Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**COSTA RICA**

**PROGRAMA DE ENERGÍA RENOVABLE, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

**(CR-X1014)**

**Y**

**PRIMER PROGRAMA DE ENERGÍA RENOVABLE, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

**(CR-L1070)**

**Plan de Seguimiento y Evaluación (PSE)**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos Echevarría Barbero (ENE/CCR) Jefe de Equipo; Nancy Jesurun-Clements (INE/ENE) Co-jefe de equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE); Shohei Tada (INE/ENE); Wilkferg Vanegas (INE/ENE); Stephanie Suber (INE/ENE); José Antonio Felix-Filho (VPS/ESG); Graham Watkins (VPS/ESG); Zachary Hurwitz (VPS/ESG); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Jorge Luis González (FMP/CCR); Andrés Suarez (FMP/CCR); Daniela Acuña (ENE/CCR); y Andrea Monje (SCL/GDI).

**TABLA DE CONTENIDOS**

I. Introducción 4

a. Descripción del Programa 4

b. Objetivos de la CCLIP y del Primer Préstamo 5

c. Costo y financiamiento del Primer Préstamo 6

d. Estructura de ejecución. 7

II. Plan de Seguimiento 9

a. Introducción 9

b. Indicadores 11

c. Seguimiento de resultados y presentación de informes 11

d. Coordinación y plan de trabajo 12

e. Administración financiera 12

f. Auditorias 12

g. Seguimiento y supervisión socio-ambiental 13

h. Matriz de Resultados 14

i. Presupuesto del Plan de Seguimiento 15

III. Plan de Evaluación 16

a. Metodología de evaluación 16

b. Principales preguntas de evaluación 16

c. Recopilación de información 19

d. Información de los resultados 20

e. Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto 20

f. Plan de Trabajo y Presupuesto del Plan de Seguimiento 21

IV. Presupuesto Total del PSE 22

ANEXO I Resumen del Análisis Costo-Beneficio Ex ante 23

|  |
| --- |
|  |
| **Abreviaturas** |
| BEI | Banco Europeo de Inversiones |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CORE | *Co-financing for Renewable Energy and Energy Efficiency*. |
| CCLIP | Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión |
| CRIE | Comisión Regional de Interconexión Eléctrica |
| IGAS | Informe de Gestión Ambiental y Social |
| ICE | Instituto Costarricense de Electricidad |
| IGAS | Informe de Gestión Ambiental y Social |
| JICAkV | *Japanese International Cooperation Agency*Kilovoltio |
| LED | *Light–emitting polymers* |
| LT | Línea de Transmisión |
| MER | Mercado Eléctrico Nacional |
| MW | Mega-watts  |
| PAAS | Plan de Acción Ambiental y Social |
| OE | Organismo Ejecutor |
| PEP | Plan de Ejecución Plurianual |
| POA | Plan Operativo Anual |
| SIEPAC | Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central  |

1. **Introducción**

# El propósito de este documento es describir el proceso de seguimiento del Programa de Energía Renovable, Transmisión y Distribución de Electricidad. La sección de Seguimiento describe los indicadores de resultados y productos y los medios de verificación de los mismos, los cuales están plasmados en la Matriz de Resultados (MR) del Programa.

# El objetivo general de la línea CCLIP es contribuir a la mitigación de los impactos del cambio climático, al crecimiento económico sostenible y al fomento de la integración regional mediante el Mercado Eléctrico Regional (MER). El objetivo específico del Primer Préstamo es aumentar el suministro de electricidad a través de energías renovables, mediante la construcción de las plantas de generación de energía geotérmica Las Pailas II y Borinquen I, de 110 MW de capacidad total, y otras infraestructuras eléctricas adicionales.

# La estrategia de seguimiento y evaluación incluye la evaluación de la ejecución del Programa y el éxito de la intervención. Para llevar a cabo lo primero, se deberán preparar: (i) informes semestrales y anuales de avance, y que incluye actualización del Plan Operativo Anual (POA); (ii) Auditorias financieras anuales; (iii) evaluación de medio término, técnica y económica financiera; y (iv) evaluación final del Programa en línea con la evaluación de medio término, incluyendo una evaluación costo-beneficio ex post final.

# Con el fin de evaluar el éxito del Programa, las evaluaciones de medio término y de fin de Programa incluirán una revisión técnica del estado de los indicadores de la MR a través de sus medios de verificación y un análisis costo beneficio ex post y una revisión económica financiera de los proyectos financiados tomando como referencia el análisis financiero y costo-beneficio inicial del Programa. Los indicadores seleccionados y consensuados con el Organismo Ejecutor (OE) incluyen valores de línea de base del año 2015. Estos valores fueron generados durante el proceso de diseño del Programa y serán revisados durante el taller de arranque posterior al cumplimiento de las condiciones previas y antes de iniciar su ejecución.

# El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) como OE del Programa, será responsable de recabar, actualizar y mantener la información necesaria, incluyendo reportes semestrales, evaluaciones anuales, de medio término, de fin de ejecución y auditorias financieras, con el fin de facilitar la preparación del Reporte de Cierre del Programa (PCR por sus siglas en inglés).

1. Descripción del Programa

# El Programa de Energía Renovable, Transmisión y Distribución de Electricidad diseñado bajo la modalidad CCLIP por US$500 millones, contempla la formalización de al menos dos operaciones de préstamo. El Primer Préstamo CR-L1070 por US$200 millones se dirige a complementar el financiamiento de los proyectos geotérmicos Las Pailas II y Borinquen I de 55MW de capacidad cada uno, e inversiones adicionales en energía renovable, transmisión y distribución[[1]](#footnote-1). Las operaciones subsiguientes por hasta US$300 millones, a aprobar a partir de 2021, financiarán el proyecto geotérmico Borinquén II de 55MW de capacidad; e inversiones adicionales en energía renovable, en expansión y reforzamiento de la infraestructura de transmisión en Anillo de Miravalles (Cañas-Mogote), y de distribución y comercialización. El programa cuenta con cofinanciamiento de JICA en el esquema CORE (*Co-financing for Renewable Energy and Energy Efficiency*) [[2]](#footnote-2) y del Banco Europeo de Inversiones (BEI).

1. Objetivos de la CCLIP y del Primer Préstamo

# El objetivo general de la línea CCLIP es contribuir a la mitigación de los impactos del cambio climático, al crecimiento económico sostenible y al fomento de la integración regional mediante el MER. El objetivo específico del Primer Préstamo es aumentar el suministro de electricidad con base en energías renovables, mediante la construcción y puesta en operación de las plantas de generación de energía geotérmica Las Pailas II y Borinquen I; y otras infraestructuras eléctricas adicionales.

# **Estructura de la** CCLIP**.** El Cuadro I-1 presenta el presupuesto y esquema de financiamiento del total de la CCLIP. En noviembre de 2013 el ICE firmó con JICA una línea de crédito de US$646,9 millones para los tres proyectos geotérmicos; y posteriormente con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), un contrato de financiamiento por US$70 millones para Las Pailas II. Ambos financiamientos fueron ratificados por el Congreso Nacional de Costa Rica en agosto 2014.

|  |
| --- |
| **Cuadro I-1–Costo Total y Financiamiento de la CCLIP (US$ millones)** |
| **CR-L1070 - PRIMER PRÉSTAMO INDIVIDUAL CCLIP**  | **BID** | **BEI** | **JICA** | **Local** | **TOTAL** |
| Subprograma I. Proyectos Geotérmicos Las Pailas II / Borinquén I | 97,1 | 70,0 | 421,4 | 65,9 | **654,4** |
| Subprograma II Otras Energías Renovables, Transmisión y Distribución | 102,9 | - | - | 25,4 | **128,3** |
| **TOTAL Préstamo I (2017-2022)** | **200,0** | **70,0** | **421,4** | **91,3** | **782,7** |
| **CR-Lxxxx - SEGUNDO / TERCER PRÉSTAMO INDIVIDUAL CCLIP**  |  |  |  |  |  |
| Subprograma I. Proyecto Geotérmico Borinquén II | 72,5 | - | 225,5 | 13,5 | **311,5** |
| Subprograma II. Otras Energías Renovables, Transmisión y Distribución | 227,5 | - | - | 7,7 | **235,3** |
| **TOTAL Préstamo II/III (2022-2026)** | **300,0** | **-** | **225,5** | **21,2** | **546,8** |
| **CR-X1014 - LINEA CCLIP BID** |  |  |  |  |  |
| Subprograma I. Proyectos Geotérmicos  | 169,6 | 70,0 | 646,9 | 79,4 | **965,9** |
| Subprograma II. Otras Energías Renovables, Transmisión y Distribución | 330,4 | - | - | 33,1 | **363,5** |
|  **TOTAL LINEA CCLIP (2017-2026)**  | **500,0** | **70,0** | **646,9** | **112,5** | **1.329,4** |

# El Primer Préstamo se estructura en los siguientes Subprogramas:

# **Subprograma I. Proyectos Geotérmicos Las Pailas II y Borinquen I.** Se financiará la construcción de las centrales geotérmicas Las Pailas II y Borinquen I con capacidad de 55MW cada una. La central las Pailas II estará ubicada a 17 kilómetros al noreste de la ciudad de Liberia, en el Cantón Liberia en la Provincia de Guanacaste. La central Borinquen I se ubicará a 10 km al noreste del proyecto geotérmico Las Pailas, al norte de la ciudad de Liberia. El proyecto las Pailas II contempla el financiamiento de 15 pozos de producción y 9 pozos de reinyección, una subestación eléctrica, una casa de máquinas, edificios de apoyo y caminos de acceso y 2 km de una LT de 230kV que conectará a la subestación existente de Las Pailas I. El Proyecto Borinquen I incluye la construcción de 20 pozos, una casa de máquinas, lagunas de inyección, estaciones de separación, torres de enfriamiento, el reacondicionamiento de vías de acceso ya existentes y una conexión a la LT existente del proyecto eólico Orosí, la cual enlaza la central eólica con la subestación Pailas a un nivel de tensión de 230kV.

# **Subprograma II. Otras Energías Renovables, Transmisión y Distribución.** **Componente 1. Generación**. Se financiarán los proyectos siguientes: (i) construcción de un túnel paralelo en la Central Hidroeléctrica de Río Macho, con la finalidad de reparar los daños que presenta el actual túnel de la Central. Se contempla la construcción del túnel paralelo con una longitud aproximada de 1.600 metros, pozo de distribución y nueva toma de agua, desarenador y ventana de túnel; (ii) ampliación de la capacidad del sistema de extracción de gases incondensables de la Planta Geotérmica Miravalles III, usando un sistema de extracción híbrido (eyector + bomba vacío) para la recuperación de la capacidad nominal de producción de energía de la unidad Miravalles III (29.45MW) y la entrega de energía constante y de calidad; (iii) estudios de preinversión de proyectos de generación hidroeléctrica y actividades de capacitación en mercados eléctricos, operación y mantenimiento de plantas de generación, aspectos socioambientales y otros; (iv) actualización de la red hidrometeorológica para mejorar los pronósticos de disponibilidad y calidad de los recursos renovables (hídricos, eólicos y solares) y optimizar el despacho de energía.

# **Componente 2. Transmisión**. Se financiarán los siguientes proyectos: (i) reforzamiento de la LT Cañas-Filadelfia-Guayabal de 138kV para incrementar la capacidad de transmisión en el área de influencia del proyecto; (ii) construcción de la LT Mogote-SIEPAC, en doble circuito, derivando la LT Cañas-Ticuantepe (SIEPAC) en Mogote, para favorecer la inyección de energía renovable al sistema, evitar problemas de voltaje y lograr estabilidad de tensión en contingencias, propiciando mayor capacidad de transferencia para los intercambios regionales en el MER. **Será condición especial de desembolso del proyecto de construcción de la LT Mogote-SIEPAC que el ICE presente evidencia de la obtención de autorización por parte de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) para la apertura de la línea SIEPAC**.

# **Componente 3. Distribución y Comercialización.** Se financiarán las siguientes actividades:(i) obras de expansión y refuerzo de la red de distribución a través de la adquisición de materiales para las obras, equipos de protección (reconectadores automáticos); unidades terminales para la supervisión y control remoto de los equipos de protección de la red de distribución y unidades móviles para la georeferenciación de la red y sus atributos; (ii) expansión de cobertura de electrificación rural mediante instalación de 500 sistemas fotovoltaicos con paneles de 250 Watt-pico (Wp) con un periodo de vida útil de 20 años, a ser instalados en (#) comunidades aisladas en su mayoría ubicadas en territorios indígenas y, cuyos beneficiarios serán seleccionados con base en los criterios establecidos por el ICE, establecidos en el Manual Operativo del Programa;[[3]](#footnote-3) (iii) inversiones en eficiencia energética en alumbrado público mediante reemplazo de 21.200 luminarias LED (*light–emitting polymers*) tipo Nema Head, de 120W y 9.500 lúmenes de flujo luminoso, por luminarias LED más eficientes de 100W. con flujo luminoso de 10.000 lúmenes; y (iv) ampliación del programa de instalación de medidores inteligentes para la optimización del proceso de lectura, conexión y desconexión de usuarios, a través de sustitución de 70.000 medidores electromecánicos o de estado sólido en zonas urbanas cubiertas por el ICE.

1. Costo y financiamiento del Primer Préstamo

# El costo total estimado de las inversiones asciende a US$782,7 millones, de los cuales US$200 millones serán financiados por el BID con recursos de Capital Ordinario; US$421,4 millones por JICA; US$70 millones por el BEI; y US$91,3 millones por contrapartida. Los cofinanciamientos JICA y BEI se harán en forma paralela, administrando cada entidad sus propios recursos. El Cuadro I-2 detalla los costos y financiamiento. **Será condición especial de desembolso de las inversiones asociadas al Proyecto Borinquén I del Subprograma I. Proyectos Geotérmicos, que el ICE presente evidencia de que cuenta con el cofinanciamiento requerido para la totalidad de las actividades previstas.**

**Cuadro I-2 – Costo y Financiamiento Primer Préstamo (US$ millones)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **CATEGORÍA DE INVERSIÓN** | **BID** | **BEI** | **JICA** | **Local** | **TOTAL** |
| **Subprograma I. Proyectos Geotérmicos Las Pailas II / Borinquén I** | **97,1** | **70,0** | **421,4** | **65,9** | **654,4** |
| 1.1 | Ingeniería, Supervisión y Administración | 4,0 | 4,3 | 3,3 | 9,4 | 21,0 |
| 1.2 | Costos Directos | 82,8 | 52,7 | 316,4 | 39,7 | 491,7 |
| 1.3 | Imprevistos | 7,0 | 13,0 | 93,5 | 13,0 | 126,6 |
| 1.4 | Gastos Financieros  | 3,2 | - | 8,1 | 3,8 | 15,1 |
| **Subprograma II. Otras Energías Renovables, Transmisión y Distribución** | **102,9** | **-** | **-** | **25,4** | **128,3** |
| 2.1 | Ingeniería, Supervisión y Administración | - | - | - | 7,0 | 7,0 |
| 2.2 | Costos Directos | 93,4 | - | - | 18,1 | 111,5 |
| 2.3 | Imprevistos | 7,1 | - | - | - | 7,1 |
| 2,4 | Gastos Financieros  | 2,4 | - | - | 0,2 | 2,6 |
| **TOTAL Préstamo I (2017-2022)** | **200,0**  | **70,0** | **421,4** | **91,3** | **782,7** |

1. Estructura de ejecución.

# El Prestatario y Organismo Ejecutor (OE) será el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) quien será responsable de los aportes de contrapartida necesarios que aseguren el cumplimiento de los objetivos planteados en cada uno de los préstamos BID. La República de Costa Rica será el garante de las obligaciones de pago del préstamo, incluidos los intereses y comisiones. [[4]](#footnote-4)Se firmará un convenio de cooperación en el marco del instrumento CCLIP entre la República de Costa Rica, el ICE y el Banco, mediante el cual la República garantizará las obligaciones de los contratos de préstamo que para cada operación el Banco suscriba con el ICE, con la aceptación del garante.

# La ejecución del programa estará a cargo de la Coordinación General de Proyectos (CGP), dependiente del Negocio de Ingeniería y Construcción (NIC) de la Gerencia de Electricidad. Esta unidad actuará como enlace entre el ICE y el Banco y será responsable por la ejecución técnica, administrativa y financiera de los préstamos del Banco; y el oportuno cumplimiento de las obligaciones, a partir de la firma de los respectivos Contratos de Préstamo. De acuerdo con el esquema de ejecución adoptado, la CGP contará con apoyo de las Unidades de Negocios de Generación, Transmisión, y Distribución y Comercialización para los temas técnicos de ejecución de proyectos; de la Dirección de Gestión de Proyectos (DGP) de la División Corporativa Finanzas en los temas administrativo y financiero; de la Asesoría Jurídica en los temas legales; de la Proveeduría y Logística para temas de adquisiciones, y de otras áreas del ICE en la medida que sea necesario. Este esquema de ejecución se aplicará a los préstamos actualmente en ejecución a partir de la fecha de aprobación de la presente operación, siguiendo lo establecido en el Manual Operativo del Programa (MOP).

**Plan de Seguimiento**

* 1. Introducción

# El objetivo del Plan de Seguimiento es contribuir a la implementación eficiente y efectiva del Programa a través de mecanismos que permitan la recopilación y procesamiento oportuno de la información necesaria para poder medir el avance de las actividades del proyecto en relación a lo programado; identificar en forma oportuna factores que contribuyan o perjudiquen al logro de las metas del proyecto; tomar acciones correctivas durante la ejecución; y determinar los resultados del proyecto. El propósito de esta sección es describir los arreglos para los procesos de seguimiento y supervisión del proyecto.

# La metodología consistirá en el seguimiento periódico de los indicadores de producto que darán cuenta de los aspectos más importantes de la ejecución del proyecto, en función de la planificación realizada de los recursos y del tiempo disponibles, considerados como necesarios para el desarrollo de las actividades determinadas para la entrega de los productos estipulados y para el logro de los resultados esperados. Para ello se ha acordado con el ICE el seguimiento del desarrollo de la operación mediante la Matriz de Resultados (IDBDOCS·39784491) y donde se han establecido indicadores de producto y resultado, su línea base y sus metas anuales. La ICE es responsable de dar seguimiento a las metas del proyecto. El equipo de proyecto del BID, bajo el liderazgo del especialista de energía en la oficina de Honduras, será responsable de apoyar al ICE en el seguimiento de los indicadores de esta operación.

# El seguimiento administrativo y control del proyecto se enfocará en el seguimiento y documentación del cumplimiento de las normas procedimentales en materia administrativa, financiera, contable y jurídica de acuerdo con los lineamientos nacionales y del BID, y al contrato de préstamo. El PSE incluye los indicadores del desempeño económico, social y ambiental del proyecto. El ICE supervisará el cumplimiento de los indicadores de desempeño acordados.

# Las herramientas y acciones necesarias para el monitoreo y la evaluación del proyecto se basan en la información contenida en los siguientes documentos:

* El Plan Operativo Anual (POA) Para cada año de implementación del proyecto, se preparará un POA. El POA identifica las actividades y tareas principales de cada componente y subcomponente que se pretende implementar en el transcurso del año correspondiente y consolida todas las actividades que serán desarrolladas durante determinado período de ejecución por producto y su cronograma físico-financiero. La programación de actividades debe indicar cómo, cuándo y con qué se van a lograr los resultados esperados. Los POA sucesivos constituyen un instrumento de planificación y de programación de la ejecución de las actividades previstas para el año. El primer POA cubre 18 meses, contados a partir de la firma del Contrato de Préstamo. El POA siguiente abarcará el período inmediatamente posterior a la primera revisión, hasta el día 31 de diciembre del respectivo año. A partir de allí, serán presentados POA para cada año calendario (1º de enero a 31 de diciembre). Este documento deberá ser presentado al BID antes del 30 de noviembre del año anterior a su vigencia. La presentación del POA incluirá una actualización del Plan de Adquisiciones (PA). La confección del POA consolidado del proyecto, así como el seguimiento del POA, la comparación periódica entre lo planificado y lo efectivamente ejecutado, serán realizados por el ICE
* La Matriz de Resultados (MR). Es la base para realizar el seguimiento físico del proyecto y establecer las pautas para su evaluación. La Matriz de Resultados presenta los indicadores de resultados y productos y los medios de verificación de los mismos. Los indicadores, sus fórmulas y fuente de verificación están descritos en la Matriz. Las frecuencias de recopilación de información se han determinado considerando la naturaleza de cada indicador.
* El Plan de Ejecución Plurianual (PEP) es la base de expectativas globales de ejecución financiera por componente, año y fuente de financiamiento por la duración total de la ejecución del proyecto. El PEP se presenta al inicio de la ejecución y será la guía de ejecución del proyecto, constituyendo la base tanto para la preparación de los POAs de los años subsiguientes como para la elaboración del PA del Proyecto y el Plan Financiero (PF) requerido para el trámite de los desembolsos de los fondos ante el BID.
* El Plan de Adquisiciones (PA) para el control y supervisión de las compras y contrataciones del proyecto, contiene las adquisiciones previstas para los primeros 18 meses de ejecución y sus actualizaciones anuales. La adquisición de bienes y servicios, la contratación de obras; y la selección y contratación de servicios de consultoría, se realizarán de conformidad con las Políticas del BID GN-2349-9 y GN-2350-9. El PA establece los detalles de todas las contrataciones que se requieren, definir la estrategia de cada adquisición en función de las condiciones locales y circunstancias del mercado, seleccionar el método de adquisición más eficiente y económico para cada adquisición y establecer el cronograma de ejecución de todas las actividades inherentes a cada una de las adquisiciones. Se presenta anualmente, o cuando existen modificaciones a los planes de ejecución.
* La Proyección Anual de Flujo de Caja traduce el POA y el PA a flujos de efectivo que serán necesarios para llevar a cabo las actividades, adquisiciones y metas planeadas para el año. Permite también estimar la magnitud y periodicidad de los desembolsos del préstamo para el mismo período.
	1. El Informe de Seguimiento del Proyecto (ISP) o PMR por sus siglas en inglés es el instrumento para recopilar y reportar la información del plan de seguimiento. El ICE presentará al BID semestralmente (antes del 15 de febrero y 15 de agosto de cada año calendario) un ISP en un plazo de 60 días calendario posterior a la finalización de los semestres. Estos informes contendrán, como mínimo información de:
* Descripción del cumplimiento de los indicadores por componentes.
* Resumen de la gestión de riesgos
* Ejecución financiera del proyecto, incluyendo estados financieros consolidados.
* Detalles de proyectos finalizados, bajo ejecución y programados a iniciar el próximo semestre segmentado por componentes.
* Informes de supervisión por parte de los técnicos del ICE
* Informe de seguimiento social y ambiental
* Informe de recolección de información para evaluación de indicadores.
* Análisis de desviaciones en la ejecución y medidas de mitigación o correctivas.
* Detalle de cambios y aprobación técnica y presupuestaria del ICE (CGP)

# A partir de las bases establecidas en la documentación anterior, ésta se organizará y desarrollará y se mantendrá actualizada durante el transcurso de la ejecución con un sistema electrónico de archivos que incluya:

* Matriz de Resultados (MR)
* Plan de Ejecución Plurianual (PEP)
* Acuerdos Fiduciarios
* Planes Operativos Anuales (POA)
* Planes de Adquisiciones Anuales (PA)
* Programaciones de Flujo de Efectivo Anuales
* Informes de Seguimiento del Proyecto (ISP)
* Documentos de licitación y los contratos y órdenes de compras correspondientes
* Informes de incepción e informes finales de consultorías
* Informes de supervisión técnica y fiduciaria
* Datos actualizados para todos los indicadores de la Matriz de Resultados

# El Organismo Ejecutor (OE) es el ICE (a través de CGP). El ICE tendrá como responsabilidades: (i) supervisar el cumplimiento de los diferentes componentes; (ii) entregar los informes y evidencia del avance de la operación, y demás información que el BID pueda requerir; (iii) impulsar las acciones tendientes al logro de los objetivos definidos en el Programa y en particular aquéllas incluidas en la matriz de resultados; y (iv) reunir, archivar y entregar al BID toda la información, indicadores y parámetros que contribuyan a que el prestatario y el BID puedan dar seguimiento, medir y evaluar los resultados del Programa.

# Se dará seguimiento a la ejecución presupuestaria según fuente de fondos, componente y actividad y se contrastará con los avances de los productos, estudios, acciones de asistencia técnica y fortalecimiento institucional. La CGP generará reportes mensuales y trimestrales de ejecución presupuestaria.

# El avance en el logro de productos, cumplimiento de actividades y ejecución presupuestaria previstos en el POA se reportará en los informes de avance semestral y anual.

# El seguimiento administrativo y control del Programa se enfocará en el seguimiento y documentación del cumplimiento de las normas en materia administrativa, financiera y contable, y jurídica de acuerdo a los lineamientos nacionales y del BID; así como en el seguimiento del cumplimiento de las estipulaciones administrativas y legales establecidas en el Manual Operativo del Programa (MOP) y el Contrato de Préstamo suscrito entre la República del Costa Rica y el BID. También se hará seguimiento de los convenios de cooperación y colaboración que se suscriban en el marco del Programa. Anualmente se realizarán auditorías financieras a cargo de una firma externa.

# El BID realizará visitas técnicas trimestrales y visitas socio-ambientales semestrales para revisar el avance de los proyectos financiados y hacer los ajustes que se deriven de su ejecución.

* 1. Indicadores

# El propósito de esta sección es describir el proceso de seguimiento del Programa a través de sus indicadores de resultados y productos, descritos en la Matriz de Resultados (MR). LA MR presenta los indicadores de impacto, de resultado, de producto y fuente de verificación para contribuir a la evaluación del proyecto. Las frecuencias de recopilación de información se han determinado considerando la naturaleza de los indicadores. Estos indicadores han sido acordados con el ICE, quien contribuirá con la recolección de los datos y con la verificación de los logros\

#  Recopilación de datos e instrumentos

# La recopilación de la información necesaria para el correcto seguimiento de los indicadores aquí mencionados, será responsabilidad del ICE. Para los datos técnicos inherentes a la operación del sector eléctrico se encuentran informes diarios, mensuales y anuales publicados por ICE.

* 1. Seguimiento de resultados y presentación de informes

# El BID realizará reuniones mensuales con el ICE como parte del proceso de apoyo y seguimiento continuo de la ejecución del Programa. Estas reuniones generaran ayudas de memoria de los acuerdos alcanzados.

# El ICE elaborará informes semestrales de seguimiento a la ejecución de máximo 10 páginas (evidencias e información de soporte serán incluidos en anexos). Los informes incluirán: (i) avance de la ejecución física y financiera de los productos y actividades del Programa según el POA y al matriz de resultados; (ii) avance de los indicadores de resultados y de impacto según la matriz de resultados; (iii) temas relevantes según matriz de riesgos; (iv) mejores prácticas; (v) revisión y actualización del Plan de Ejecución del Proyecto (PEP), el plan de adquisiciones y del POA; y (vi) recomendaciones para mejorar la ejecución.

# En el POA se identificarán los siguientes rubros: (i) descripción de las actividades por componente, producto y código de registro asociado; (ii) descripción de los procesos de adquisiciones incluyendo tiempo de preparación de propuestas, aprobaciones, selección de propuesta ganadora, y adjudicación; (iii) costo asociado a las actividades del POA; y (iv) el flujo de caja correspondiente. Por su parte, en el PEP se establecerá el calendario de los desembolsos (número y monto de los desembolsos) en función de los indicadores de desempeño, ya incluidos en la matriz de resultado, y el tiempo de ejecución del proyecto.

# El equipo de proyecto del Banco, realizará Visitas de Inspección anuales con la finalidad de monitorear las actividades del Programa. También se apoyará de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del Programa y tratar temas específicos identificados.

# Durante la ejecución del Programa la CGP presentará anualmente al Banco los estados financieros del Programa para la realización de la Auditoria Financiera correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.

* 1. Coordinación y plan de trabajo

# El ICE, por intermedio de la CGP, será responsable de manera enunciativa más no limitativa de lo siguiente: (i) planificación de la ejecución del préstamo; (ii) la preparación y actualización de los informes semestrales de seguimiento, los que incluirán las actualizaciones de los POA, PEP y planes de adquisiciones en conformidad con las Políticas de Adquisición y Contratación del Banco; (iii) el acompañamiento y seguimiento del avance de contratos, incluyendo el apoyo en los procesos de contrataciones, la formulación de los informes de acompañamiento y análisis, y la preparación y tramitación de los pagos correspondientes; (iv) la recolección de datos y el seguimiento de los indicadores de productos y resultados, su procesamiento y análisis; (v) el reporte de avances del Programa; (vi) mantener de forma accesible y actualizada, la información relevante sobre la ejecución y el seguimiento de las actividades del programa y sus recursos; (vii) entrenamiento continuo del equipo en los temas que beneficien la ejecución del Programa; y (viii) apoyo en las visitas de seguimiento.:

# El equipo de la División de Energía (INE/ENE), con el apoyo del Especialista de Energía en la Oficina de Costa Rica (ENE/CCR), será responsable del seguimiento de los indicadores de esta operación y de la revisión de los informes correspondientes que justifiquen el uso y desembolso de los recursos del Programa. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarias.

* 1. Administración financiera

# Se utilizarán las políticas y procedimientos del BID, en: (i) el manejo de los fondos, tanto en dólares americanos como en moneda local; (ii) la presentación de reportes, incluyendo los planes de adquisiciones anuales, avances de obras, pliegos de licitaciones y demás documentos relacionados con la ejecución del proyecto; (iii) la realización de auditorías tanto técnicas como financieras; y (iv) la definición de los gastos elegibles. Para aquellas necesidades de recursos en moneda local, que se estima serán relativamente menores, se abrirá una cuenta designada.

* 1. Auditorias

# El ICE deberá presentar dentro del plazo de ciento veinte (120) días siguientes al cierre de cada ejercicio económico y durante el Plazo Original de Desembolso o sus extensiones, los informes financieros auditados del Programa, debidamente dictaminados por una firma de auditoría independiente aceptable al Banco, la cual será contratada por el ICE o el Banco (en este segundo caso, a solicitud del ICE), con cargo a los recursos del Programa, a más tardar cuatro (4) meses antes del cierre de cada ejercicio económico del ICE o en otro plazo que las partes acuerden, sobre la base de los términos de referencia que serán acordados con el Banco. El último de estos informes será presentado dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al vencimiento del Plazo Original de Desembolso o sus extensiones.

# Los informes auditados serán efectuados por una firma de auditores independientes aceptable para el BID, de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad y las Normas de Información, y los términos de referencia previamente aprobados por el BID. El costo de estos servicios se financiarán con recursos del Programa. Para obtener más detalles acerca de la auditoría del Programa, ver explicación adicional en el Anexo III de la Propuesta de Préstamo: Requisitos y acuerdos fiduciarios.

# El presupuesto asignado para auditorías es de US$150.000.

* 1. Seguimiento y supervisión socio-ambiental

# Conforme a lo establecido en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardas del Banco (OP-703), esta operación fue clasificada como Categoría A, debido a su potencial de generar impactos y/o riesgos ambientales y sociales para lo cual medidas efectivas de mitigación están fácilmente disponibles. La CGP del ICE será la instancia responsable de la supervisión y monitoreo de los aspectos socio-ambientales del proyecto. El Banco verificará el cumplimiento de las obligaciones ambientales y sociales establecidas en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS): (i) semestralmente, hasta finalizar la ejecución del programa; (ii) anualmente durante los primeros tres años de operación; y (iii) posteriormente, con frecuencia a acordar con el ICE.

# Se estableció como condición de desembolso de los proyectos Las Pailas II y Borinquen I que el ICE haya presentado los planes de gestión y mitigación ambiental, social, laboral, y de salud y seguridad con estructura y contenido satisfactorios al Banco de acuerdo a lo establecido en el Plan de Acción Ambiental y Social (PAAS). Como condición especial de ejecución del proyecto se estableció que el ICE deberá cumplir con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en el IGAS e implementar las acciones previstas en el Plan de Acción Ambiental y Social (PAAS).

* 1. Matriz de Resultados

**Cuadro II-1** **Matriz de Resultados** (ver ENLACE HASTA QUE SEA APROBADO)

* 1. Presupuesto del Plan de Seguimiento

2.16 Las principales actividades de seguimiento, su cronograma y presupuesto se presentan en el Cuadro II-2.

**Cuadro II-2 - Presupuesto del Seguimiento**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Principales actividades de seguimiento/Productos por actividad** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **Respon sable** | **Costo** | **Fuente** |
| **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$ miles)** |
| **Actividades de Seguimiento[1]** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 1. Taller de Arranque de la Operación  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 10,000 |  BID |
| 2. Taller de PMR y actualización de riesgos |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  BID | 10,000 |  BID |
| 3. Taller de gestión financiera |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  BID | 10,000 |  BID |
| 4. Seguimiento Fiduciario |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  BID | 10,000 |  BID |
| 5. Taller de Apoyo en Adquisiciones |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  BID | 10,000 |  BID |
| 6. Reuniones semestrales |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  BID | 7,000 |  BID |
| 7. Visitas técnicas |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  BID | 70,000 |  BID |
| 8. Visitas de supervisión social y ambiental |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  BID | 40,000 |  BID |
| 9. Preparación de informes semestrales |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE  | 60,000 | ICE |
| 10. Preparación de informes anuales |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE | 60,000 | ICE |
| 11. Auditorías Externas |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE | 160000 | ICE |
| **TOTAL** | 447,000 |   |

# El financiamiento (horas persona y viajes) para el seguimiento del Programa está incluido en el presupuesto de funcionamiento de CGP del ICE. Para el caso del BID, los gastos de seguimiento (viajes) serán incluidos en los presupuestos de seguimiento anuales. Los talleres de capacitación en temas fiduciarios serán cubiertos con recursos de apoyo a la ejecución del equipo Fiduciario en CID/CCR.

1. **Plan de Evaluación**

# El Plan de Evaluación incluye la metodología y los mecanismos de evaluación de los resultados del Programa, con el fin de verificar el logro de los objetivos y el cumplimiento de las metas acordadas en la Matriz de Resultados.

1. Metodología de evaluación
	1. El ICE seleccionará y contratará los servicios de consultoría para llevar a cabo las evaluaciones externas e independientes. Estas evaluaciones serán financiadas con recursos de contraparte del Programa y serán realizadas por consultores individuales o firmas consultoras independientes y calificadas, cuyo términos de referencia deberán contar con la no objeción del BID. El Plan de evaluación incluye:
2. una Evaluación Intermedia, una vez desembolsado y justificado el 50% de los recursos del proyecto y de la contraparte, incluyendo el cofinanciamiento, o a los 30 meses de ejecución, lo que ocurra primero. Esta evaluación se concentrará en analizar los avances alcanzados; aspectos de coordinación y ejecución; el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales; recomendaciones para lograr las metas propuestas y la sostenibilidad de las inversiones; avances en el desarrollo institucional y corporativo y en la solvencia financiera del ICE. Esta evaluación identificará si el Programa está logrando los resultados previstos y si está avanzando adecuadamente hacia la consecución del objetivo planteado. Analizará la estrategia del Programa y su pertinencia para la situación del entorno. Verificará si los supuestos indicados en la Matriz de Resultados se han cumplido. Incluirá un análisis de los arreglos operativos y administrativos empleados y recomendaciones para su optimización. Se analizará el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Contrato de Préstamo y en el MOP. La Evaluación Intermedia deberá orientar al ICE respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.
3. una Evaluación Final que se iniciará a más tardar 30 días del Plazo Original de Desembolso o sus extensiones, cuyo informe final deberá presentarse a más tardar 30 días después de la justificación final de desembolsos del Banco y de la contrapartida, incluyendo el cofinanciamiento. Esta evaluación determinará: el logro de los objetivos y el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados; el desempeño del ejecutor; factores que incidieron en la implementación; y recomendaciones para futuras operaciones.
4. un Análisis Costo-Beneficio (ACB) ex post usando la metodología aplicada al Análisis Costo-Beneficio ex ante, el cual permitirá determinar si los beneficios realizados fueron suficientes para recuperar la inversión dados los costos planeados y que dados los costos incurridos y los beneficios obtenidos con la ejecución del programa, si el mismo generó valor para la sociedad.

# Los resultados de la evaluación final y el ACB ex post serán publicados en la página web del Banco con previo consentimiento del ICE.

1. Principales preguntas de evaluación

# A continuación se enuncian las principales preguntas con las que se pretende evaluar el Programa a nivel intermedio y final:

1. *¿El país ha logrado consolidar la generación eléctrica a partir de fuentes renovables contribuyendo de esta manera a la mitigación del cambio climático?*
2. *¿Se ha logrado asegurar el suministro de electricidad necesario para atender el crecimiento de la demanda?*
3. *¿Se ha mejorado la prestación del servicio eléctrico en el país en términos de confiabilidad y calidad?*
4. *¿Se han mantenido las condiciones técnicas necesarios para promover un mayor intercambio regional de energía eléctrica?*
5. *¿Costa Rica ha contribuido a la mitigación del cambio climático a través de la reducción de emisiones de CO2  producto de la generación eléctrica?*

# **Metodología del Análisis Costo Beneficio (ACB) ex post.** Para el ACB ex post se aplicará el modelo utilizado para la ACB ex ante que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas. (LINK) Se prevé la realización de este análisis en dos escenarios: (i) se medirán y actualizarán los beneficios esperados de la intervención, manteniendo constantes las condiciones y precios tenidos en cuenta en la evaluación ex ante; esto permite medir si con los costos reales incurridos, los beneficios efectivamente realizados y medidos a precios constantes son suficientes para justificar la inversión en términos económicos; (ii) en la segunda etapa se considerarán tanto los beneficios como los costos reales del proyecto actualizados a precios vigentes, obteniéndose así una medida actualizada de si el proyecto resulta en una inversión rentable económicamente dados los costos y beneficios que efectivamente se materializaron. Este análisis en etapas permite aislar el efecto de un posible aumento exógeno de costos, del efecto de cambios en los beneficios realizados.

# Los beneficios económicos relacionados del programa a ser evaluados junto con sus costos se clasifican según el tipo de proyecto y como se describe a continuación:

# Proyectos de generación. Los beneficios económicos relacionados con este proyecto están dados, principalmente, por la energía adicional que es posible generar a raíz del mismo. Teóricamente, esta energía adicional puede pasar a abastecer una demanda insatisfecha – energía incremental–, alternativamente, puede sustituir energía generada mediante otras fuentes, típicamente térmicas. En el primer caso el beneficio económico estará dado por el excedente del consumidor asociado a la energía incremental y en el segundo, a la diferencia en los costos de generación. En este segundo caso también existirán beneficios por la reducción de emisiones al sustituir una fuente de generación térmica por una fuente “limpia”, como es la hidráulica. En este estudio, con criterio conservador, se supone que el proyecto pasa a sustituir generación puesto que se desconoce si existe una demanda de energía no servida.

# En relación a los costos económicos, se tienen por un lado los costos de inversión (la cual se desarrolla a lo largo de los 3 años previos a entrada en servicio de la inversión y el inicio de la corriente de beneficios y costos operativos del proyecto), tanto directos (relacionados con materiales, mano de obra, maquinarias, etc.) como indirectos (administrativos), multiplicados por el respectivo precio de cuenta. Además, se tienen también los costos de operación, administrativos y de mantenimiento a lo largo de la vida del proyecto, también multiplicado por su precio de cuenta. Estos costos deben ser comparados con los costos de generación de una planta alternativa, que se supone térmica, para obtener así el diferencial de costos de generación, o el ahorro (o desahorro) de costos que se obtienen mediante este proyecto.

# Proyectos de electrificación rural. En términos generales, los beneficios económicos derivados de proyectos de electrificación están relacionados principalmente con el acceso al servicio de electricidad, en el caso de viviendas sin servicio (clientes nuevos), y a la mejora del servicio prestado en el caso de clientes existentes (que en este caso no existen).

# Específicamente, los beneficios financieros (ingresos) derivados de estos proyectos de electrificación se relacionan con los ingresos adicionales que se generan por el aumento de clientes servidos. Además, estos proyectos poseen impactos económicos altamente positivos que se relacionan con los beneficios sociales y las externalidades que reciben los usuarios y la población en general, asociadas a la iluminación del hogar, la producción, la salud, el tiempo ahorrado en tareas del hogar (en la búsqueda de combustibles y otros sustitutos de la electricidad), las comunicaciones y el entretenimiento y la educación.

# En términos generales, estos beneficios se contemplarán en el análisis. Por un lado se calcula el excedente del consumidor, por otro el valor del consumo incremental (estas dos magnitudes estiman el área por debajo de la curva de demanda entre los valores consumidos de electricidad con y sin proyecto) multiplicada por el factor de cuenta y, finalmente se calcula el valor de los recursos liberados. Sin embargo no se han incluido en el cálculo los beneficios por mejoras en la calidad de vida, como por ejemplo alimentación, salud, etc.

# Los costos, por otro lado, en el caso de evaluación de proyectos de distribución de electricidad, están relacionados, principalmente, con las inversiones necesarias, los costos de operación y mantenimiento y, en este caso particular, con la reposición de las baterías de los equipos.

# Refuerzo red de distribución. Desde una perspectiva financiera, los beneficios del proyecto vienen dados por los ingresos adicionales que se generan valuados a la tarifa vigente. Los costos por su parte corresponden principalmente a la inversión y la operación y mantenimiento (que en general se suponen un porcentaje fijo de la inversión) asociadas al proyecto valuados como dijimos a los precios de mercado que enfrenta ICE.

# Desde una perspectiva económica en cambio, los beneficios relacionados con estos proyectos son la cantidad de energía que puede abastecerse mediante la red, es decir, la satisfacción de la demanda potencial y, eventualmente, la disminución de los costos de falla y de las pérdidas. La energía que es posible abastecer a causa del proyecto posee un valor para los consumidores que está dado por el excedente que les genera su consumo (área entre la curva de demanda y el precio pagado por la energía, la tarifa) . Esta energía adicional se valúa al precio de cuenta del consumo de energía. Por otro lado, las pérdidas se valoran al costo incremental de largo plazo de provisión de la energía. Este costo incremental de largo plazo, a su vez, se valúa económicamente multiplicándolo por el respectivo precio de cuenta.

# Por el lado de los costos económicos, éstos incluyen la inversión y los costos de operación y mantenimiento valuados en este caso utilizando precios que reflejen el costo social de los recursos, esto es, sus respectivos precios de cuenta.

# Sistema de iluminación pública LED. Los beneficio identificados para este tipo de proyectos incluyen: (i) Mayor seguridad de tránsito vehicular y peatonal; (ii) Refuerzo a la prevención del delito; (iii) Menor costo de mantenimiento; (iv) Robustez mecánica (menores – o nulos- costos de reemplazo de partes); (v) Encendido instantáneo; (vi) Disminución sustancial de la contaminación lumínica al espacio; (vii) ahorro de energía; y (vii) valor residual de las luminarias reemplazadas y que pueden ser relocalizadas.

# Automatización de lectura de Medición Eléctrica. En el documento “Programa de Desarrollo Eléctrico Línea Condicional de Crédito (CCLIP) - Evaluación Técnico Económica” se identifican los siguientes beneficios esperados del proyecto: (i) Incremento por mejor contabilización de energía consumida; (ii) Ahorro por no lectura de medidores de forma presencial; (iii) Ahorro por no corta/reconexión de medidores de forma presencial; (iv) Ahorro por no monitoreo variables eléctricas; (v) Gestión de pérdidas; y (vi) Ahorro por no mantenimiento de medidores electromecánicos.

# En cuanto a los costos y por tratarse de un proyecto de sustitución de tecnología que se encuentra en funcionamiento, solamente se consideran los costos de instalación de los medidores AMI. La razón por la cual se cuantifica la instalación de los medidores (a pesar de ser una actividad cotidiana) radica en que se requiere de una cantidad relevante de horas/hombres adicional a la utilizada.

# Proyectos de Transmisión. Los beneficios económicos adicionales de la situación con proyecto consisten, básicamente, en la disminución de pérdidas (valuadas al costo marginal de largo plazo de generación multiplicado por su precio de cuenta); de energía de falla (valuada al costo de falla menos el costo incremental de largo plazo de generación, transmisión y distribución o CILP); en el ahorro de costos por una disminución del despacho térmico (ya que el proyecto permite la conexión de fuentes renovables, menos costosas, para satisfacer la demanda); en la generación incremental, esto es, el aumento de la demanda que es posible satisfacer a raíz del proyecto (valuada a la tarifa o CILP); y en la variación del excedente del consumidor. El excedente del consumidor, por su parte, aumenta en presencia del proyecto ya que la cantidad disponible de energía aumenta por dos vías: la energía incremental y la disminución de las fallas.

# Por el lado de los costos económicos se tienen los costos de inversión, de operación y mantenimiento (cada uno multiplicado por su respectivo precio de cuenta) y los costos relacionados con la generación incremental (la energía incremental valuada al CILP, por su precio de cuenta).

# En términos financieros, los beneficios están dados por la energía incremental, valuada al Costo Incremental de Largo Plazo para Transmisión, mientras que los costos están dados por la inversión, la operación y mano de obra y las pérdidas (valuadas al Costo Incremental de Largo Plazo para Generación).

1. Recopilación de información

# El ICE será responsable de recopilar y proveer toda la información necesaria para la preparación de las evaluaciones de término medio, final y el análisis costo-beneficio ex post ex post. El ICE recopilará información periódicamente y la consolidará anualmente a través de los informes y semestrales anuales que presentará al Banco.

# Para la preparación de la evaluación final y del ACB ex post, se recopilará como mínimo, la siguiente información:

* Generación Geotérmica
	+ Inversión efectiva (inicial y suplementaria)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios
	+ Generación efectiva
* Túnel Paralelo
	+ Inversión efectiva (monto y plazo de ejecución)
	+ Refuerzo red de distribución
	+ Inversión efectiva (monto)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios - Población servida (residencial, comercial industrial), Consumo medio por tipo de cliente, Niveles de pérdida, Interrupciones y Costo energía no suministrada
* Sistemas Fotovoltaicos
	+ Inversión efectiva (original y remplazo de baterías)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios - Usuarios conectados y Consumo medio de nuevos usuarios
* Sistema de iluminación pública LED
	+ Inversión efectiva (monto)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios - Luminarias viejas recuperadas
* Automatización de lectura de Medición Eléctrica
	+ Inversión efectiva (medidor + costo instalación)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios - Incremento de consumo medio medido de usuarios con AMI, Tarifa media, Costo de lectura de medidores, Reducción de nivel de pérdidas, Costo de corte/reconexión, Costo visita monitoreo variables eléctricas y Costo mantenimiento medidores electromecánicos
* Proyectos Transmisión
	+ Inversión efectiva (monto)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios - Población servida (residencial, comercial industrial), Consumo medio por tipo de cliente, Niveles de pérdida, Interrupciones
	+ Costo energía no suministrada y Variación en despacho térmico (simulación con y sin proyecto).
1. Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto

# La CGP es la responsable de la realización de las actividades de evaluación, lo cual incluye asegurar la recolección de los datos, su procesamiento y análisis, así como el reporte los avances.

# Por su parte el BID, a través del Jefe y Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan se cumpla con la calidad técnica y el tiempo establecidos. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarias.

# A continuación se presenta el Plan de Trabajo para la Evaluación del programa, el cual incluye las principales actividades y sus respectivos productos, el plazo de cumplimiento, el responsable y el costo, identificando la fuente de financiamiento.

|  |
| --- |
| **Cuadro III-1 - Costos del Plan de Evaluación** |
| **Principales actividades de evaluación** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | ***Responsable*** | **Costo** | **Fuente** |
| **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$ miles)** |
| **Actividades de Evacuación[1]** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| **Evaluación Intermedia** |  |  |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |   |   |   |
| Recopilación de información |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE | 15,000 | ICE |
| Preparación de la evaluación |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE | 20,000 | ICE |
| Publicación de resultados |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE |   |   |
| **Evaluación Final PCR** |  |  |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |   |   |   |
| Recopilación de información  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE | 15,000 | ICE |
| Preparación del PCR |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 20,000 | BID |
| **Análisis Costo-Beneficio ex post** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE/BID | 30,000 | BID |
| Preparación TdR |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | ICE/BID |  |  |
| Preparación Informe |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   | BID |   |   |
| Publicación de Informe |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **TOTAL** |  |   |

1. Plan de Trabajo y Presupuesto del Plan de Seguimiento

# A continuación se presenta una tabla resumen, con las estimaciones de los costos para las tareas de evaluación:

1. **Presupuesto Total del PSE**

# El presupuesto estimado para las actividades de seguimiento y de evaluación del proyecto se resume en la Tabla IV-1.

**Tabla IV-1 - Presupuesto Total del PSE**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Plan** | **Presupuesto** | **Referencia** |
| Plan de Seguimiento |  | Cuadro II-1 |
| Plan de Evaluación |  | Cuadro III-1 |
| **Total PSE** |  |  |

**ANEXO I
Resumen del Análisis Costo-Beneficio Ex ante**

# **Introducción**

# Durante la preparación del Programa se llevó a cabo una evaluación económica ex ante de Análisis Costo Beneficio (ACB) [(informe completo](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39796862)). El ACB evaluó los beneficios financieros y económicos a nivel individual y de manera global el subconjunto de proyectos pertenecientes al Programa de Energía Renovable, Transmisión y Distribución de Electricidad, a ser financiados con una Línea de Crédito Condicional bajo la modalidad CCLIP (Línea Condicional de Crédito) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El objetivo de este programa es financiar una serie de proyectos de generación, distribución y transmisión eléctrica en Costa Rica, para mitigar el rezago en las inversiones en el sector ocurrido en los últimos años y así atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, manteniendo niveles adecuados de calidad, confiabilidad y costo.

# A efectos expositivos, estos proyectos son agrupados según la actividad a la que pertenecen, como se muestra en la Tabla 1.

**Tabla 1: Proyectos evaluados del Programa Energía Renovable, Transmisión y Distribución Electricidad**

|  |  |
| --- | --- |
| **Proyectos** | **Actividad** |
| Bombeo Arenal | Generación |
| Inversiones en Pailas II y Borinquen I y II |
| Sistema extracción de gases incondensables Miravalles III |
| Túnel paralelo Rio Macho |
| Anillo de Miravalles (Derivación Mogote SIEPAC) – (Anillo Norte) | Transmisión |
| LT Cañas – Filadelfia - Guayabal |
| Obras distribución (reforzamiento, Alumbrado público, etc.) | Distribución |

Fuente: Elaboración de la consultoría

# En términos de inversión (financiera[[5]](#footnote-5)), estos proyectos conllevan una erogación (en valor presente) de cerca de 793 millones de dólares. Esta inversión se destina a los siguientes proyectos energéticos.

# **Proyectos de generación**

# **Bombeo Arenal.** Este proyecto consiste en el aprovechamiento de un caudal de 500 l/s para la generación hidroeléctrica en la planta Arenal, mediante la construcción de un sistema de represamiento, bombeo y conducción de esas aguas al embalse de Arenal. Se estima que, para un caudal promedio de 300 l/s (objeto del estudio), se pueden generar 9.84 GWh por año.

# **Proyectos Geotérmicos Pailas II y Borinquen I y II.** El objetivo de los proyectos de generación geotérmica es diversificar la matriz energética del país mediante la utilización de energía geotérmica y eólica. Se analiza la inversión en 3 proyectos geotérmicos con una capacidad de 55 MW cada uno.

# **Sistema de extracción de gases incondensables planta Miravalles III.** La planta Miravalles III posee una Capacidad Bruta de Generación de 29,450 MW, la cual se ve disminuida debido al aumento constante de la concentración de gases incondensables en el vapor proveniente del campo geotérmico, que provoca una disminución en la eficiencia de los turbogeneradores. Este proyecto consiste en la instalación de un sistema que permita disminuir el efecto en la generación de los gases no condensables que provocan los pozos de vapor que alimentan la Planta Miravalles III.

# **Túnel Paralelo Río Macho.** El proyecto Túnel Paralelo Río Macho, ubicado en la cuenca alta del río Reventazón, consiste en la construcción de un túnel con una longitud de aproximadamente 1,600 m, paralelo al actual, visto que se comprobó que existen daños que ponen en alto riesgo el adecuado funcionamiento de la Planta y del Acueducto. La construcción del túnel paralelo permitirá la reparación del túnel actual sin afectar el funcionamiento de la planta ni el suministro de agua al área metropolitana de San José.

# **Proyectos de transmisión**

# **Refuerzo de Transmisión Anillo Norte.** De múltiples estudios surge que la red asociada al Anillo Norte es insuficiente para atender las necesidades futuras de conexión de proyectos de generación. Este Anillo Norte consiste en un conjunto de líneas que va desde las subestaciones Arenal hasta Liberia, pasando por Miravalles, Mogote y Pailas. El análisis de pre-factibilidad elaborado por ICE consistió en dos etapas, la primera de identificación de problemas y la segunda de evaluación técnica y económica de soluciones para determinar la mejor opción. Se analizaron siete opciones, de las cuales tres fueron seleccionadas para el análisis económico.

# **LT Cañas – Filadelfia – Guayabal.** El gran desarrollo turístico y hotelero en varias zonas costeras de la Península de Nicoya en la última década ha generado un fuerte incremento de la demanda de potencia y energía eléctrica, provocando diversos problemas en las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. El presente proyecto consiste en analizar alternativas para evitar problemas de agotamiento (en el año 2016) de la actual red de transmisión en 138 kV que interconecta a las subestaciones de Cañas – Filadelfia – Guayabal.

# **Proyectos de distribución**

# **Refuerzo red de distribución.** El objetivo de los proyectos pertenecientes a este grupo es, entre otros, lograr un aumento de la confiabilidad, eficiencia y los índices de calidad del sistema eléctrico. Para cada obra perteneciente a este grupo de proyectos se realiza un análisis de costo beneficio teniendo en cuenta la situación actual (que determina la capacidad de la red para atender la demanda esperada y permite determinar las restricciones, tanto por regulación de voltaje como por capacidad de transporte) y tres escenarios adicionales: mejoramiento del circuito mediante la inclusión de reactores, la reconstrucción del circuito y una combinación de mejora y reconstrucción.

# **Electrificación Rural.** Este proyecto tiene como objetivo brindar suministro eléctrico a poblaciones rurales que no disponen del mismo. En este caso se desarrolla la evaluación de la instalación de 1,440 sistemas fotovoltaicos a lo largo de 13 años.

# **Sistema de iluminación pública LED.** El objetivo de este proyecto es mejorar la iluminación de carreteras y áreas públicas. Se decidió reemplazar las luminarias actuales de sodio por luminarias LED, las cuales permiten iluminar las aéreas públicas con luz blanca, siendo además “eficientes lumínica y económicamente”[[6]](#footnote-6). El efecto esperado de este proyecto es la disminución de los accidentes nocturnos y del nivel de vandalismo y delincuencia generada por una mayor y mejor iluminación.

# **Automatización de lectura de medición eléctrica.** El objetivo del proyecto consiste en sustituir los medidores de los servicios eléctricos (de lectura presencial), por medidores de lectura remota. Por medio de esta sustitución, se podrá mejorar la oportunidad y disponibilidad de información de los clientes. Además, estos medidores permiten cuantificar las fallas (clientes sin servicios y tiempo de duración de la falla) y estimar las salidas de servicio de los abonados. También se espera que mejore la calidad de lectura, eliminando el error humano y reduciendo el impacto de la medición en zonas citadinas densas.

# Para este conjunto de proyectos se desarrolló un análisis costo beneficio (ACB). El ACB busca medir el impacto en sentido amplio de los proyectos, esto es desde una óptica financiera y una óptica social o económica. Para esto, se deben valuar tanto los efectos directos como los indirectos, incluyendo en el caso de la evaluación económica las externalidades que eventualmente se generan. Una vez calculados los beneficios y costos, se descuentan para llevarlos a un momento del tiempo común y, así, hacerlos comparables, representando la tasa de descuento el costo de oportunidad del dinero.

# **Resultados**

# El resultado de la evaluación económica de los proyectos se resume en la Tabla 2.

**Tabla 2: Proyectos analizados - VPNE**

| **Actividad** | **Proyecto** | **Sub-proyecto / Opción** | **VP Inversión Económica[[7]](#footnote-7) (US$)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Generación** | Bombeo Arenal | Arenal Bombeo-Recrecimiento Núcleo Presa-Aporte Fortuna | 8,631,618 | 4,331,219 | 19% |
| Arenal Bombeo - Aporte Fortuna | 3,417,704 | 9,468,458 | 48% |
| Arenal Bombeo | 3,246,879 | 9,636,771 | 51% |
| Proyectos Geotérmicos Pailas II y Borinquen I y II | Borinquen I | 229,719,575 | 141,284,864 | 20% |
| Borinquen II | 213,347,567 | 157,450,753 | 21% |
| Pailas II  | 157,665,685 | 133,758,530 | 23% |
| Extracción Gases Incondensables Miravalles III | - | 9,986,784 | 51,441,051 | 68% |
| Túnel Paralelo Río Macho | Escenario 1 | 40,800,601 | 26,101,268 | 84% |
| Escenario 2 | 40,800,601 | 14,250,230 | 31% |
| **Distribución** | Refuerzo Red de Distribución**[[8]](#footnote-8)** | Garabito – Hospital Monseñor Sanabria  | 357,005 | 234,373,079 | 386% |
| Naranjo – Cruce Pavones | 405,265 | 100,781,664 | 236% |
| Electrificación Rural | Instalación 500 paneles fotovoltaicos | 1,835,036 | 2,364,446 | 24% |
| Eficiencia, Sostenibilidad Ambiental y Medición | Sistema de Iluminación Pública LED | 3,040,517 | 1,450,747 | 24% |
| Automatización de lectura de Medición Eléctrica  | 8,687,875 | 3,217,094 | 18% |
| **Transmisión** | Refuerzo Anillo Norte | Opción 3 | 13,890,729 | 170,439,703 | 34% |
| LT Cañas – Filadelfia – Guayabal | Opción 7 | 20,824,580 | 15,396,594 | 18% |

Fuente: Elaboración propia en base a información de ICE provista por el BID

# Todos los proyectos evaluados conllevan un Valor Presente Neto Económico (VPNE) positivo, siendo los resultados robustos a variaciones en los supuestos de modelación.

# En términos agregados, el programa analizado incluye una inversión económica[[9]](#footnote-9) total de 704 millones de dólares que generan un beneficio económico de encima de 1,045 millones de dólares. La distribución porcentual de la inversión y los beneficios entre las actividades de generación, distribución y generación se muestra en el Gráfico 2.

**Gráfico 2:– Distribución de Inversión y Beneficios Económicos por Actividad**



Fuente: Elaboración propia en base a información de ICE provista por el BID

# En el área de generación el programa incluye 655 millones de dólares de inversión en 6 proyectos con una capacidad de generación agregada adicional de 210 MW a desarrollarse entre 2015 y 2021. De éstos, 165 MW son nueva generación geotérmica, mientras que 45 MW corresponden a inversión hidráulica. Además, en el área geotérmica, también se incluye el mantenimiento de la capacidad nominal de 27 MW (extracción de gases incondensables). El impacto de esta inversión en generación, según la estimación realizada, es un beneficio económico neto de 520 millones de dólares.

# En el área de distribución los cuatro proyectos incluidos comprenden una inversión total de 14 millones de dólares a desarrollarse en el periodo 2015 a 2018. Estos proyectos involucran 70,000 medidores AMI; 1,440 paneles fotovoltaicos; la instalación de 21,200 luminarias led y 2 sub proyectos de refuerzos de la red de distribución. En su conjunto, estos proyectos generan un beneficio económico neto de 342 millones de dólares.

# Finalmente, en el área de transmisión el programa contempla inversiones por alrededor de 35 millones de dólares en dos proyectos a ser desarrollados entre 2012 y 2022 y produciendo, según las estimaciones, un beneficio económico neto de 186 millones de dólares.

1. La Agencia Internacional de Energía en su Publicación “*Electricity Networks: Infrastructure and Operations*” (2013) advierte que las redes desactualizadas representan serio obstáculo para la prestación de un servido confiable, de bajo costo y que maximice el uso eficiente de energías renovables. [↑](#footnote-ref-1)
2. Bajo CORE, en 5 años JICA proporcionará hasta US$1.000 millones en préstamos de alta concesionalidad en forma de cofinanciamiento con el Banco para apoyar proyectos de energía renovable y eficiencia energética en países de Centroamérica y del Caribe. El financiamiento del Banco bajo este CCLIP constituye para JICA una señal esencial de confianza en ICE y su plan de inversiones. [↑](#footnote-ref-2)
3. Comprobada la elegibilidad del proyecto a solución aislada, la solicitud se priorizará con base a estos criterios: Casos médicos residenciales; centros de salud; escuelas, antenas satelitales VSAT para internet y telefonía pública; puestos de seguridad pública; puestos de guarda parques; salones comunales; y residenciales. [↑](#footnote-ref-3)
4. Se aplica una excepción a la Política de Garantías Requeridas al Prestatario (OP-303) relativas al aporte local y a la debida ejecución del programa, en vista de que la República de Costa Rica solo garantizará las obligaciones de pago. No obstante, el garante cooperará de forma amplia para asegurar el cumplimiento de los objetivos del programa. Esta excepción se justifica en el marco de la estrategia del programa que da continuidad al apoyo del ICE para su transformación en una empresa con gobierno corporativo independiente, administrada con carácter empresarial, que reduzca su dependencia del financiamiento con garantía soberana. [↑](#footnote-ref-4)
5. Este monto corresponde al total de la inversión, en valor presente, sin ajustar por factores de cuenta y descontado a la tasa privada de descuento del 8%. Esto se corresponde con un valor total (sin descontar y neta de salvamento) de alrededor de 1,060 millones de dólares. [↑](#footnote-ref-5)
6. Documento “Programa de Desarrollo Eléctrico Línea Condicional de Crédito (CCLIP) - Evaluación Técnico Económica”, página 26. [↑](#footnote-ref-6)
7. Este monto se corresponde con un valor total de inversión económica sin descontar, de más de 1,000 millones de dólares. [↑](#footnote-ref-7)
8. En los proyectos de distribución se consigna el VPNE adicional, respecto a la situación actual de no mejorar ni reconstruir el circuito. La TIRE se ha computado, también, sobre esta diferencia. [↑](#footnote-ref-8)
9. Este monto corresponde al total de la inversión, en valor presente, ajustada por factores de cuenta y descontado a la tasa social de descuento del 12% de las opciones seleccionadas. En el caso del proyecto Bombeo Arenal, se han consignado los valores correspondientes a la opción de obras de Bombeo (Opción B). [↑](#footnote-ref-9)