Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**Paraguay**

**Programa de Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica Acaray**

**(PR-L1156)**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Roberto Aiello (ENE/CPR) Jefe de Equipo; Edwin Malagón (ENE/CAR) - Jefe de Equipo Alterno; Arturo Alarcón (ENE/CBR); Virginia Snyder, Emilio Sawada, Joel Hernández; Stephanie Suber y Jeannette Bonifaz (INE/ENE).

**Contenido**

1. **Descripción del Proyecto**
2. **Monitoreo del Programa**
3. **Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos**
4. **Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto de Supervisión**
5. **Evaluación del Programa**

**Abreviaciones**

|  |  |
| --- | --- |
| AE | Agencia Ejecutora |
| ANDE | Administración Nacional de Electricidad |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| ACB | Análisis Costo -Beneficio |
| EIA | Estudio de Impacto Ambiental |
| UAP | Unidad de Administración del Programa |
| Km | Kilómetros |
| MOP | Manual Operativo del Programa |
| MVA | Mega Volt-Ampere |
| PA | Plan de Adquisiciones |
| PEP | Plan de Ejecución Plurianual |
| PCR | Project Completion Report |
| PGAS | Plan de Gestión Ambiental y Social |
| PM&E | Plan de Monitoreo y Evaluación |
| PMR | Reporte de Monitoreo del Programa |
| POA | Planes Operativos Anuales |
| RAS | Reporte Ambiental y Social |
| SEPA | Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones |
| TIRE | Tasa Interna de Retorno Económico |
| US$ | Dólares Americanos |
| VPN | Valor Presente de beneficios Neto |

1. **Descripción del Programa**
2. **Objetivos y Componentes**
   1. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) está apoyando al Gobierno de la República de Paraguay (GdP), a través de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) por medio de la operación PR-L1156, específicamente para el Programa de Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica Acaray, a ser ejecutado por la ANDE.
   2. El objetivo del programa es contribuir a la modernización del sector eléctrico de Paraguay a través del financiamiento de inversiones de rehabilitación de infraestructura eléctrica de la ANDE. El objetivo específico es apoyar a la ANDE a rehabilitar y modernizar la Central Hidroeléctrica Acaray para contribuir a: (i) la extensión de su vida útil; (ii) mejorar su disponibilidad y confiabilidad; e (iii) incrementar su capacidad de generación.
   3. **Componente I.** **Inversiones para rehabilitación y modernización de la central (US$133,8 millones).** Financiará el diseño y la infraestructura eléctrica y electro‑mecánica de la CHA, incluyendo: (i) diseño básico y supervisión de las obras; (ii) la ingeniería y diseño de las dos turbinas y generadores del Grupo 1 y Grupo 2 (Casa de Máquinas I); (iii) la fabricación e instalación de las nuevas turbinas y generadores del Grupo 1 y Grupo 2[[1]](#footnote-2); (iv) el reemplazo de dos transformadores elevadores incluyendo la adquisición de una unidad de reserva; (v) la rehabilitación de los vertederos de las represas de Acaray e Yguazú, así como las grúas y otros equipos auxiliares; (vi) las mejoras en la infraestructura de las obras civiles de la central incluyendo inversiones en ambas Casa de Máquinas I y II, centro de control y oficinas; (vii) la incorporación de un sistema de control integral de la central; y (viii) la readecuación de los equipos de la subestación de alta, media y baja tensión.
   4. **Componente II.** **Apoyo a la gestión, protección de predios, equidad de género y capacidad institucional (US$9,3 millones).** Incluye: (i) inversiones para la protección y seguridad de las instalaciones y predios que posee la ANDE en las áreas de la presa de Acaray y la central incluyendo la construcción de instalaciones para la recepción de visitantes que quieran conocer la presa y la planta de generación; (ii) implementación de una estrategia y plan de acción de género y diversidad en ANDE con lineamientos que favorezcan la equidad de género, participación laboral femenina, la diversidad y la eliminación de las brechas de género y diversidad en el sector eléctrico; (iii) apoyo en la capacidad institucional del personal técnico y gerencial de ANDE; y la contratación de un panel de expertos para apoyo de la ejecución del programa.
   5. **Administración, monitoreo y evaluación (US$2,0 millones**). Financiará los costos de administración y monitoreo los cuales incluyen los honorarios de consultores que apoyarán a la ANDE durante la ejecución completa del programa, así como auditoría externa y evaluaciones intermedia y final del programa.

**Tabla 1. Costo del Programa por Componente (US$)**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Préstamo BID (CO)** | **Contrapartida local** | **Total** |
| CI - Inversiones para rehabilitación y modernización de la central | 115.000.000 | 18.807.200 | 133.807.200 |
| CII – Apoyo a la gestión, capacitación, género y acciones complementarias | 8.100.000 | 1.203.120 | 9.303.120 |
| Administración, monitoreo y evaluación | 1.900.000 | 190.000 | 2.090.000 |
| **Total** | **125.000.000** | **20.200.320** | **145.200.320** |

1. **Esquema de Ejecución.**
   1. El OE será ANDE, quien a través de la Dirección de Planificación y Estudios actuando en su capacidad de UCP, será responsable de la coordinación general del programa. Se creará la UAP dependiente de la Gerencia Técnica (GT) con la finalidad de llevar a cabo la ejecución y supervisión técnica de las actividades del programa en forma coordinada con la Gerencia Financiera, Dirección de Contrataciones Públicas y la Dirección de Planificación y Estudios.
   2. ANDE utilizará su estructura organizacional y sistemas de gestión fiduciarios. Durante la preparación de la operación se efectuó un Análisis de Capacidad Institucional y fiduciario de la ANDE mediante la aplicación del Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional, el cual indicó un desarrollo satisfactorio y un nivel de riesgo bajo para la ejecución del programa. Durante la preparación del préstamo se realizó un taller de evaluación de riesgos[[2]](#footnote-3), que determinó un riesgo de nivel bajo para la gestión de adquisiciones, ya que la ANDE cuenta con experiencia en la ejecución de otros proyectos financiados por el Banco. No obstante, para garantizar una adecuada ejecución se prevé la realización de talleres de capacitación en políticas de adquisiciones y gestión financiera del Banco.

1.10 La ejecución del programa se gobernará por las disposiciones establecidas en el Contrato de Préstamo, así como en el [ROP](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=EZSHARE-353762589-30), el cual incluirá, entre otros: (i) procedimientos para la contratación de las obras, bienes, y servicios de consultoría; (ii) lineamientos para el uso de los recursos y la gestión financiera del Programa; (iii) procedimientos para los desembolsos; (iv) una descripción detallada de las actividades del Programa, así como los aspectos vinculados al seguimiento y monitoreo del Programa; (v) la estructura de la UAP, identificación de las funciones del personal clave, y los vínculos y mecanismos de coordinación con otras unidades de la ANDE; y (vii) un capítulo referido al Marco de Gestión Ambiental y Social. La aprobación y entrada en vigor del ROP, en los términos acordados con el Banco, será condición contractual previa al primer desembolso de los recursos del préstamo.

1. **Monitoreo del Programa**
   1. El objetivo del monitoreo es evidenciar los avances en la implementación de los principales productos del programa de rehabilitación y modernización de la central Acaray (PR-L1156). El monitoreo del Programa se realizará sobre la base de Hitos Verificables Específicos por Producto, en relación directa con las metas programadas, con informes de progreso semestrales y auditorías anuales externas durante su implementación, dirigida a determinar el cumplimiento de metas y la materialización de productos en los plazos previstos.
   2. La Matriz de Resultados será el instrumento utilizado para llevar a cabo el monitoreo y evaluación de los objetivos y resultados del Programa. Dicha Matriz cuenta con: (i) indicadores de producto (Tabla 2 y Tabla 3); e (ii) indicadores de resultado (Tabla 5).
   3. Los indicadores de producto permitirán hacer un seguimiento del avance de las actividades, obras e instalaciones de equipos, y su cumplimiento en tiempo y forma. Dichos indicadores serán medidos semestralmente por cuenta del ejecutor a partir del seguimiento de los niveles de avance físico de las obras. Los [Planes Operativos Anuales](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=EZSHARE-353762589-32) (POA) presentados por el ejecutor reflejarán el estado de avance de las obras durante el año anterior y las proyecciones para el año del ejercicio, así como potenciales riesgos que afecten la ejecución ininterrumpida de las obras y las respectivas medidas correctivas para mitigarlos. En su caso, el [Plan de Ejecución Plurianual](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=EZSHARE-353762589-37) (PEP) detallará el progreso y el calendario de ejecución para los años pendientes del préstamo, hasta la fecha de último desembolso.

2.5 En la Tabla 2 y la Tabla 3 se define la matriz de seguimiento para los indicadores de producto incluidos sus costos anuales de la operación, de acuerdo con la Matriz de Resultados definida. La UAP será responsable por la consolidación de la línea de base y de los ajustes requeridos a las metas establecidas en la Matriz de Resultados del programa, antes del inicio de la ejecución.

**Tabla 2. Indicadores de productos por Componente del Programa.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Productos** | **Unidad de Medida** | **Línea Base** | **Año**  **Línea Base** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** | **Meta Final1** | **Costo**  **(US$ millones)** |
| **Componente #1. Inversiones para rehabilitación y modernización de la central** | | | | | | | | | | | |
| **P1.**  Diseño de ingeniería y supervisión desarrollado | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 12,65 |
| **P2.**  Sistemas hidro electromecánicos de las represas de Acaray e Yguazú reemplazados y modernizados | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 8,49 |
| **P3.**  Grúas y pórticos para las Centrales Acaray 1 y Acaray 2 y presas Acaray e Yguazú renovadas | # | 0 | 2017 | 0 | 0 |  | 2 | 5 | 0 | 7 | 4,13 |
| **P4.**  Sistema de generación de la central Acaray reemplazado | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 46,61 |
| **P5.**  Sistemas Eléctricos Media y Baja Tensión reemplazados | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 8,37 |
| **P6.**  Sistema Integral digital de adquisición y gestión de datos de la central. | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 5,9 |
| **P7.**  Subestación de la Central Acaray existente rehabilitada. | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 17,7 |
| **P8.**  Sistema de Seguridad de Presas implementado. | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 3,30 |
| **P9.**  Infraestructura para ejecución de intervenciones construidas | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 3,30 |
| **P10.**  Edificios de la central Acaray rehabilitados | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 5,50 |
| **P11**.  Red hidrometeorológica de la cuenca del Río Acaray rehabilitada y ampliada | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1,10 |
| **P12.**  Plan de gestión ambiental, salud y seguridad ocupacional Complejo Acaray – Yguazú implementado | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2,75 |
| **Componente #2. Apoyo a la gestión, protección de predios, equidad de género y capacidad institucional.** | | | | | | | | | | | |
| **P13.**  Obras civiles para protección de predios construidos. | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 2,69 |
| **P14.**  Sistema de gestión para la operación y el mantenimiento de la central implementado. | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 3,30 |
| **P15.**  Estrategia de género diseñada e implementada en ANDE. | Estrategia | 0 | 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0,77 |
| **P16.**  Talleres de capacitación al personal de ANDE desarrollados. | # | 0 | 2017 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 0,33 |
| **Costo Total de productos** | | | | | | | | | | | **127,89** |

**Tabla 3. Costo anual de los indicadores de productos (US$ millones).**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Productos** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** | **TOTAL FINAL** |
| **Componente #1. Inversiones para rehabilitación y modernización de la central** | | | | | | | |
| **P1.**  Diseño de ingeniería y supervisión desarrollado | 2.51 | 7.47 | 0.69 | 0.69 | 0.69 | 0.61 | 12,65 |
| **P2.**  Sistemas hidro electromecánicos de las represas de Acaray e Yguazú reemplazados y modernizados | 0 | 0 | 1.78 | 2.82 | 1.77 | 1.65 | 8,49 |
| **P3.**  Grúas y pórticos para las Centrales Acaray 1 y Acaray 2 y presas Acaray e Yguazú renovadas | 0 | 1.61 | 1.02 | 0.97 | 0.54 | 0 | 4.13 |
| **P4.**  Sistema de generación de la central Acaray reemplazado | 0 | 0 | 9.09 | 16.4 | 16.4 | 4.70 | 46,61 |
| **P5.**  Sistemas Eléctricos Media y Baja Tensión reemplazados | 0 | 0.38 | 4.01 | 2.36 | 1.47 | 0.16 | 8,37 |
| **P6.**  Sistema Integral digital de adquisición y gestión de datos de la central. | 0 | 0.54 | 1.34 | 1.45 | 1.34 | 1.23 | 5,9 |
| **P7.**  Subestación de la Central Acaray existente rehabilitada. | 0 | 3.22 | 3.75 | 3.54 | 3.22 | 3.97 | 17,7 |
| **P8.**  Sistema de Seguridad de Presas implementado. | 0 | 0.67 | 0.74 | 0.74 | 0.75 | 0.40 | 3,30 |
| **P9.**  Infraestructura para ejecución de intervenciones construidas | 0 | 0.67 | 0.74 | 0.74 | 0.75 | 0.40 | 3,30 |
| **P10.**  Edificios de la central Acaray rehabilitados | 0 | 1.11 | 1.24 | 1.24 | 1.25 | 0.67 | 5,50 |
| **P11**.  Red hidrometeorológica de la cuenca del Río Acaray rehabilitada y ampliada | 0 | 0 | 0.44 | 0.45 | 0.21 | 0 | 1,10 |
| **P12.**  Plan de gestión ambiental, salud y seguridad ocupacional Complejo Acaray – Yguazú implementado | 0 | 0.55 | 0.62 | 0.62 | 0.62 | 0.33 | 2,75 |
| **Componente #2. Apoyo a la gestión, protección de predios, equidad de género y capacidad institucional.** | | | | | | | |
| **P13.**  Obras civiles para protección de predios construidos. | 0 | 0.80 | 0.61 | 1.04 | 0.25 | 0 | 2,69 |
| **P14.**  Sistema de gestión para la operación y el mantenimiento de la central implementado. | 0 | 0 | 0.89 | 0.98 | 0.98 | 0.46 | 3,30 |
| **P15.**  Estrategia de género diseñada e implementada en ANDE. | 0 | 0 | 0.20 | 0.23 | 0.23 | 0.11 | 0,77 |
| **P16.**  Talleres de capacitación al personal de ANDE desarrollados. | 0 | 0 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.05 | 0,33 |
| **TOTAL:** | **2.51** | **17.4** | **27.2** | **34.3** | **30.5** | **14.7** | **127,89** |

2.6 Es importante señalar que la diferencia del costo total por productos difiere del costo total del programa (Tabla 2) debido a que no se suman los rubros tales como: contingencia e imprevistos, y la administración, evaluación y monitoreo del programa. La diferencia es de US$17,31 millones. En consecuencia, el PEP presenta toda la información detallada de los costos por actividades anuales en cada uno de los componentes, el cual desagrega la contribución del préstamo del BID y de la contrapartida local.

1. **Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos.**

3.1 Los productos serán monitoreados durante toda la ejecución del proyecto, a partir de hitos verificables, teniendo como insumo principal el informe semestral de progreso de la operación, visitas de inspección, e informes adicionales de la UAP.

3.2 El Plan de Monitoreo y Evaluación (PM&E), el cual se traducirá en el Reportes de Monitoreo del Programa (PMR – por sus siglas en inglés), proveerá hitos anuales y seguirá el progreso de los productos con unidades de medida claramente definidas, así como sus costos asociados.

3.3 Los indicadores de productos y medios de verificación propuestos, pretenden optimizar el uso de la información que la UAP recolectará por sí, o a través de servicios de consultorías que desarrollará durante la ejecución del programa y aquella que será obtenida directa o indirectamente durante la ejecución de las actividades correspondientes.

3.4 Los informes de ejecución semestrales que preparará la UAP, en calidad de coordinador del Programa, y que presentará al Banco en marzo y septiembre de cada año, contendrán un resumen de los informes de avance con respecto a los hitos definidos, productos determinados y actividades inherentes y de los reportes internos de la fiscalización del programa. Asimismo, los informes semestrales deberán presentar una identificación de los principales problemas encontrados durante la ejecución, y las medidas de solución propuestas, incluyendo una actualización de la Matriz de Riesgos.

3.5 El costo de preparación de información para el seguimiento de la operación está incluido en los financiamientos del Banco (a través de los contratos de supervisión externa de obras o fiscalización interna), y del componente de Administración, Supervisión y Monitoreo del Programa.

3.6 Para el seguimiento y monitoreo del Programa se utilizarán los siguientes instrumentos:

3.7 **Informe semestral de progreso.** Este instrumento tiene por finalidad presentar un reporte de la ejecución del Programa, semestralmente, en los meses de marzo y septiembre. El informe semestral a septiembre abarca data de enero a junio, mientras que el reporte a marzo corresponde al periodo de julio a diciembre, incluyendo la planificación para el próximo año.

3.8 Este informe se presenta de acuerdo a un formato acordado entre la Representación del Banco en Paraguay y el Prestatario, y se compondrá mínimamente de los siguientes segmentos:

1. *Resumen Ejecutivo.* Analiza la ejecución física y financiera del Programa, y los contenidos desarrollados en el Reporte de Monitoreo del período correspondiente. Incluye un análisis de los fondos desembolsados, el cumplimiento de las recomendaciones de auditoría externa, temas generales, lecciones aprendidas y los próximos pasos a seguir.
2. *Reporte de Monitoreo.* Provee la información general y de detalle de la operación. Analiza la programación desarrollada vs. la planificada en referencia a los impactos y resultados del proyecto. Analiza el avance y logro de los productos e hitos definidos en la Matriz de Resultados, tanto física como financieramente.
3. *PEP y POA*. El PEP y el POA consolidan todas las actividades que serán desarrolladas durante determinado período de ejecución, por producto y cuenta con un cronograma físico financiero. La UAP presentará anualmente, el POA y el PEP, incluyendo las actividades, cronogramas y presupuesto estimado para los proyectos propuestos a financiar con el Programa. El POA y PEP finales del primer año serán incluidos en el informe inicial de la operación. El POA y el PEP incluirán, como mínimo, la siguiente información: i) estado de ejecución del Programa, discriminado por componentes; ii) el plan de adquisiciones de obras, bienes y servicios, así como el plan de adquisiciones de servicios de consultoría incluyendo presupuesto y proyecciones de desembolsos; iii) avance en el cumplimiento de las metas y resultados del Programa; iv) avance en el cumplimiento de los indicadores de producto para cada componente del Programa, de acuerdo a la Matriz de Resultados del Programa y el cronograma de su implementación; v) problemas presentados; y vi) soluciones implementadas.
4. *Plan de Adquisiciones (PA).* Este instrumento tiene por finalidad presentar al Banco y hacer público el detalle de todas las adquisiciones y contrataciones que serán efectuadas en un determinado periodo de ejecución del Programa. El PA informa sobre las adquisiciones y contratos que se ejecutaran de conformidad con las “Políticas para Adquisiciones de bienes y obras financiadas por el Banco” (GN-2349-9) y las “Políticas para la Selección y contratación de consultorías financiadas por el Banco” (GN-2350-9) de conformidad con lo establecido en el Contrato de Préstamo. El PA debe ser incluido en el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones (SEPA), para consideración del Banco, y debe ser actualizado anualmente o cuando sea necesario.
5. *Matriz de Riesgos.* Incluye una actualización de la matriz de riesgos, y de las medidas de mitigación propuestas para los riesgos de nivel medio o alto.

3.9 En cuanto al monitoreo del Programa, los principales medios de verificación corresponden a documentos administrativos y contractuales, siendo los siguientes: i) Actas de Recepción Provisorias de las Obras, ii) Actas de Recepción Finales, iii) Informes Finales de Servicios de Consultoría, iv) Contratos de Servicios de Consultoría; v) Contratos de Compras de Bienes, vi) Clausula contractuales; vii) Informes Finales de Auditoria y viii) Informes de Evaluación. Asimismo, el Banco, a través del Equipo de Proyecto, como parte del Plan de Supervisión Anual, realizará:

**3.10 Visitas de Inspección**, en promedio dos por año, con la finalidad de monitorear las actividades del Programa. También podrá apoyarse de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del Programa y tratar temas específicos identificados. Finalmente, durante la ejecución del Programa la UAP presentará anualmente al Banco, los estados financieros del Programa para la realización de la **Auditoría Financiera** correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.

1. **Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto de Supervisión.**

4.1 La supervisión consistirá en verificar si las actividades realizadas se ajustan a lo previsto en el [POA](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=EZSHARE-353762589-32) y [PEP](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=EZSHARE-353762589-37) de la operación, y si se han cumplido los objetivos específicos de acuerdo a la Matriz de Resultados de la misma. La supervisión se enfocará, entre otras, a constatar los avances físicos y financieros de los productos, y el cumplimiento de las salvaguardas ambientales y sociales, es decir si se produjeron los productos originalmente planeados en los plazos programados, y si se ajustan a los objetivos inicialmente propuestos, con las medidas de mitigación diseñadas e implementadas.

4.2 La UAP presentará, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, el POA para el año siguiente incluyendo actividades y proyectos a ser financiados, cronograma y presupuesto estimado.

4.3 El cumplimiento de los productos será verificado en forma directa a partir de las actas de aceptación de los servicios, sean estos bienes, obras o servicios de consultoría o no consultoría. El cumplimiento parcial de los hitos o actividades intermedias para el logro de los productos, serán verificados a través de los informes periódicos de la UAP.

4.4 Se realizarán anualmente auditorías externas que se encargarán de los aspectos financieros. La auditoría será desempeñada por una firma independiente y aceptable por el Banco, la cual será seleccionada de acuerdo con políticas y procedimientos del Banco. La determinación del alcance y otros aspectos relacionados se regirá de conformidad a la Política de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el Banco (OP-273-6) y la Guía de Estados Financieros y Auditoría Externa. Los estados financieros anuales de la operación serán presentados durante los primeros 120 días del año. El costo de las auditorias está incluido en el Préstamo y la contratación de la auditoria del Programa estará a cargo de la UAP.

4.5 La UAP verificará el progreso de las actividades del Programa, lo cual realizará las siguientes funciones: (i) compilar la información periódica de avance físico (actividades) y financiero (fondos disponibles e invertidos); y (ii) mantener de forma, actualizada y relevante la información sobre la ejecución de las actividades del programa y sus recursos. La Tabla 4 se presenta en detalle el Plan de Trabajo del monitoreo por actividades y su presupuesto.

4.6 El Especialista de Sectorial del Banco a cargo del Programa y la UAP trabajarán coordinadamente para asegurar y verificar la ejecución del cronograma del Programa. La supervisión del Programa se realizará de forma continua a partir de la elegibilidad de la operación y hasta la finalización de este, pautada para 2025.

**Tabla 4. Plan de trabajo y Presupuesto del monitoreo.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Principales actividades de monitoreo | | Año 1 | | | | | | | Año 2 | | | | Año 3 | | | | Año 4 | | | | Año 5 | | | | Año 6 | | | | Responsable | Costo  (US$) |
| 1 | | 2 | | 3 | | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Preparación del Plan Operativo Anual | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UAP | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Preparación del Plan de Adquisiciones | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UAP | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Visitas de campo y preparación de Informes de Supervisión del Programa | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UAP | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Elaboración y presentación de Informes Semestrales | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UAP | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Analizar y No Objeción de POAs y PAs | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Reuniones de monitoreo y progreso del Programa | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | UAP | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Analizar y revisar solicitudes de desembolso | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Analizar y revisar estados financieros auditados | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | Incluido en el presupuesto del Programa |
| Visitas de inspección | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | Incluido en el presupuesto del Programa |
|  |  | |  | |  | | Costo Total | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2.090.000 |

4.7 El financiamiento del seguimiento del Programa queda asegurado por el Componente de Administración, Supervisión y Monitoreo del Préstamo. Se tienen presupuestados US$2.090.000 del Préstamo para la administración, supervisión y monitoreo del Programa, así como para la evaluación de este. Con este presupuesto, la UAP contará con los recursos para levantar la información de los indicadores de monitoreo. En la Tabla 5 se encuentra el presupuesto indicativo. Asimismo, el Componente I, incluye financiamiento para la supervisión técnica de las obras, lo que contribuirá con información para el correcto seguimiento del Programa.

**Tabla 5. Presupuesto de administración del Programa.**

|  |  |
| --- | --- |
| Actividad | Presupuesto  (US$) |
| Evaluación Intermedia y Final | 121.000 |
| Auditoría externa | 220.000 |
| TOTAL | **341.000** |

1. **Evaluación del Programa**

**A. Principales preguntas de evaluación.**

* 1. La principal pregunta de evaluación es verificar si ¿El Programa contribuye a garantizar la disponibilidad de la central Acaray?; ¿El Programa contribuye a extender la vida útil de la central Acaray? ¿El Programa mejora los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico, en cuanto a tiempo de interrupciones del servicio y frecuencia con la que se dan esas interrupciones? ¿El Programa incrementa la capacidad de generación de la central Acaray?
  2. Con respecto a los indicadores de resultado, la Matriz de Resultados proporciona una línea base e indicadores específicos que permitirán llevar a cabo una evaluación reflexiva (comparación antes y después) de los resultados de la operación. La UAP será responsable por el suministro de información relacionada a los indicadores de resultados establecidos en la matriz. La medición de los indicadores de resultados será anual. La evolución de los indicadores de resultados será incluida en los informes de avance de la operación que preparará la UAP, y serán reflejados en los PMR a ser supervisados por el Especialista Sectorial del Banco. Los indicadores de resultados, sus fórmulas y fuente de verificación son descritos en la Tabla 6. En el Anexo 1 se presenta el detalle del cálculo de los indicadores estándar de disponibilidad y confiabilidad.

**Tabla 6. Indicadores de resultados.**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores** | **Unidad de Medida** | **Línea Base** | **Año**  **Línea Base** | **Meta Final** | **Año**  **Meta final** | **Medios de Verificación** |
| |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **resultado #1:** Extensión de la vida útil de la Central | | | | | | | | | **R.1**  Vida útil teórica de las Unidades 1 y 2, Casa de Maquinas 1 | Años | 0 | 2017 | 30 | 2025 | Evaluación Final del Proyecto |   **resultado #2:** Mejora en la disponibilidad y la confiabilidad de la Central Acaray | | | | | | |
| **R.2**  Disponibilidad de las Unidades 1 y 2, Casa de Maquinas 1 | % | 55% | 2017 | 78% | 2025 | Informe Indicadores de desempeño Acaray |
| **R3.**  Tasa de indisponibilidad forzada de las Unidades 1 y 2, Casa de Maquinas 1 | Fallas/Año | 22 | 2017 | 7 | 2025 | Informe Indicadores de desempeño Acaray |
| **resultado # 3:**  Aumento en la capacidad nominal la Casa de Máquinas I de la central | | | | | | |
| **R4.**  Capacidad nominal de la Casa de Maquinas I | MW | 94 | 2017 | 114 | 2025 | Informe Indicadores de desempeño Acaray |

**Tabla 7. Indicadores de Impacto**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores** | **Unidad de Medida** | **Línea Base** | **Año**  **Línea Base** | **Meta Final** | **Año**  **Meta final** | **Medios de Verificación** |
| **IMPACTO #1:**  Mejora de la sostenibilidad del servicio de energía eléctrica del país | | | | | | |
| **IM.1**  Energía Renovable Media Anual de Acaray | GWh/año | 947 | 2017 | 980 | 2025 | Resumen Estadístico ANDE |
| **IM.2**  Emisiones totales de CO2 evitadas. | Ton CO2/año | 0 | 2017 | 318.500 | 2025 | Resumen Estadístico ANDE  (+Factor de Emisiones) |
| **IMPACTO #2:** Mantener de las exportaciones de energía renovable | | | | | | |
| **IM.3**  Exportaciones de energía ANDE | GWh/año | 73 | 2017 | 115 | 2025 | Resumen Estadístico ANDE |

5.3 La evaluación del Programa consistirá en: (i) una evaluación cualitativa intermedia, en base a los indicadores de resultados; (ii) una evaluación cualitativa final del proyecto, en base a los indicadores de resultados; (iii) una evaluación económica de Costo-Beneficio ex-post, y (iv) El Reporte de Cierre del Programa (PCR), a ser preparado por el equipo del Banco una vez concluida la ejecución del Programa.

5.4 La evaluación de medio término se realizará a los sesenta (60) días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 50% de los recursos del préstamo. La UCP realizará esta evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general del proyecto y el avance hacia la consecución de metas de la Matriz de Resultados. Esta evaluación identificará si el Programa está logrando los resultados últimos previstos y si está avanzando adecuadamente hacia la consecución del objetivo planteado. Además, analizará la estrategia de la operación y su pertinencia para la situación del entorno. Verificará si los supuestos indicados en la Matriz de Resultados se han cumplido. También incluirá un análisis de los arreglos operativos y administrativos empleados y recomendaciones para su optimización. Asimismo, analizará el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Convenio PR-L1156, y en el ROP. La Evaluación de Medio Término deberá orientar a los ejecutores del proyecto respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.

5.5 La Evaluación Final se realizará en formato de PCR, a fin de servir como un insumo para la preparación de este. La misma se realizará una dentro de los noventa (90) días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 90% de los recursos del financiamiento del BID. Esta evaluación verificará el cumplimiento de la lógica vertical del Programa, el grado de alcance de los resultados, y el grado de avance de los productos. Asimismo, registrará lecciones aprendidas que deban ser aplicadas en operaciones similares.

5.6 Se realizará un Análisis Costo-Beneficio ex–post a fin de actualizar los valores de Valor Presente Neto, y Tasa Interna de Retorno del Programa, y considerando datos actualizados. La evaluación deberá seguir la misma metodología utilizada durante la evaluación para la preparación del préstamo, a fin de producir resultados comparables.

5.7 El informe de terminación del Programa será preparado de acuerdo con los procedimientos del BID por el equipo de proyecto (Equipo del BID), no más de 90 días después de realizado el último desembolso. El PCR evaluará si los objetivos del Programa fueron cumplidos, obteniendo lecciones aprendidas de cara a futuros proyectos y utilizará como insumo el CBA ex–post.

5.8 Un consultor independiente será contratado para preparar las evaluaciones de medio término y final. El consultor se basará en la información del Programa de monitoreo e informes relacionados. El consultor también requerirá cooperación activa y retroalimentación de la UAP y del equipo del BID. El Programa cuenta con recursos del Préstamo de US$121.000 para realizar dichas evaluaciones, además de las auditorias (Tabla 5).

5.9 La evaluación económica ex post, a ser realizada una vez concluido el Programa, será financiada con recursos del préstamo y deberá ser presentada al Banco a los 90 días de la expiración del plazo de desembolso o sus extensiones. De la misma manera, el PCR, será realizado por el equipo del Banco, el cual absorberá el costo.

#### **Lógica vertical**

#### El equipamiento e instalaciones de la central Acaray al inicio del Programa se encuentran en un estado de obsolescencia y en el fin de su vida útil luego de 50 años de operación. Esto ha incrementado la probabilidad de falla de la central y ha reducido la confiabilidad de la operación, y por tanto la cantidad de energía renovable generada. El reemplazo y modernización de los equipos permitirán contribuir a la extensión de la vida útil por al menos 30 años más y a recuperar la disponibilidad y confiabilidad al reducir la probabilidad del número de fallas y los mantenimientos programados. Recuperar los índices de disponibilidad y confiabilidad permitirá a la central generar la energía renovable necesaria para abastecer parte de la creciente demanda interna y para exportar los excedentes. Adicionalmente, gracias al aumento de la capacidad y la eficiencia de los turbogeneradores, se alcanzará un aumento de la capacidad disponible y de los valores medios de generación frente a los que tenía al momento de la puesta en marcha inicial, (dependiendo de las condiciones hidrológicas de cada periodo de tiempo).

# Anexo I

**Metodologias de cálculos de Indicadores para Matriz de Resultados**

**IMPACTO #1: Mejora de la sostenibilidad del servicio de energía eléctrica del país**

* *IM.1 Energía Renovable Media Anual de Acaray.*

La línea de base fue calculada a partir de los valores históricos de generación e hidraulicidad recopiladas por ANDE, los que fueron procesados en el marco del estudio de un Plan Estratégico de Inversiones a Corto, Medio y Largo Plazo desarrollado por consultores especializados para determinar los valores medios históricos y proyectados de la energía generada por la Central Hidroeléctrica Acaray (CHA) considerando diversas opciones de inversión para rehabilitar y modernizar el Complejo Hidroeléctrico Acaray-Yguazú. Este plan se preparó utilizando los modelos de evaluación y optimización Vista DSSTM e HydroVantageTM.

ANDE proporcionó un conjunto completo de datos operacionales históricos con una resolución por hora correspondientes al período 2003 a 2014. Sobre la base de estos valores, la línea de base se fijó en 946GWh/año (Fuente: Estadísticas de ANDE).

El diseño con criterios modernos de los nuevos turbogeneradores de 57 MW de Acaray 1 permitirá aumentar la eficiencia de la generación hidroeléctrica en un valor estimado del 3.6% (Fuente: Estudio de Consultoría “Diagnóstico Integral de los Equipos e Infraestructura, Estudio del Potencial de Incremento de la Capacidad de Generación y Desarrollo de un Plan de Acción Estratégico de la Central Hidroeléctrica Acaray”). Sobre esa base, el valor de la meta final del programa se determinó aplicando la siguiente fórmula:

946 GWh/año (Promedio histórico de la energía generada) x 1.036 = 980 GWh/año

El cálculo de la meta al final del programa se realizará a partir de las mediciones de la energía generada por la CHA, reflejadas en los Resúmenes Estadísticos mensuales y anuales de ANDE.

* *IM.2 Emisiones totales de dióxido de carbono (CO2) evitadas:*

Las emisiones de CO2 evitadas se determinaron a partir de la diferencia de energía renovable generada por la CHA ‘con programa’ y ‘sin programa’, afectada – con un criterio conservador - por los factores de emisión de las centrales de ciclo combinado del sistema interconectado de Paraguay, Brasil y Argentina. Se consideró que la energía generada por la CHA permitirá reducir la generación térmica en Brasil y Argentina por partes iguales, es decir por el 50% de la diferencia de la energía generada por la CHA en cada país (la diferencia de la energía generada ‘con’ ‘sin’ programa se indica en las Evaluaciones Económica y Financiera del Programa)

Con criterio conservador, los factores de emisiones de las centrales de ciclo combinado se estimaron en 421 toneladas de CO2/GWh, valor inferior al factor de 599 toneladas CO2/GWh estimado para el sistema brasileño y de 535 CO2/GWh para el sistema argentino, (Fuentes: BIOFIX v.2n1 2017, Universidad de Paraná, Brasil y Ministerio de Energía y Minería. Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Información Energética. Tecnología de la Información, Argentina).

La fórmula de cálculo aplicada fue la siguiente:

**Ton CO2/año = FE X EGp)**

donde:

FE = Factor de Emisión adoptado para las Centrales de Ciclo Combinado de Argentina y Brasil

EGp = Diferencia de la Energía Generada al final del programa.

Aplicando la fórmula precedente, se lograría una reducción anual de emisiones de CO2 evitadas de 48.700 toneladas al final de programa.

El cálculo de la meta al final del programa se realizará a partir de las mediciones de la energía generada por la CHA, reflejadas en los Resúmenes Estadísticos mensuales y anuales de la ANDE; las estimaciones de la energía generada sin programa; los valores actualizados de los factores de emisión; y el beneficio económico global por tonelada de CO2 como resultado de las emisiones evitadas.

1. En cuanto a los Grupos 3 y 4 correspondientes a la Casa de Máquinas II, las turbinas respectivas fueron intervenidas por ANDE en 1999 para reemplazar sus rodetes originales por los actuales de mayor potencia, mientras que los generadores están siendo renovados actualmente para compatibilizarlos con dichos rodetes. Por lo tanto, este programa complementa dichas intervenciones enfocándose únicamente en el reemplazo de los equipos auxiliares y de control de los Grupos 3 y 4. [↑](#footnote-ref-2)
2. El taller se llevó a cabo el día 7 de septiembre de 2018 en las oficinas de la ANDE en Asunción, Paraguay. [↑](#footnote-ref-3)