 meses para completar los trabajos con una dedicación de 40 días-persona de consultoría, incluyendo dos visitas de 5 días a Honduras. Los trabajos objetos de esta consultoría deberán completarse antes del 1 de enero de 2012

Lugar de trabajo: Honduras y el lugar base del consultor. Se prevén dos viajes a Honduras, incluyendo la zona del proyecto, con una duración aproximada de 5 días cada uno, para los cuales los gastos y viáticos forman parte de la suma alzada.

Calificaciones: El Consultor deberá ser un profesional graduado en ingeniería civil, ingeniería eléctrica ó economía con amplio conocimiento internacional sobre desarrollo de proyectos de centrales hidroeléctricas; y amplio conocimiento de las políticas, estrategias y procedimientos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Debe contar también con amplia experiencia en evaluación económica de proyectos de energía.

4. Reportes / Productos

Como resultado de esta consultoría, el BID espera contar con un informe independiente de análisis de la viabilidad económica del Proyecto Hidroeléctricos Patuca III.

El Consultor proporcionará: (i) un **Plan de Trabajo** inmediatamente después de formalizado el contrato, describiendo las principales actividades a realizar y el cronograma; (ii) un **Informe Parcial** con las recomendaciones y evaluaciones iniciales realizadas a más tardar a los 25 días de iniciada la consultoría, (ii) un **Informe Final**, utilizando, para el efecto, el formato y el detalle acordado con el equipo del Proyecto. Este informe estará acompañado del correspondiente Informe de Consultoría con la evaluación detallada y anexos que considere necesarios.

5. Cronograma de pagos

La forma de pago será la siguiente:

30% A la firma del contrato y entrega del Plan de Trabajo

40% A la entrega del informe parcial

30% A la entrega satisfactoria del informe final

6. Coordinación

La coordinación de esta consultoría será responsabilidad de los Srs. Javier Cuervo javiercu@iadb.org y Carlos Echeverría carlosec@iadb.org de la División de Energía.

Template para el documento de análisis de viabilidad económica

Option 1: Cost-Benefit Analysis

- I. Introduction
- II. Assumptions and Methodology
- III. Economic Benefits
- IV. Economic Costs
- V. Economic Return
- VI. Sensitivity analysis
- VII. Additional Analysis (optional)
- VIII. Conclusions

Option 2: Cost Effectiveness Analysis

- I. Introduction
- II. Goals, Assumptions and Alternatives
- III. Economic Costs
- IV. Measures of Cost Effectiveness
- V. Assessment of Cost Effectiveness
- VI. Sensitivity analysis
- VII. Additional Analysis (optional)
- VIII. Conclusions

Option 1: Cost Benefit Analysis

This template should be used if Cost-Benefit Analysis (CBA) is undertaken.

I. Introduction

This section should:

- Note that the type of analysis to be performed is a Cost-Benefit Analysis.
- Link the analysis performed in this annex to the overall evaluability of the project.
- Briefly summarize the primary benefits to be quantified and the alternatives considered to meet project objectives.
- Note any special circumstances that influenced the CBA or any additional analysis used to appraise the project.

II. Assumptions and Methodology

This section should:

- Present alternatives considered which at a minimum should be with and without the project.

- Present all the assumptions utilized in the CBA and how they were used in the ERR/NPV calculation.
- Describe the methodology used to quantify costs and benefits (contingent valuation, hedonics, etc.)
- Present the discount rate used (12% has been the standard used by the IDB, if different a justification should be provided).

III. Economic Benefits

This section should:

- Describe all the economic project benefits, both direct and indirect, and indicate which benefits were quantified and used in the ERR and NPV calculation. Note that these benefits should correspond to the outcomes presented in the results matrix.
- Provide the annual economic benefit stream for all benefits used in the ERR/NPV calculation for the life of the project. These should be presented in a Table.

IV. Economic Costs

This section should:

- Describe and note all investment or non recurring costs providing:
 - A description of the investment and/or non-recurring costs used in the ERR/NPV estimation.
 - Annual flows of investment and/or non-recurring costs for the life of the project. This should be presented in a table.
 - Adjustments made to investment or non-recurring costs to reflect real resources costs to the economy. If shadow prices were used, these prices should be specified and their source listed.
- For all operation and maintenance and/or other recurring costs provide:
 - A description of the operational and maintenance and/or other recurring costs used in the ERR/NPV estimation.
 - Annual flow of these costs for the life of the project. These costs should include only the **incremental** costs resulting from the project.
 - Adjustments made to the costs to reflect real resources costs to the economy. If shadow prices were used, these prices should be specified and their source listed.
- Describe all other costs included in the ERR/NPV estimation.
 - In those cases where it is anticipated that the project will generate other resource and opportunity costs to the economy (such as for example losses due to negative externalities) these should be described and included in the project's annual cost flow.

V. Economic Returns

This section should contain:

- The ERR and NPV of the project or projects analyzed.

- A Table with the ERR and/or NPV calculation showing the benefit and costs streams used and the economic return estimations.

	Period			
	1	2	...	n
Benefits				
Costs				
Net Benefits				
NPV (@12%)				
ERR				

- Based on the ERR/NPV obtained, discuss the economic feasibility of the project/s.

VI. Sensitivity analysis

This section should contain:

- A discussion of the sensitivity analysis of the project. ERR/NPV need to be recalculated for changes in key variables that could affect project costs, benefits and assumptions. All relevant variables need to be specified and the ERR/NPV calculations resulting from changes in these variables presented.

VII. Additional Analysis (optional)

- If the project is poverty targeted and the targeting is justified by distributional arguments, a distributional impact analysis should be included.
- Include any other economic/social analysis that is relevant to the project appraisal.

VIII. Conclusions

- Present the main results and provide recommendations on the Bank's financing of the operation.

Option 2: Cost Effectiveness Analysis

This template should be used if Cost-Effectiveness Analysis (CEA) is undertaken.

I. Introduction

This section should:

- Note that the type of analysis to be performed is a Cost-Effectiveness Analysis.
- Link the analysis performed in this annex to the overall evaluability of the project.
- Briefly summarize the primary outcomes used in the analysis and the alternatives considered to meet project objectives.
- Note any special circumstances that influenced the CEA or any additional analysis used to appraise the project.

II. Assumptions and alternatives

This section should:

- Present all the assumptions utilized in the CEA.
- Describe each alternative considered to meet the project's objectives.

III. Economic Costs

For each alternative considered, this section should:

- Present a description of the real resource costs (investment and/or non-recurring or and operational and maintenance and/or other recurring costs) required to produce the desired outcome.
- Present all costs on an annual basis for the life of the project. Describe any adjustments that were made to the costs to reflect real resource costs to the economy. If shadow prices were used these prices should be specified and their sources presented.
- Show the Present Value or Annual Equivalent terms using a 12% discount rate.

IV. Measures of cost effectiveness

This section should:

- Present a justification for the measures of effectiveness (to be used as denominator) and cost effectiveness. Note that the proposed effectiveness measures need to correspond to the outcomes presented in the results matrix.
- Link effectiveness measures to the proposed objective of the project and the evaluation plan. If necessary, intermediate and final outcomes can be presented.

V. Assessment of Cost Effectiveness

This section should:

- Rank alternatives indicating the alternative selected and rationale for selection.
- Based on the results obtained, discuss the economic feasibility of the project/s.

VI. Sensitivity analysis

This section should:

- Contain a sensitivity analysis of the alternatives analyzed considering changes in key cost drivers and assumptions.

VII. Additional Analysis (optional)

- If the project is poverty targeted or justified on distributional arguments, include distributional impact analysis.
- Include any other economic/social analysis that is relevant to the appraisal of the project.

VIII. Conclusions

- Note the main results and provide a recommendation on the Bank financing the operation

TERMINOS DE REFERENCIA

HONDURAS ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO PATUCA III HO-T1158

Evaluación Financiera

Antecedentes:

La generación eléctrica en Honduras es altamente dependiente de la generación térmica a base de hidrocarburos importados. En 2009, cerca de 62 por ciento de la capacidad instalada era en generación térmica convencional, casi en su totalidad motores diesel de mediana velocidad que utilizan combustóleo o bunker. La generación térmica participaba en aproximadamente un 54 por ciento de la generación total de energía, con un factor de planta promedio anual de 45 por ciento para los motores con combustóleo y solamente 7 por ciento para las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad que utilizan combustible diesel, lo cual se explica por los altos costos variables de las plantas que utilizan diesel y su baja prioridad en el despacho económico de generación. Las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad solo se utilizan durante las horas de punta de la demanda y en los periodos de verano cuando se reduce la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas.

Las plantas con energía renovable, centrales hidroeléctricas y térmicas que utilizan bagazo de caña, mantienen una participación de aproximadamente 38 por ciento en la capacidad instalada, la cual se ha mantenido estable durante los últimos 3 años, pero con tendencia a aumentar ligeramente. Las plantas hidroeléctricas medianas y grandes, de propiedad estatal, representan un 29 por ciento de la capacidad instalada, pero su capacidad no ha aumentado debido a la política de hecho adoptada a partir de la reforma de 1994 de atender el crecimiento de la demanda con contratos de compra de energía con generadores privados. La capacidad instalada en pequeñas plantas hidroeléctricas y a bagazo, desarrolladas por inversionistas privados aprovechando los beneficios de la ley de promoción de energía renovable, aumentó en 50 MW de 2006 a 2009, lo cual representa casi la totalidad del aumento en la capacidad instalada del sistema interconectado durante ese periodo.

El margen de reserva de la capacidad disponible de generación sobre la demanda máxima se redujo durante los años 2007 y 2008 a niveles insuficientes para garantizar una adecuada confiabilidad de suministro, debido al crecimiento de la demanda de aproximadamente 7 por ciento anual y a la falta de expansión de la capacidad de generación. Aun cuando la capacidad instalada en 2008 era de 1,593 MW aparentemente suficiente para atender una demanda máxima de 1,205 MW en el mes de abril, la capacidad disponible era apenas de 1,154 MW debido principalmente a la reducción de la capacidad firme de plantas hidroeléctricas a filo de agua al final del verano y a la indisponibilidad de plantas a bagazo al final del periodo de zafra. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no reportó racionamientos en este periodo, pero el margen de reserva fue nulo.

La participación en la generación con energía renovable varía anualmente no solamente por efecto de los cambios en la composición del parque generador, sino más importante, por las variaciones en las lluvias y el uso de la energía almacenada en el embalse El Cajón. Por ejemplo, la generación de las plantas hidroeléctricas de la ENEE en 2009 aumentó

aproximadamente 500 GWh o 25 por ciento sobre la generación en los años anteriores, lo cual contribuyó a que la participación de la generación con energía renovable en ese año aumentara a 45.7 por ciento, cuando en los años anteriores era solamente 37 por ciento. El aumento de la generación con energía renovable tiene un impacto financiero importante pues reduce las compras de energía.

Marco Institucional:

La Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 definió una estructura institucional y una organización de la industria eléctrica que facilita el desarrollo de un mercado competitivo de electricidad con participación privada: (i) separación de los roles de formulación de políticas, a cargo de un Gabinete Energético (GE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA); (ii) regulación, a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE); y (iii) prestación del servicio, a cargo de empresas separadas verticalmente en las actividades de generación, transmisión y distribución.¹

Sin embargo, el nuevo modelo de mercado se implementó parcialmente y, en la práctica, la ENEE continúa operando como una empresa estatal verticalmente integrada, único distribuidor y transportador de energía, responsable por la operación del sistema interconectado nacional y el centro de despacho y que controla la actividad de generación, ya sea como propietario y operador de plantas de generación o como comprador único de energía a generadores privados. En el caso de la electrificación rural, la ENEE comparte esta función con municipalidades y otras instituciones que manejan fondos de la Estrategia para la Reducción de la Pobreza (ERP) y de programas financiados por instituciones internacionales.

El Plan de Desarrollo del Gobierno propone para el sector de energía eléctrica una meta de elevar al 80 por ciento en el 2022 la tasa de participación de energía eléctrica del país como parte del objetivo de lograr *“una Honduras productiva, generadora de oportunidades y empleo digno, que aprovecha de manera sostenible sus recursos y reduce la vulnerabilidad ambiental”*.

Descripción del proyecto:

Con el fin de planear las inversiones que se requieren para satisfacer las necesidades de demanda bajo criterios de confiabilidad y garantía de suministro y también cumplir con los objetivos de diversificación de matriz, la ENEE recientemente elaboró un plan de expansión indicativo de largo plazo para el período 2011-2025, el cual incluyó el proyecto hidroeléctrico Patuca III dentro de las alternativas y respalda su construcción y puesta en funcionamiento a partir del año 2014.

El proyecto Patuca III consistirá de una presa de hormigón en el río Patuca, vertedero, toma, tubería de presión, casa de máquinas a pie de presa, línea de transmisión y subestaciones. El Proyecto proveerá una capacidad de 100 MW entregados en la Subestación Juticalpa de ENEE y contará con una producción promedio anual de energía de 340 GWh.

El Proyecto incluye las siguientes obras principales:

- Una presa de hormigón de gravedad sobre el río Patuca que incorpora un vertedero con compuertas de toma y descarga de fondo. La cresta de la presa está en la cota 293.5 msnm. La presa tiene una altura máxima de 60 m con una longitud en la cresta de 208 m. La descarga de diseño del vertedero es 13,600 m³/s (½ CMP) a la

¹ Visión de país 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022, febrero 2010.

cota 290 msnm y la capacidad de descarga es 18,000 m³/s ($\frac{2}{3}$ CMP) a la cota 291.7 msnm.

- Un embalse con un área de aproximadamente 51.0 km². Tendrá una capacidad total de 1,200,000,000 m³ al nivel máximo de operación en la cota 290 msnm.
- Una toma con dos aperturas en el cuerpo de la presa con rejillas contra basura, compuertas de rodillos, tipo vagón y un juego de ataguías.
- Una casa de máquinas superficial con dos turbinas Kaplan de 52 MW, cada una, con una capacidad de descarga de 135 m³/s y un generador sincrónico de 65 MVA, cada uno.
- Un canal de descarga de 45 m de longitud desde la casa de máquinas al río Patuca.
- Una subestación con dos transformadores de 50/64 MVA, cada uno, más uno de reserva, ubicada adyacente a la casa de máquinas.
- Una línea de transmisión de 138 kV, circuito simple, de 41 km de longitud para interconectar el Proyecto al SIN en la Subestación Juticalpa de ENEE.

El proyecto Patuca III será desarrollado por ENEE, que está explorando alternativas de financiamiento y esquemas de contratación.

1. Objetivos de la Consultoría

El **objetivo general** de la consultoría es colaborar con el Equipo de Proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en la preparación de la operación de financiamiento “Hidroeléctrica Patuca III” en consulta con el Ejecutor (ENEE). El **objetivo específico** de la presente consultoría es realizar el análisis financiero del proyecto Patuca III y su impacto sobre la gestión financiera de ENEE. Incluirá también un análisis de alternativas de financiamiento del proyecto.

2. Actividades

En colaboración con el Equipo de Proyecto del BID y funcionarios de ENEE, el consultor deberá realizar las siguientes actividades:

Evaluación financiera de ENEE: A partir de la documentación proporcionada por ENEE y el BID e información a ser recabada por el consultor, se identificará y analizará lo siguiente:

- Los principales aspectos administrativos y financieros de ENEE, incluyendo administración y estructura orgánica general; administración financiera; ENEE en el sistema eléctrico nacional; tarifas; incidencia de indicadores y variables; aspectos impositivos; impuesto sobre la renta; otros impuestos;
- Energía facturada por ENEE en el sistema nacional;
- Principales aspectos financieros históricos de ENEE, incluyendo cartera, tarifas, índices financieros, y conclusiones.
- Proyecciones financieras de la empresa incluyendo: los principales supuestos básicos utilizados en cuanto a variables macroeconómicas; tarifas del sistema del sistema (regulado y no regulado), impuestos contemplados en las proyecciones financieras; otros supuestos.
- Riesgos financieros y sus posibles coberturas, incluyendo pero no limitado a: rezago en el establecimiento de la tarifa objetivo, incremento en la cuenta por cobrar, y efectos de una devaluación o revaluación del peso en términos reales.

- Realizar las proyecciones financieras que permitan identificar la tarifa mínima requerida para que ENEE sea financieramente viable.
- Presentar las conclusiones del análisis de la viabilidad financiera de ENEE, incluyendo pero no limitado a: índices financieros, cartera, riesgo cambiario, precios del gas y proyecciones financieras.

Evaluación financiera del Proyectos Patuca III: La evaluación financiera del Proyecto Hidroeléctrico, que incorporará aspectos comunes con la evaluación financiera de ENEE, incluirá:

- Premisas básicas de las proyecciones financieras incluyendo tarifas, tarifas objetivo para el sector regulado y cronograma de transición, fecha de ingreso de la Hidroeléctrica Patuca III al sistema interconectado, impuestos, tasa de cambio, inflación, etc. La información relacionada con tarifas vigentes y objetivo debe ser coordinada con el consultor/especialista contratado por el BID para apoyar la evaluación económica del proyecto.
- Costo total del proyecto, incluyendo análisis de alternativas de las líneas de transmisión asociadas. Se debe incluir una descripción de los rubros que conforman el presupuesto actualizado y su valor en moneda extranjera o moneda local. Esta actividad debe ser coordinada con el consultor/especialista contratado por el BID para apoyar la evaluación económica del proyecto.
- Plan de financiamiento integral, incluyendo las etapas de financiamiento previstas para el Proyecto y las posibles entidades involucradas.
- Estados financieros proyectados incluyendo estado de resultados, balances generales a fin de año, índices financieros, índices de liquidez y eficiencia operacional, índices de rentabilidad, indicadores de estructura patrimonial.
- Riesgos financieros y sus posibles coberturas incluyendo un análisis del rezago en el establecimiento de la tarifas objetivo, incremento en las cuentas por cobrar, efectos de devaluaciones del peso en términos reales.
- Realizar las proyecciones financieras que permitan identificar la tarifa mínima requerida para que el Proyecto sea financieramente viable.
- Principales conclusiones de la evaluación financiera del Proyecto, incluyendo los índices financieros clave.

Evaluación financiera del Proyectos Patuca III: Con base en la evaluación financiera, esta actividad comprende:

- **Definición de la Estrategia de Financiación Propuesta**
 - Entendimiento del cronograma de inversiones
 - Análisis de las fuentes de financiación probables
 - Análisis de los financiadores potenciales
 - Detalle de los posibles esquemas de financiación: monto, plazos, tasas de interés
 - Descripción de la estrategia de financiación
- **Elaboración del Cronograma de implementación de la Estrategia de Financiación**

- Diseño del cronograma de ejecución de la Estrategia de Financiación consistente con el cronograma de inversiones
 - Actualización del modelo financiero con los ajustes que sean pertinentes resultantes del proceso de estructuración.
- **Elaboración de la estrategia de comunicación del proyecto**
 - Diseño y definición de la estrategia de comunicación del proyecto ante el público interno y los potenciales inversionistas o financiadores.
 - Diseño, elaboración y actualización del Memorando de Información
 - Descripción y preparación de la información detallada, adecuada y pertinente que se expondría para las reuniones con potenciales financiadores del proyecto.
 - Atender las reuniones que requiera la empresa y el BID.
 - Acompañar a la empresa en la implantación de la estrategia de comunicación.

Preparar un informe que incluya todas las actividades y presentar la evaluación financiera del proyecto hidroeléctrico y de ENEE basada en hipótesis y expectativas realistas y con índices financieros clave. Este informe debe incluir:

- Análisis de sensibilidad de las principales variables financieras.
- Identificación y evaluación de mecanismos y medidas que aseguren la oportunidad, fuente y transparencia de las transferencias compensatorias para mitigar los riesgos financieros y asegurar la viabilidad financiera de los Proyectos y de ENEE;
- Análisis de todos los riesgos asociados y los mitigantes respectivos.

Realizar sus labores en coordinación estrecha con el consultor encargado de los aspectos económicos y técnico, bajo la supervisión del Jefe de Equipo de Proyecto del BID. El Consultor deberá preparar los insumos necesarios para la presentación y discusión de los temas que surjan de esta consultoría con las autoridades Hondureñas y las de la empresa ENEE.

Proponer los índices financieros clave que deberán formar parte del contrato de préstamo del BID, incluyendo el apoyo en la definición de los índices y otros aspectos financieros a ser incluidos en el marco lógico del proyecto.

Documentar toda la información y modelos de base utilizados y someterlos en archivos electrónicos.

3. Características de la Consultoría

Tipo: Consultor Individual.

Fecha de inicio y duración: El Consultor iniciará sus labores en el 1 de septiembre de 2011. Se estima una duración de 4 meses para completar los trabajos con una dedicación de 45 días-persona de consultoría, incluyendo dos visitas de 5 días a Honduras. Los trabajos objetos de esta consultoría deberán completarse antes del 1 de enero de 2012

Lugar de trabajo: Honduras y el lugar base del consultor. Se prevén dos viajes a Honduras, incluyendo la zona del proyecto, con una duración aproximada de 5 días cada uno, para los cuales los gastos y viáticos forman parte de la suma alzada.

Calificaciones: El Consultor deberá tener experiencia internacional mínima de diez (10) años en análisis financiero de proyectos de energía con por lo menos cinco (5) años en

estructuración financiera de proyectos. Experiencia académica en el área de finanzas. Posgrado en administración de empresas con énfasis en finanzas (MBA o maestría similar). Dominio de español e inglés (escrito y hablado).

4. Reportes / Productos

Como resultado de esta consultoría, el BID espera contar con un informe independiente de análisis de la viabilidad financiera del Proyecto Hidroeléctrico Patuca III y de ENEE.

El Consultor proporcionará: (i) un **Plan de Trabajo** inmediatamente después de formalizado el contrato, describiendo las principales actividades a realizar y el cronograma; (ii) un **Informe Parcial** con las recomendaciones y evaluaciones iniciales realizadas a más tardar a los 45 días de iniciada la consultoría, (iii) un **Informe Final**, utilizando, para el efecto, el formato y el detalle acordado con el equipo del Proyecto. Este informe estará acompañado del correspondiente Informe de Consultoría con la evaluación detallada y anexos que considere necesarios.

5. Cronograma de pagos

La forma de pago será la siguiente:

30% A la firma del contrato y entrega del Plan de Trabajo

40% A la entrega del informe parcial

30% A la entrega satisfactoria del informe final

6. Coordinación

La coordinación de esta consultoría será responsabilidad de los Srs. Javier Cuervo javiercu@iadb.org y Carlos Echeverría carlosec@iadb.org de la División de Energía.

TERMINOS DE REFERENCIA

HONDURAS ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO PATUCA III HO-T1158

Estudios Ambientales y Sociales Adicionales

1. OBJETIVO

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto Hidroeléctrico Patuca III, desarrollado por ENEE, fue presentado para evaluación preliminar al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en enero de 2011. El EIA presenta vacíos críticos y no consideró algunos términos de evaluación de impactos potenciales y planes de manejo para asegurar la conformidad del proyecto con las políticas de salvaguardias ambientales y sociales del BID.

Se requiere la realización de los estudios ambientales y sociales, así como planes de manejo adicionales al EIA ya desarrollado por ENEE. Esto fortalecerá la capacidad de gestión ambiental de la empresa y ayudará en la formulación de la operación de préstamos de inversión de forma tal que se pueda dar cumplimiento a las políticas de salvaguardias ambientales y sociales del BID. Los estudios se desagregan en dos tipos: 1) Estudios a realizar para la fase de las obras preliminares y 2) Estudios requeridos para la fase de construcción y de operación.

2. ACTIVIDADES A REALIZAR POR LA FIRMA CONSULTORA

2.1 ALCANCE ESPECÍFICO- OBRAS PRELIMINARES

No.	TEMAS	EXPLICACION
1.	Síntesis general del las obras a realizar	- Detallar toda la infraestructura a construir en esta fase. Indicar el área que ocupará la misma. Indicar el tiempo de ejecución de las mismas
2.	Vías de accesos	- Detallar las vías de acceso al proyecto - Especificar el área a ocupar
3.	Obras de derivación	- Definir la altura de las ataguías - Explicar si la obras de derivación consistirán en un túnel o un canal - Especificar cuál será la capacidad máxima de conducción en relación con el caudal máximo anual del río
4.	Campamento temporal	- Detallar los aspectos sobre el mismo tales como: área a ocupar, número de personas, servicios a instalar (agua y manejo de desechos), localización y otros.
5.	Mano de obra	- Presentar un estimado de la generación de empleo directo por especialidades, así como la procedencia, en caso de no contar con suficiente mano de obra local.

6.	Descripción del ambiente biótico afectado	<ul style="list-style-type: none"> - Detallar las condiciones del medio físico (tipo de vegetación) y biológico (fauna terrestre con énfasis en las especies protegidas, raras, amenazadas o endémicas) de las áreas impactadas por la totalidad de las obras preliminares. Por cada especie, establecer el nombre científico y común y especificar el estado de conservación según la Lista Roja de la Unión Internacional de Conservación de la Naturaleza (http://www.iucnredlist.org/) - Especificar en detalles si las acciones afectaran las áreas protegidas que están localizadas en proximidad - Explicar si la obras llevaran a una fragmentación de los hábitats - Indicar si las obras llevaran a una alteración de la conectividad entre los ecosistemas y si afectaran los corredores biológicos - Explicar cómo las obras preliminares afectaran los bosques y la fauna riberrana
7.	Descripción del ambiente social	<ul style="list-style-type: none"> - Detallar las condiciones del medio social; especificar cuáles son la comunidades (identificar número de habitantes, etnicidad, genero, medios de subsistencia) localizadas alrededor de las obras previstas y que pueden verse afectados directamente o indirectamente por la construcción de las obras preliminares * Explicar el estado de la tenencia de la tierra (ej: privada, usufructo, comunal) y presentar en una mapa la localización de estas comunidades * Explicar cómo las obras preliminares podrían afectar estas comunidades (análisis de los riesgos e impactos sociales de las obras preliminares)
8.	Desplazamiento y/o movilización de comunidades	<ul style="list-style-type: none"> - Especificar si las obras necesitaran desplazamiento temporal o reubicación permanente de la comunidades y suplementar los detalles - Especificar si las comunidades afectadas pertenecen a un grupo étnico
9.	Adquisición de tierras	<ul style="list-style-type: none"> - Indicar si la adquisición de tierra es necesaria para la construcción de las obras preliminares - Especificar el área requerida (ha o km) - Indicar cuál es el estado actual de la adquisición (se compro todo la tierra? en curso? etc.), favor de presentar un cronograma - Especificar si habrá expropiación - Presentar el marco de compensación (incluido el proceso de elegibilidad)
10.	Proceso de consulta de las comunidades	<ul style="list-style-type: none"> - Indicar si la adquisición de tierra es necesaria para la construcción de las obras preliminares

		<ul style="list-style-type: none"> - Especificar el área requerida (ha o km) - Indicar cuál es el estado actual de la adquisición (se compro todo la tierra? en curso? etc.), favor de presentar un cronograma - Especificar si habrá expropiación - Presentar el marco de compensación (incluido el proceso de elegibilidad)
11.	Marco legal	<ul style="list-style-type: none"> - Explicar en detalle cual fue el proceso de consulta con las comunidades que se encuentran alrededor del lugar de las obras preliminares - Si hay comunidades indígenas afectadas por las obras preliminares, detallar los procesos de consulta y negociación con estas comunidades - Presentar un resumen de las preocupaciones de las comunidades (indígenas y no indígenas)
12.	Plan de gestión ambiental (PGA)	<p>- Presentar un PGA, donde se expongan las prácticas a implementar para prevenir, controlar o disminuir impactos ambientales y sociales negativos (directos e indirectos, como facilitar el acceso a aéreas protegidas o ambientalmente sensibles) y maximizar los impactos positivos significativos que se originen con las obras preliminares. Detallar las medidas de mitigación y de contingencia. El PGA debería contener los siguientes elementos :</p> <p>1. Obras de excavación: indicar si necesitara el uso de explosivos; especificar las medidas de salud y seguridad de los trabajadores y prevención de incidentes con las comunidades</p> <p>2. Medidas de contingencia para limitar los efectos de una inundación potencial: Establecer si consistirá en un problema y especificar la magnitud; si es el caso, presentar un plan de gestión y de comunicación con las comunidades que puedan verse afectadas</p> <p>3. Mecanismos de prevención y manejo de conflictos: Indicar la forma en que se mitigarán y tratarán los conflictos que puedan suscitarse entre los habitantes locales y los trabajadores contratados fuera de la comunidad</p> <p>4. Medidas de mitigación de los impactos sobre la fauna y la flora</p> <p>5. Medidas de control de la erosión</p> <p>6. Actividades de reforestación y revegetación</p> <p>7. Tránsito de vehículos de construcción (suplementar información sobre el manejo del polvo y ruido, señalización preventiva y medidas de seguridad de los trabajadores y las comunidades)</p>

	<p>8. Desechos sólidos, líquidos (incluyendo drenajes) y gaseosos: Indicar un estimado de la cantidad, características y calidad esperada de los desechos sólidos, manejo y disposición final. Incluir cantidades estimadas de materiales reciclables y/o reusables, incluyendo métodos y lugar donde serán procesados.</p>
	<p>9. Desechos tóxicos peligrosos: Incluir un inventario, especificar el manejo y disposición final de los desechos peligrosos generados, como resultado de la construcción de las obras preliminares</p>
	<p>10. Seguimiento y vigilancia ambiental: Definir objetivos y acciones específicas del seguimiento. Definir cuáles son las variables ambientales o factores</p>

2.2 ALCANCE ESPECÍFICO- FASE DE CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

NO.	TEMAS	EXPLICACION
	Alcance de las obras	-Detallar todas las principales actividades que se llevarán a cabo en la construcción, operación y abandono del proyecto, obra, industria o actividad. Las instalaciones asociadas tales como la línea de transmisión, las vías de acceso y los postes de transformaciones deben ser incluidas en la presentación.
	Marco legal	- Describir la normativa legal (regional, nacional y municipal) que fue considerada para la realización de las obras preliminares tanto para los requerimientos ambientales y sociales -Especificar el estatuto de cada uno de los requerimientos legales a seguir para el proyecto
	Mano de obra	-Presentar un estimado de la generación de empleo (tanto por la fase de construcción como para la fase de operación) directo por especialidades, así como la procedencia, en caso de no contar con suficiente mano de obra local
	Monto global de la inversión	-Exponer el monto de las erogaciones por compra de terrenos, construcción de instalaciones, caminos de acceso, obras de electrificación, agua potable y con fines industriales, compra de maquinaria y equipo, personal calificado y no calificado.
	Ubicación geográfica y Área de Influencia del Proyecto	-Presentar la delimitación del área de estudio -Especificar y justificar la delimitación del área de influencia directa e indirecta del proyecto -Presentar mapas a buena escala que muestre la localización dichas aéreas. Se necesita ver en los mapas, la localización de las obras en relación con las

		3 aéreas protegidas que están alrededor del proyecto. También, los mapas deben ilustrar la localización de las comunidades potencialmente afectadas por las obras del proyecto
Actualización de la línea base / Ambiente físico afectado		*Para cada sub-componente, discutir de su valor ecológico y su nivel de vulnerabilidad. Se puede consultar la base de datos pero estudios de campo son requeridos para que los datos obtenidos reflejen correctamente la situación actual. Prestar una atención particular a los sub-componentes siguientes:
		Hidrología: Presentar un estudio hidrológico local, según el proyecto, ligado con el área de influencia directa y indirecta del mismo
		Aguas superficiales y subterránea: Presentar un mapa, ubicando los cuerpos de agua aledaños que puedan ser potencialmente afectados por el Proyecto (toma de agua, efluentes, modificación de cauce o ribera, etc.) e identificación y caracterización de mantos acuíferos aledaños al proyecto
		Calidad del agua: Presentar una caracterización bacteriológica y físico-química de las aguas superficiales y subterráneas, que podrían ser directamente afectadas por el Proyecto, considerando los parámetros que potencialmente pueden llegar a ser alterados por la implementación del proyecto, obra tales como: <i>temperatura, conductividad eléctrica, sólidos totales, en suspensión y disueltos, DQO, DBO, oxígeno disuelto, aceites y grasas, metales pesados, nitrógeno, sulfatos, cloro, flúor, coliformes totales.</i>
		Caudales: Presentar datos de los caudales de los cuerpos de agua, que puedan ser modificados por las actividades del proyecto.
		Erosión: Indicar la susceptibilidad del área a otros fenómenos de erosión
		Inundaciones: Hacer una definición de la vulnerabilidad de las zonas susceptibles a las inundaciones y, en caso de zonas costeras, a huracanes u otros
Actualización de la línea base / Ambiente biótico afectado		Vegetación: Indicar el área de cobertura vegetal del sitio afectado por el proyecto, como por ejemplo: potrero, potrero con árboles dispersos, bosque secundario, bosque primario, manglar, pantanos, cultivos y otros. Indicar el estado general de las asociaciones vegetales.
		Fauna acuática: Realizar pesquisas de campo entre diferentes periodos, espacialmente en periodos

		<p>intermedios entre estaciones.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Identificar presencia de especies protegidas, migratorias o de distribución restringida. -Especificar si hay presencia de especies invasoras <p>* La pesquisa de campo no puede limitarse al cauce principal en el área de influencia directa y indirecta, sino también de tributarios que estarán expuestos a los impactos potenciales de la operación hidroeléctrica.</p> <p>* Por cada especie, establecer el nombre científico y común y especificar el estado de conservación según la Lista Roja de la Unión Internacional de Conservación de la Naturaleza (http://www.iucnredlist.org/)</p> <p>Fauna terrestre: Indicar las especies encontradas en el área de influencia directa y indirecta y proporcionar datos sobre abundancia y distribución local. Prestar una atención especial a las especies protegidas, raras, amenazadas o endémicas. Prestar una atención particular a las especies presentes en el área del futuro embalse.</p> <p>* Por cada especie, establecer el nombre científico y común y especificar el estado de conservación según la Lista Roja de la Unión Internacional de Conservación de la Naturaleza (http://www.iucnredlist.org/)</p>
	<p>Áreas protegidas y ecosistemas frágiles</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Caracterizar los ecosistemas más importantes de la zona de estudio, especialmente aquellos que pudieran ser afectados por la ejecución del Proyecto. - Especificar en detalles si las acciones afectarían las áreas protegidas que están localizada en proximidad o estas ecosistemas - Explicar si las obras se llevaran a una fragmentación de los hábitats - Indicar si las obras llevaran a una alteración de la conectividad entre los ecosistemas y si afectarían los corredores biológicos <p>*Presentar en un mapa de áreas silvestres, protegidas existentes y otras áreas de protección o ambientalmente frágiles.</p>
	<p>Actualización de la línea base / Ambiente social y cultural</p>	<p>Características de la población: Incluir <u>datos recientes</u> sobre tamaño, etnicidad, estructura social, nivel de educación, actividades económicas y de subsistencia, tenencia de la tierra, empleo, salud, censo poblacional, acceso a servicios básicos de</p>

		saneamiento, agua y energía incluir aspectos de género y otros de la población cercana al área de proyecto, así como sus tendencias, especialmente aquellas que pueden ser impactadas directamente o indirectamente por la ejecución del Proyecto.
		Sitios arqueológicos: Caracterizar con más detalle los 4 sitios arqueológicos presentes en el área de actividad del proyecto (determinar ubicación, si están en propiedad privada, pública, o comunal), y detallar el impacto que podría tener la construcción y operación del proyecto sobre ellos. Especificar el estado de conservación, vestigios o materiales visibles y determinar el valor cultural de estos sitios para las comunidades alrededor del proyecto y el país (de acuerdo a los criterios establecidos por el Instituto Hondureño de Antropología e Historia).
	Modelización de la calidad de agua en el embalse y aguas abajo, y estimación de las emisiones netas en gases a efecto invernadero (GEI)	<p>-Modelo de los cambios en la calidad de agua en el embalse y aguas abajo, incluyendo temperatura, oxígeno disuelto, DBO, carbón en suspensión y disuelto, metales disueltos.</p> <p>-Utilizar los resultados de este modelo para calcular una estimación de las emisiones netas en gases a efecto de invernadero (GEI)</p>
	Desplazamiento y/o movilización de comunidades	<p>- Indicar cuál es el estado actual de la tenencia de la tierra y la adquisición de las tierras por el proyecto</p> <p>- Actualizar el plan de reasentamiento y compensación en conformidad a la política operacional del BID OP-710 (Reasentamiento Involuntario) y si hay comunidades indígenas afectadas a la política OP-765 (Pueblos Indígenas)</p>
	Proceso de consulta de las comunidades	<p>-Describir el proceso de consulta que fue realizado (o que esta en curso) con las comunidades (metodología utilizada para presentar y discutir el proyecto y sus alcances con respecto al medio social y en particular sobre las comunidades afectadas)</p> <p>- Recoger información sobre la percepción, las actitudes y las preocupaciones de los habitantes alrededor del área del Proyecto</p> <p>- Señalar los posibles conflictos que puedan derivar de la ejecución del proyecto y los mecanismos que se pueden crear para prevenirlos, mitigarlos y resolverlos.</p> <p>- Si hay comunidades indígenas afectadas, detallar los procesos de consulta y negociación con estas comunidades</p>

	Identificación de los impactos	<p>Incluir en particular:</p> <p>-Sobre la parte <u>ambiental</u>: impactos sobre la fauna terrestre en el embalse; impactos sobre la fauna acuática en el embalse y aguas abajo relacionados con el efecto barrera de la presa, cambios en la calidad de agua y cambios en hidrología; el análisis de TNC sobre caudales ecológicos aguas abajo; efecto neto sobre las emisiones de GEI; impactos acumulativos con Patuca II y IIa.</p> <p>-Sobre la parte <u>social</u>: impactos directos relacionados con la adquisición de los terrenos y reasentamiento de las poblaciones afectadas; impactos indirectos relacionados con la migración de trabajadores en fase de construcción y la migración de otros colonos de poblados cercanos, el efecto del embalse sobre la comunicación y conectividad social entre las comunidades, el efecto del proyecto sobre los medios de subsistencia y el acceso de las comunidades a los recursos naturales (por ejemplo: pesca en el área de influencia directa e indirecta); y el patrimonio cultural.</p>
	Plan de gestión ambiental (PGA)	<p>-Los componentes del Plano de gestión ambiental serán especificadas posteriormente después la recepción de los datos de la línea base y la actualización de los impactos anticipados. El BID, dará el soporte técnico para la elaboración del PGA.</p>

3. PRODUCTOS ESPERADOS

- Informe preliminar
- Informe final incluyendo:
 - Evaluación y mitigación de impactos
 - Planes de manejo ambiental y social detallados.

4. PLAZO DE EJECUCION

TBD

5. Coordinación:

La coordinación de esta consultoría será responsabilidad de Genevieve Beaulac (genevieveb@iadb.org) de la Unidad de Salvaguardas Ambientales y Sociales y Carlos Echeverría (carlosec@iadb.org) de la División de Energía. Para los temas de impacto social también participará Elsa Chang (Echang@iadb.org) de la Unidad de Salvaguardas Ambientales y Sociales.

TERMINOS DE REFERENCIA

HONDURAS ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO PATUCA III HO-T1158

Análisis Institucional

Antecedentes:

La generación eléctrica en Honduras es altamente dependiente de la generación térmica a base de hidrocarburos importados. En 2009, cerca de 62 por ciento de la capacidad instalada era en generación térmica convencional, casi en su totalidad motores diesel de mediana velocidad que utilizan combustóleo o bunker. La generación térmica participaba en aproximadamente un 54 por ciento de la generación total de energía, con un factor de planta promedio anual de 45 por ciento para los motores con combustóleo y solamente 7 por ciento para las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad que utilizan combustible diesel, lo cual se explica por los altos costos variables de las plantas que utilizan diesel y su baja prioridad en el despacho económico de generación. Las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad solo se utilizan durante las horas de punta de la demanda y en los periodos de verano cuando se reduce la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas.

Las plantas con energía renovable, centrales hidroeléctricas y térmicas que utilizan bagazo de caña, mantienen una participación de aproximadamente 38 por ciento en la capacidad instalada, la cual se ha mantenido estable durante los últimos 3 años, pero con tendencia a aumentar ligeramente. Las plantas hidroeléctricas medianas y grandes, de propiedad estatal, representan un 29 por ciento de la capacidad instalada, pero su capacidad no ha aumentado debido a la política de hecho adoptada a partir de la reforma de 1994 de atender el crecimiento de la demanda con contratos de compra de energía con generadores privados. La capacidad instalada en pequeñas plantas hidroeléctricas y a bagazo, desarrolladas por inversionistas privados aprovechando los beneficios de la ley de promoción de energía renovable, aumentó en 50 MW de 2006 a 2009, lo cual representa casi la totalidad del aumento en la capacidad instalada del sistema interconectado durante ese periodo.

El margen de reserva de la capacidad disponible de generación sobre la demanda máxima se redujo durante los años 2007 y 2008 a niveles insuficientes para garantizar una adecuada confiabilidad de suministro, debido al crecimiento de la demanda de aproximadamente 7 por ciento anual y a la falta de expansión de la capacidad de generación. Aun cuando la capacidad instalada en 2008 era de 1,593 MW aparentemente suficiente para atender una demanda máxima de 1,205 MW en el mes de abril, la capacidad disponible era apenas de 1,154 MW debido principalmente a la reducción de la capacidad firme de plantas hidroeléctricas a filo de agua al final del verano y a la indisponibilidad de plantas a bagazo al final del periodo de zafra. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no reportó racionamientos en este periodo, pero el margen de reserva fue nulo.

La participación en la generación con energía renovable varía anualmente no solamente por efecto de los cambios en la composición del parque generador, sino más importante, por las variaciones en las lluvias y el uso de la energía almacenada en el embalse El Cajón. Por ejemplo, la generación de las plantas hidroeléctricas de la ENEE en 2009 aumentó

aproximadamente 500 GWh o 25 por ciento sobre la generación en los años anteriores, lo cual contribuyó a que la participación de la generación con energía renovable en ese año aumentara a 45.7 por ciento, cuando en los años anteriores era solamente 37 por ciento. El aumento de la generación con energía renovable tiene un impacto financiero importante pues reduce las compras de energía.

Marco Institucional:

La Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 definió una estructura institucional y una organización de la industria eléctrica que facilita el desarrollo de un mercado competitivo de electricidad con participación privada: (i) separación de los roles de formulación de políticas, a cargo de un Gabinete Energético (GE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA); (ii) regulación, a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE); y (iii) prestación del servicio, a cargo de empresas separadas verticalmente en las actividades de generación, transmisión y distribución.¹

Sin embargo, el nuevo modelo de mercado se implementó parcialmente y, en la práctica, la ENEE continúa operando como una empresa estatal verticalmente integrada, único distribuidor y transportador de energía, responsable por la operación del sistema interconectado nacional y el centro de despacho y que controla la actividad de generación, ya sea como propietario y operador de plantas de generación o como comprador único de energía a generadores privados. En el caso de la electrificación rural, la ENEE comparte esta función con municipalidades y otras instituciones que manejan fondos de la Estrategia para la Reducción de la Pobreza (ERP) y de programas financiados por instituciones internacionales.

El Plan de Desarrollo del Gobierno propone para el sector de energía eléctrica una meta de elevar al 80 por ciento en el 2022 la tasa de participación de energía eléctrica del país como parte del objetivo de lograr “*una Honduras productiva, generadora de oportunidades y empleo digno, que aprovecha de manera sostenible sus recursos y reduce la vulnerabilidad ambiental*”.

Descripción del proyecto:

Con el fin de planear las inversiones que se requieren para satisfacer las necesidades de demanda bajo criterios de confiabilidad y garantía de suministro y también cumplir con los objetivos de diversificación de matriz, la ENEE recientemente elaboró un plan de expansión indicativo de largo plazo para el período 2011-2025, el cual incluyó el proyecto hidroeléctrico Patuca III dentro de las alternativas y respalda su construcción y puesta en funcionamiento a partir del año 2014.

El proyecto Patuca III consistirá de una presa de hormigón en el río Patuca, vertedero, toma, tubería de presión, casa de máquinas a pie de presa, línea de transmisión y subestaciones. El Proyecto proveerá una capacidad de 100 MW entregados en la Subestación Juticalpa de ENEE y contará con una producción promedio anual de energía de 340 GWh.

El Proyecto incluye las siguientes obras principales:

- Una presa de hormigón de gravedad sobre el río Patuca que incorpora un vertedero con compuertas de toma y descarga de fondo. La cresta de la presa está en la cota 293.5 msnm. La presa tiene una altura máxima de 60 m con una longitud en la cresta de 208 m. La descarga de diseño del vertedero es 13,600 m³/s (½ CMP) a la

¹ Visión de país 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022, febrero 2010.

cota 290 msnm y la capacidad de descarga es 18,000 m³/s ($\frac{2}{3}$ CMP) a la cota 291.7 msnm.

- Un embalse con un área de aproximadamente 51.0 km². Tendrá una capacidad total de 1,200,000,000 m³ al nivel máximo de operación en la cota 290 msnm.
- Una toma con dos aperturas en el cuerpo de la presa con rejillas contra basura, compuertas de rodillos, tipo vagón y un juego de ataguías.
- Una casa de máquinas superficial con dos turbinas Kaplan de 52 MW, cada una, con una capacidad de descarga de 135 m³/s y un generador sincrónico de 65 MVA, cada uno.
- Un canal de descarga de 45 m de longitud desde la casa de máquinas al río Patuca.
- Una subestación con dos transformadores de 50/64 MVA, cada uno, más uno de reserva, ubicada adyacente a la casa de máquinas.
- Una línea de transmisión de 138 kV, circuito simple, de 41 km de longitud para interconectar el Proyecto al SIN en la Subestación Juticalpa de ENEE.

El proyecto Patuca III será desarrollado por ENEE, que está explorando alternativas de financiamiento y esquemas de contratación.

1. Objetivos de la Consultoría

El **objetivo general** de la consultoría es colaborar con el Equipo de Proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en la preparación de la operación de financiamiento “Hidroeléctrica Patuca III” en consulta con el Ejecutor (ENEE). El **objetivo específico** de la presente consultoría es realizar un análisis institucional integrado de ENEE y la Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable (UEPER), adscrita a ENEE y creada para la ejecución del proyecto Patuca III, basado en la herramienta de análisis de Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI). Este análisis de capacidad institucional y de procedimientos vinculados, ayudará a determinar los niveles de riesgo y los respectivos planes de mitigación y/o fortalecimiento de la capacidad de gestión requerida para la operación.

2. Actividades

En colaboración con el Equipo de Proyecto del BID y funcionarios de ENEE, el consultor deberá realizar las siguientes actividades:

El análisis institucional será basado en la información y entrevistas disponibles con la ENEE y otras instituciones del gobierno (CNE, SERNA, entre otras), principales actores del mercado eléctrico (empresas de generación, distribución, transmisión, entre otras) y desarrollará los siguientes tópicos:

El consultor aplicará una evaluación de la Capacidad Institucional (CI) de ENEE como entidad responsable del desarrollo del proyecto. Esto incluye disponibilidad de recursos humanos, materiales y equipos, en términos de planificación, organización, dirección y control, de tal forma que permitan la adecuada ejecución del programa y el manejo eficaz y eficiente de dichos recursos de acuerdo a los términos acordados con el Banco.

Esta evaluación incluye evaluar los siguientes sistemas o capacidades institucionales:

- Capacidad de Programación y Organización
- Capacidad de Ejecución de las actividades programadas y organizadas
- Capacidad de Control

A través del análisis de capacidad institucional del organismo ejecutor, el consultor establecerá la capacidad institucional y operativa de la agencia ejecutora para manejar el programa. A través de la evaluación y análisis de la capacidad institucional del organismo ejecutor el consultor deberá suministrar insumos para la matriz de riesgos identificando claramente cada una de las debilidades encontradas. Durante el análisis, el consultor revisará la experiencia de ejecución de los préstamos 2016 y 1584 del BID que está ejecutando ENEE.

Con los resultados obtenidos, el consultor debe recomendar el plan de fortalecimiento institucional para subsanar las deficiencias y permitir a ENEE un apoyo efectivo y eficiente de la ejecución de las dos operaciones del programático.

Productos

El consultor seleccionado deberá iniciar sus actividades preparando un Plan de Trabajo para las actividades listadas arriba; un Informe Final preliminar el cual será sometido a la consideración de la División de Energía INE/ENE, para sus comentarios y observaciones, y un Informe Final definitivo que tenga en cuenta las observaciones que, de acuerdo con el mismo, resulten del caso incorporar.

3. Características de la Consultoría

Tipo: Consultor Individual.

Fecha de inicio y duración: El Consultor iniciará sus labores en el 1 de septiembre de 2011. Se estima una duración de 3 meses para completar los trabajos con una dedicación de 40 días-persona de consultoría, incluyendo dos visitas de 5 días a Honduras. Los trabajos objetos de esta consultoría deberán completarse antes del 1 de diciembre de 2011

Lugar de trabajo: Honduras y el lugar base del consultor. Se prevén dos viajes a Honduras, con una duración aproximada de 5 días cada uno, para los cuales los gastos y viáticos forman parte de la suma alzada.

Calificaciones: Experiencia de más de 5 años en desarrollo organizacional y análisis de procesos con experiencia específica en los sistemas de supervisión de proyectos del Banco. El servicio de consultoría deberá ser realizado por consultor con graduación universitaria en el área técnica (preferentemente en ingeniería, economía o finanzas) con posgrado relevante a los propósitos de la consultoría (e.g. gestión de proyectos, desarrollo económico, investigación operacional). Asimismo, deberá tener probada experiencia en programas de cooperación técnica en el sector, trabajando en conjunto con organismos internacionales y en la formulación, gestión, implementación y seguimiento de proyectos de desarrollo con participación de los sectores público y privado.

4. Reportes / Productos

Como resultado de esta consultoría, el BID espera contar con un informe independiente de capacidad institucional de ENEE.

El Consultor proporcionará: (i) un **Plan de Trabajo** inmediatamente después de formalizado el contrato, describiendo las principales actividades a realizar y el cronograma; (ii) un **Informe Parcial** con las recomendaciones y evaluaciones iniciales realizadas a más tardar a los 20 días de iniciada la consultoría, (ii) un **Informe Final**,

utilizando, para el efecto, el formato y el detalle acordado con el equipo del Proyecto. Este informe estará acompañado del correspondiente Informe de Consultoría con la evaluación detallada y anexos que considere necesarios.

5. Cronograma de pagos

La forma de pago será la siguiente:

30% A la firma del contrato y entrega del Plan de Trabajo

40% A la entrega del informe parcial

30% A la entrega satisfactoria del informe final

6. Coordinación

La coordinación de esta consultoría será responsabilidad de los Srs. Javier Cuervo javiercu@iadb.org y Carlos Echeverría carlosec@iadb.org de la División de Energía.

TERMINOS DE REFERENCIA

HONDURAS ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO PATUCA III HO-T1158

Coordinador de Proyecto

Antecedentes:

La generación eléctrica en Honduras es altamente dependiente de la generación térmica a base de hidrocarburos importados. En 2009, cerca de 62 por ciento de la capacidad instalada era en generación térmica convencional, casi en su totalidad motores diesel de mediana velocidad que utilizan combustóleo o bunker. La generación térmica participaba en aproximadamente un 54 por ciento de la generación total de energía, con un factor de planta promedio anual de 45 por ciento para los motores con combustóleo y solamente 7 por ciento para las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad que utilizan combustible diesel, lo cual se explica por los altos costos variables de las plantas que utilizan diesel y su baja prioridad en el despacho económico de generación. Las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad solo se utilizan durante las horas de punta de la demanda y en los periodos de verano cuando se reduce la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas.

Las plantas con energía renovable, centrales hidroeléctricas y térmicas que utilizan bagazo de caña, mantienen una participación de aproximadamente 38 por ciento en la capacidad instalada, la cual se ha mantenido estable durante los últimos 3 años, pero con tendencia a aumentar ligeramente. Las plantas hidroeléctricas medianas y grandes, de propiedad estatal, representan un 29 por ciento de la capacidad instalada, pero su capacidad no ha aumentado debido a la política de hecho adoptada a partir de la reforma de 1994 de atender el crecimiento de la demanda con contratos de compra de energía con generadores privados. La capacidad instalada en pequeñas plantas hidroeléctricas y a bagazo, desarrolladas por inversionistas privados aprovechando los beneficios de la ley de promoción de energía renovable, aumentó en 50 MW de 2006 a 2009, lo cual representa casi la totalidad del aumento en la capacidad instalada del sistema interconectado durante ese periodo.

El margen de reserva de la capacidad disponible de generación sobre la demanda máxima se redujo durante los años 2007 y 2008 a niveles insuficientes para garantizar una adecuada confiabilidad de suministro, debido al crecimiento de la demanda de aproximadamente 7 por ciento anual y a la falta de expansión de la capacidad de generación. Aun cuando la capacidad instalada en 2008 era de 1,593 MW aparentemente suficiente para atender una demanda máxima de 1,205 MW en el mes de abril, la capacidad disponible era apenas de 1,154 MW debido principalmente a la reducción de la capacidad firme de plantas hidroeléctricas a filo de agua al final del verano y a la indisponibilidad de plantas a bagazo al final del periodo de zafra. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no reportó racionamientos en este periodo, pero el margen de reserva are nulo.

La participación en la generación con energía renovable varía anualmente no solamente por efecto de los cambios en la composición del parque generador, sino más importante, por las variaciones en las lluvias y el uso de la energía almacenada en el embalse El Cajón. Por ejemplo, la generación de las plantas hidroeléctricas de la ENEE en 2009 aumentó

aproximadamente 500 GWh o 25 por ciento sobre la generación en los años anteriores, lo cual contribuyó a que la participación de la generación con energía renovable en ese año aumentara a 45.7 por ciento, cuando en los años anteriores era solamente 37 por ciento. El aumento de la generación con energía renovable tiene un impacto financiero importante pues reduce las compras de energía.

Marco Institucional:

La Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 definió una estructura institucional y una organización de la industria eléctrica que facilita el desarrollo de un mercado competitivo de electricidad con participación privada: (i) separación de los roles de formulación de políticas, a cargo de un Gabinete Energético (GE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA); (ii) regulación, a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE); y (iii) prestación del servicio, a cargo de empresas separadas verticalmente en las actividades de generación, transmisión y distribución.¹

Sin embargo, el nuevo modelo de mercado se implementó parcialmente y, en la práctica, la ENEE continúa operando como una empresa estatal verticalmente integrada, único distribuidor y transportador de energía, responsable por la operación del sistema interconectado nacional y el centro de despacho y que controla la actividad de generación, ya sea como propietario y operador de plantas de generación o como comprador único de energía a generadores privados. En el caso de la electrificación rural, la ENEE comparte esta función con municipalidades y otras instituciones que manejan fondos de la Estrategia para la Reducción de la Pobreza (ERP) y de programas financiados por instituciones internacionales.

El Plan de Desarrollo del Gobierno propone para el sector de energía eléctrica una meta de elevar al 80 por ciento en el 2022 la tasa de participación de energía eléctrica del país como parte del objetivo de lograr “*una Honduras productiva, generadora de oportunidades y empleo digno, que aprovecha de manera sostenible sus recursos y reduce la vulnerabilidad ambiental*”.

Descripción del proyecto:

Con el fin de planear las inversiones que se requieren para satisfacer las necesidades de demanda bajo criterios de confiabilidad y garantía de suministro y también cumplir con los objetivos de diversificación de matriz, la ENEE recientemente elaboró un plan de expansión indicativo de largo plazo para el período 2011-2025, el cual incluyó el proyecto hidroeléctrico Patuca III dentro de las alternativas y respalda su construcción y puesta en funcionamiento a partir del año 2014.

El proyecto Patuca III consistirá de una presa de hormigón en el río Patuca, vertedero, toma, tubería de presión, casa de máquinas a pie de presa, línea de transmisión y subestaciones. El Proyecto proveerá una capacidad de 100 MW entregados en la Subestación Juticalpa de ENEE y contará con una producción promedio anual de energía de 340 GWh.

El Proyecto incluye las siguientes obras principales:

- Una presa de hormigón de gravedad sobre el río Patuca que incorpora un vertedero con compuertas de toma y descarga de fondo. La cresta de la presa está en la cota 293.5 msnm. La presa tiene una altura máxima de 60 m con una longitud en la cresta de 208 m. La descarga de diseño del vertedero es 13,600 m³/s (½ CMP) a la

¹ Visión de país 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022, febrero 2010.

cota 290 msnm y la capacidad de descarga es 18,000 m³/s ($\frac{2}{3}$ CMP) a la cota 291.7 msnm.

- Un embalse con un área de aproximadamente 51.0 km². Tendrá una capacidad total de 1,200,000,000 m³ al nivel máximo de operación en la cota 290 msnm.
- Una toma con dos aperturas en el cuerpo de la presa con rejas contra basura, compuertas de rodillos, tipo vagón y un juego de ataguías.
- Una casa de máquinas superficial con dos turbinas Kaplan de 52 MW, cada una, con una capacidad de descarga de 135 m³/s y un generador sincrónico de 65 MVA, cada uno.
- Un canal de descarga de 45 m de longitud desde la casa de máquinas al río Patuca.
- Una subestación con dos transformadores de 50/64 MVA, cada uno, más uno de reserva, ubicada adyacente a la casa de máquinas.
- Una línea de transmisión de 138 kV, circuito simple, de 41 km de longitud para interconectar el Proyecto al SIN en la Subestación Juticalpa de ENEE.

El proyecto Patuca III será desarrollado por ENEE, que está explorando alternativas de financiamiento y esquemas de contratación.

1. Objetivos de la Consultoría

El **objetivo general** de la consultoría es colaborar con el Equipo de Proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en la coordinación de actividades con ENEE para la ejecución del Operational Input (OI) HO-T1158, así como en la formulación de la operación de financiamiento para Hidroeléctrica Patuca III, HO-L1082.

El **objetivo específico** de la presente consultoría es apoyar para la ejecución del OI en las áreas de procesos de contratación de las consultorías, la consecución de información y organización logística de viajes de campo, así como apoyar a los Equipos de Proyecto del BID y ENDE en la preparación de la propuesta de préstamo del Proyecto HO-L1082, así como en la coordinación de todas las consultorías relacionadas.

2. Actividades

En colaboración con el Equipo de Proyecto del BID y funcionarios de ENEE, el consultor deberá realizar las siguientes actividades:

- i) Apoyar al Equipo de Proyecto en todas las actividades de ejecución y seguimiento del OI, incluyendo la preparación y revisión de los documentos, contratos, informes y anexos de los documentos que se preparen y presenten.
- ii) Revisar los borradores de informes internos del Banco, incluyendo ayuda memoria de misiones que se realicen y otros documentos vinculados al Préstamo y OI, proveer comentarios y ajustes a dichos documentos, como así también recomendar acciones para la correcta ejecución de los mismos.
- iii) Revisar los informes elaborados por los consultores individuales y firmas consultoras contratadas para cada una de las actividades del OI, realizar un seguimiento y monitoreo de dichas consultorías, y proveer comentarios y observaciones.
- iv) Coordinar con los equipo, tanto en Washington D.C. como en la representación del BID en Honduras en todo lo referido a esta operación.

3. Características de la Consultoría

Tipo: Consultor Individual Local.

Fecha de inicio y duración: El Consultor iniciará sus labores en el 1 de agosto de 2011. Se estima una duración de 12 meses para completar los trabajos con una dedicación completa a la consultoría, incluyendo visitas de campo al lugar del desarrollo del proyecto. Los trabajos objetos de esta consultoría deberán completarse antes del 1 de agosto de 2012.

Lugar de trabajo: Honduras. Se prevén visitas de campo al lugar del desarrollo del proyecto.

Calificaciones:

Experiencia de más de 5 años en preparación y evaluación de proyectos, desarrollo organizacional y/o análisis de procesos. El servicio de consultoría deberá ser realizado por un consultor con graduación universitaria en el área técnica (preferentemente en ingeniería, economía o finanzas) con posgrado relevante a los propósitos de la consultoría (e.g. gestión de proyectos, planificación). Experiencia previa con los procedimientos y reglamentos del BID será altamente deseable.

4. Reportes / Productos

El Consultor proporcionará **Informes Mensuales** con las actividades realizadas en el mes correspondiente.

Durante la consultoría, se podrán requerir productos específicos al Consultor, tales como informes analíticos, resúmenes ejecutivos de estudios e informes, elaboración de secciones y anexos de documentos, términos de referencia, presentaciones (power point), y otros.

5. Cronograma de pagos

La forma de pago será mensual contra la entrega y aprobación del reporte de actividades correspondiente.

6. Coordinación

La coordinación de esta consultoría será responsabilidad de los Srs. Javier Cuervo javiercu@iadb.org y Carlos Echeverría carlosec@iadb.org de la División de Energía.