

**BRASIL**

**PROGRAMA PRÓ-ENERGÍA RS GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

**(BR-L1303)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Sylvia Larrea (INE/ENE) y Natacha Marzolf (INE/ENE) Co-Jefes de Equipo; Marco Castro (ENE/CBR); Laura Rojas (INE/ENE); José Félix Filho (VPS/ESG); Cristina Celeste (LEG/SGO); Carlos Lago (FMP/CBR); Mónica Merlo (FMP/CBR); y Valentina Sequi (SCF/INF); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE), y Juan Carlos de la Hoz (CSC/CBR).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento está sujeto a divulgación pública.

## ÍNDICE

|      |   |    |
|------|---|----|
| I.   | DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....              | 2  |
| A.   | Antecedentes, problemática y justificación .....        | 2  |
| B.   | Objetivo, Componentes y Costo .....                     | 6  |
| C.   | Matriz de Resultados con Indicadores .....              | 7  |
| D.   | Costo y Financiamiento .....                            | 7  |
| II.  | ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS..... | 6  |
| A.   | Estructura de Financiamiento .....                      | 7  |
| B.   | Riesgos Principales y Medidas de Mitigación .....       | 7  |
| C.   | Viabilidad Económica, Financiera y Técnica .....        | 12 |
| III. | PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN .....           | 13 |
| A.   | Aspectos de Ejecución .....                             | 13 |
| B.   | Administración.....                                     | 14 |

| ANEXOS    |  |
|-----------|--|
| ANEXO I   | Resumen de la Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) |
| ANEXO II  | Marco de Resultados  |
| ANEXO III | Acuerdos y Requisitos Fiduciarios                          |

| ENLACES ELECTRÓNICOS |  |
|----------------------|--|
| <b>REQUERIDOS</b>    |  |
| 1.                   | Plan Operativo Anual<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36964972">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36964972</a>  |
| 2.                   | Arreglos de Monitoreo y Evaluación de Resultados<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36964985">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36964985</a>                          |
| 3.                   | Informe de Gestión Ambiental y Social<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36765019">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36765019</a>                                     |
| 4.                   | Plan de Adquisiciones Completo<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36964966">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36964966</a>  |
| <b>OPCIONALES</b>    |  |
| 1.                   | Resolución COFIEEX (Recomendación No 1292-2011)<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36837182">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36837182</a>                           |
| 2.                   | Resolución COFIEEX (Recomendación No 628-2012)<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36837183">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36837183</a>                            |
| 3.                   | Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI)<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965210">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965210</a>                |
| 4.                   | Informe de Análisis Económico<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37117982">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37117982</a>   |
| 5.                   | Informe de Ingeniería - Transmisión<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36764979">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36764979</a>                                       |
| 6.                   | Informe de Ingeniería - Generación<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36764973">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36764973</a>  |
| 7.                   | Informe de Evaluación Financiera<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36765009">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36765009</a>  |
| 8.                   | CEEE-GT Estados Financieros 2009<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965020">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965020</a>  |
| 9.                   | CEEE-GT Estados Financieros 2010<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965018">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965018</a>  |
| 10.                  | CEEE-GT Estados Financieros 2011<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965019">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965019</a>  |
| 11.                  | Índice de Disponibilidad CHs Itaúba y Passo Real (2007-2011)<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965311">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965311</a>              |
| 12.                  | Plan de Ampliaciones y Refuerzos (PAR). ONS<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965075">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36965075</a>                               |
| 13.                  | Planeación de la Operación Eléctrica de Medio Plazo (PEL)- 2012/2013. ONS<br><a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36762115">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36762115</a> |

## SIGLAS Y ABREVIATURAS

|                  |  |
|------------------|--|
| ACL              | Ambiente de Contratación Libre   |
| AFD              | Agencia Francesa de Desarrollo   |
| ANEEL            | Agencia Nacional de Energía Eléctrica  |
| AT/MT            | Alta Tensión y Media Tensión   |
| BID o Banco      | Banco Interamericano de Desarrollo   |
| CEEE             | <i>Companhia Estadual de Energia Elétrica</i>                                  |
| CEEE-D           | <i>Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica</i>                  |
| CEEE-GT          | <i>Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica</i>         |
| CH               | Central Hidroeléctrica   |
| CONIPAR          | <i>Consorcio Itaúba/Passo Real</i>   |
| CRC              | Cuenta de Resultados a Compensar   |
| EBITDA           | Margen de Ganancias antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización |
| EE               | Eficiencia Energética  |
| EPE              | Empresa de Investigación Energética  |
| FFF              | Facilidad de Financiamiento Flexible   |
| GdB              | Gobierno de Brasil   |
| CGI-9            | Novena Reposición de Capital del Banco   |
| GCP              | Grupo Coordinador del Programa   |
| GEI              | Gases Efecto Invernadero   |
| GWh              | Gigavatios hora  |
| IGAS             | Informe de Gestión Ambiental y Social  |
| Km               | Kilómetros   |
| Km <sup>2</sup>  | Kilómetros cuadrados   |
| kV               | Kilovoltios  |
| MRA              | <i>MRA Produtos e Servicos Ltda.</i>   |
| MVA              | Megavoltio Amperio   |
| MW               | Megavatios   |
| MWh              | Megavatios hora  |
| O&M              | Operación y Mantenimiento  |
| ONS              | Operador Nacional del Sistema  |
| PAASS            | Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad                                |
| PAR              | Plan de Ampliaciones y Refuerzos del ONS                                       |
| PCH              | Pequeña Central Hidroeléctrica   |
| PAC              | <i>Programa para Aceleração do Crescimento</i>                                 |
| POA              | Plan Operativo Anual   |
| RAP              | <i>Receita Anual Permitida</i>   |
| R\$              | <i>Reais</i>   |
| RS               | <i>Rio Grande do Sul</i>   |
| SECI             | Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional                            |
| SECCI            | Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático                            |
| SIN              | Sistema Interconectado Nacional  |
| tCO <sub>2</sub> | Toneladas de Dióxido de Carbono  |
| TIRE             | Tasa Interna de Retorno Económico  |
| UG               | Unidad Generadora  |

**RESUMEN DEL PROYECTO**  
**BRASIL**  
**PROGRAMA PRÓ-ENERGÍA RS GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**  
**BR-L1303**

| Términos y condiciones financieras  |                               |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
|---|-------------------------------|---|--|-------------------------------|----|---------------------|-------|-------------------------------|---|---------------------------|---|---|----|-------------------------|-----------------|-----------------------------|----|------------------------------|-------------------------------|
| <b>Prestatario:</b> <i>Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT)</i><br><b>Garantes:</b> <i>República Federativa do Brasil y Estado de Rio Grande do Sul</i><br><b>Organismo ejecutor:</b> CEEE-GT  |                               | <b>Facilidad de Financiamiento Flexible*</b><br><table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;"><b>Plazo de amortización:</b></td> <td style="text-align: center;">25</td> </tr> <tr> <td><b>VPP Original</b></td> <td style="text-align: center;">14,75</td> </tr> <tr> <td><b>Período de desembolso:</b></td> <td style="text-align: center;">4</td> </tr> <tr> <td><b>Período de gracia:</b></td> <td style="text-align: center;">4</td> </tr> <tr> <td><b>Comisión de inspección y vigilancia:</b></td> <td style="text-align: center;">**</td> </tr> <tr> <td><b>Tasa de interés:</b></td> <td style="text-align: center;">Basado en LIBOR</td> </tr> <tr> <td><b>Comisión de crédito:</b></td> <td style="text-align: center;">**</td> </tr> <tr> <td><b>Moneda de aprobación:</b></td> <td style="text-align: center;">Dólares del Capital Ordinario</td> </tr> </table> |  | <b>Plazo de amortización:</b> | 25 | <b>VPP Original</b> | 14,75 | <b>Período de desembolso:</b> | 4 | <b>Período de gracia:</b> | 4 | <b>Comisión de inspección y vigilancia:</b> | ** | <b>Tasa de interés:</b> | Basado en LIBOR | <b>Comisión de crédito:</b> | ** | <b>Moneda de aprobación:</b> | Dólares del Capital Ordinario |
| <b>Plazo de amortización:</b>   | 25                            |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>VPP Original</b>   | 14,75                         |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Período de desembolso:</b>   | 4                             |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Período de gracia:</b>   | 4                             |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Comisión de inspección y vigilancia:</b>   | **                            |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Tasa de interés:</b>   | Basado en LIBOR               |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Comisión de crédito:</b>   | **                            |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Moneda de aprobación:</b>  | Dólares del Capital Ordinario |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Fuente</b>   | <b>Monto</b>                  |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>BID (CO)</b>   | US\$88.655.996                |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Aporte Local</b>   | US\$59.103.957                |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <b>Total</b>  | US\$147.759.953               |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| Esquema del Proyecto  |                               |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <p><b>Objetivo del proyecto:</b> El <u>objetivo general</u> del Programa es ampliar, rehabilitar y modernizar la infraestructura de generación y transmisión de la CEEE-GT para mejorar la confiabilidad del servicio y, atender la demanda creciente de energía eléctrica. El Programa de inversiones ayudará a garantizar la construcción de la infraestructura eléctrica necesaria para soportar el incremento de demanda previsto que incluye la realización del Mundial de Fútbol 2014.</p> <p>El Programa tiene como <u>objetivos específicos</u>: i) aumentar la generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables; ii) recuperar la capacidad de generación de energía eléctrica; iii) aumentar la vida útil de las Centrales Hidroeléctricas (CHs); iv) aumentar la disponibilidad y reducir los costos y el periodo de mantenimiento de las CHs; v) ampliar el sistema de transmisión para atender la demanda actual y futura; y vi) mejorar los niveles de carga y tensión del sistema de transmisión de la CEEE-GT.</p> <p><b>Condiciones contractuales especiales:</b></p> <p><u>Condiciones especiales previas al primer desembolso:</u> i) la demostración presupuestal por parte de la CEEE-GT de los recursos necesarios para llevar a cabo los aportes de contrapartida para el primer año. (ver ¶3.3); y ii) presentación por parte de la CEEE-GT de un Plan Operativo Anual (POA) para el primer año (ver ¶3.4).</p> <p><u>Condiciones especiales de ejecución:</u> i) Ambiental y Social. CEEE-GT deberá cumplir con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) e implementar las acciones como previstas en el Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad (PAASS). El Banco verificará semestralmente, hasta finalizar la ejecución de las obras, el cumplimiento de las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el IGAS. Al finalizar las obras, Banco y CEEE-GT establecerán de común acuerdo la frecuencia de dichas verificaciones (ver ¶3.6); ii) Gestión Fiduciaria. La CEEE-GT deberá preparar un manual simplificado de las operaciones referentes al Programa, en un plazo de 3 meses a partir de la firma del contrato de préstamo (ver ¶3.6); iii) durante la ejecución del Programa, en caso de que el margen EBITDA sea inferior a las cifras presentadas en ¶2.23, la CEEE-GT presentará al BID un plan de acción que identifique las causas de las desviaciones, las medidas de gestión o financieras que se adoptarán y su cronograma, para recuperar las condiciones de mejora de dicho margen (ver ¶3.6); y iv) durante la ejecución del Programa, la CEEE-GT presentará un informe financiero anual y una actualización de las proyecciones a diez años (ver ¶3.6).</p> <p><b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna.</p> |                               |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |
| <p><b>El proyecto califica como:</b></p> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>SEQ <input type="checkbox"/></span> <span>PTI <input type="checkbox"/></span> <span>Sector <input type="checkbox"/></span> <span>Geográfica <input type="checkbox"/></span> <span>% de beneficiarios <input type="checkbox"/></span> </div>   |                               |   |  |                               |    |                     |       |                               |   |                           |   |   |    |                         |                 |                             |    |                              |                               |

(\*) Bajo la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1), el prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones al calendario de amortización, así como conversiones de moneda y de tipo de interés, con sujeción en todos los casos a la fecha de amortización final y la VPP original. Al considerar esas solicitudes, el Banco tendrá en cuenta las condiciones de mercado, así como consideraciones operacionales y de gestión de riesgos.

(\*\*) La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes. En ningún caso la comisión de crédito podrá exceder del 0,75% ni la comisión de inspección y vigilancia exceder, en un semestre determinado, lo que resulte de aplicar el 1% al monto del financiamiento, dividido por el número de semestres comprendido en el plazo original de desembolsos.

## I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, problemática y justificación

- 1.1 **Antecedentes.** En Brasil, el consumo de energía eléctrica en 2011 fue de 430.106 Gigavatios hora (GWh), frente a 415.277 GWh en 2010, representando un aumento de 3,6%<sup>1</sup>, y se estima que la demanda de energía eléctrica en la red básica crecerá a una tasa promedio de 4,5% por año entre el 2012 y 2021. En particular, en la región Sur de Brasil, el consumo de energía eléctrica del *Estado de Río Grande do Sul* (RS) en 2011, presentó un crecimiento anual de 5,9%, respecto a 2010, debido principalmente al crecimiento del área industrial y las proyecciones indican que la demanda de energía eléctrica en RS crecerá a una tasa promedio de 3,7% hasta el 2020<sup>2,3</sup>.
- 1.2 Es así que una de las principales compañías eléctricas de generación y transmisión de energía eléctrica en el Estado de RS, la *Companhia Estadual de Geração y Transmissão de Energia Elétrica* (CEEE-GT)<sup>4</sup>, necesita ampliar y modernizar su capacidad instalada para poder suministrar confiablemente las necesidades del mercado. La infraestructura de la región Sur (donde se encuentra la CEEE-GT), juega un papel importante en la optimización de energía con la región Sudeste (*São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, y Espírito Santo*)<sup>5</sup>, que concentra 61% de la demanda de energía eléctrica de Brasil.
- 1.3 **CEEE-GT** pertenece al Grupo CEEE y opera como concesionaria en las áreas de generación y transmisión de energía eléctrica en RS. En el subsector de generación, la CEEE-GT tiene 15 Centrales Hidroeléctricas (CH) en RS, con una capacidad instalada de 910 Megavatios (MW). Adicionalmente, la CEEE-GT tiene participación minoritaria en varias otras CHs (*Machadinho, Dona Francisca y Campos Novos*, entre otros)<sup>6</sup> agregando cerca de 342 MW adicionales de capacidad de generación, para un total de 1.252 MW. La energía producida representa cerca del 30% de la demanda exigida por RS.
- 1.4 En el subsector de transmisión, la CEEE-GT es responsable por la mayoría de las instalaciones que componen la red básica de transmisión del RS, viabilizando el transporte y suministro de energía a las 3 concesionarias de distribución que operan en RS<sup>7</sup> y a potenciales consumidores libres e productores independientes de energía eléctrica. El sistema de transmisión cumple un papel estratégico conectando las plantas generadoras en RS al Sistema Interconectado Nacional

<sup>1</sup> El crecimiento del consumo de energía eléctrica en los últimos 10 años fue de 51,8%.

<sup>2</sup> Datos de la *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE).

<sup>3</sup> Estas proyecciones de demanda son la base para la elaboración del Plan de Ampliaciones y Refuerzos (PAR) en las áreas de generación y transmisión elaborado anualmente por el Operador Nacional del Sistema (ONS) con la participación de los diferentes agentes del sector: transmisión, generación, distribución y consumidores libres, para garantizar la confiabilidad del sistema.

<sup>4</sup> Los principales accionistas de la CEEE-GT son: (i) el Gobierno del RS con 65,92%; y (ii) *Eletrobras* con 32,59%, el restante (1,49%) corresponde a accionistas minoritarios.

<sup>5</sup> Las regiones Sudeste y Sur concentran respectivamente 61% y 17% del consumo de energía eléctrica de Brasil.

<sup>6</sup> El BID participó en el financiamiento de la CH *Dona Francisca* y la CH *Campos Novos*.

<sup>7</sup> Las 3 concesionarias de distribución que operan en RS son: (i) *Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica*; (ii) *AES Sul Distribuidora de Energia S.A.*; y (iii) *Rio Grande Energia S.A.*

(SIN). El sistema de transmisión de la CEEE-GT incluye 62 subestaciones con 8.237 Megavoltio Amperios (MVA) de capacidad de transformación instalada y 6.056 kilómetros (km) de líneas de transmisión que operan en tensiones de 230, 138 kilovoltios (kV) y 69 kV, abarcando casi la totalidad del territorio de RS.

- 1.5 **Problemática. Generación.** Un mercado en el cual aproximadamente 75% de la generación eléctrica proviene de hidroeléctricas, y donde se estima que la demanda de energía eléctrica crecerá 4,5% anual entre 2012 y 2021, con una demanda pico durante el Mundial de Fútbol 2014 y los Juegos Olímpicos de Río de Janeiro 2016, ha llevado a las concesionarias y productoras de energía a ampliar plantas existentes para aprovechar en mayor escala el potencial hidroeléctrico del lugar, y a rehabilitar y modernizar la operación de sus plantas hidroeléctricas más antiguas en búsqueda de reducción de paradas no programadas que ocasionan indisponibilidad y pérdidas de ingresos para el sistema<sup>8</sup>.
- 1.6 **Potencial hidroeléctrico sin aprovechar.** La CEEE-GT cuenta con 11 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), entre las cuales se encuentra la PCH *Ijuizinho* de 1 MW, pequeña central de pasada (sin embalse) localizada en el Río *Ijuizinho*, en RS que entró en servicio en 1950. Según estudios del potencial de la cuenca<sup>9</sup>, el potencial hidroeléctrico del lugar no está siendo utilizado eficientemente y se recomienda la expansión de dicha PCH de 1 MW a 15 MW, pasando a llamarse PCH *Ijuizinho II*.
- 1.7 **Reducción de la confiabilidad de centrales hidroeléctricas.** La capacidad instalada de generación hidroeléctrica de la CEEE-GT presenta una edad (de operación comercial) superior a 30 años, con lo cual ha completado su vida útil técnica. Debido al deterioro de los equipos por uso, la eficiencia de los mismos se va reduciendo progresivamente y las paradas para mantenimiento preventivo y correctivo se hacen cada vez más frecuentes, largas y costosas. Esto conduce a una reducción de la potencia máxima que las plantas pueden ofrecer y a una reducción de la cantidad de energía producida anualmente. Por otra parte, la reducida confiabilidad perjudica financieramente a la CEEE-GT debido a los mayores costos de operación y mantenimiento y a una mayor compra de energía en el mercado de corto plazo (con precios más altos) para atender sus contratos de venta de energía.
- 1.8 En particular, se busca rehabilitar y modernizar las CH *Itaúba* y CH *Passo Real* que fueron construidas y entraron en operación hace más de 30 años y están

<sup>8</sup> Hay estudios que demuestran que las intervenciones contempladas bajo el Programa serán efectivas: (i) *Projeto básico do aproveitamento Hidrelétrico Ijuizinho II*; (ii) Rehabilitación de Hidroeléctricas en Latinoamérica. BID - Manuel Nogueira; (iii) *Fundamentos para a modernização de hidroelétricas*. Alstom; (iv) *Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços*. ONS; y (v) *Estudos para licitação da expansão da transmissão*, EPE. A su vez experiencias em Brasil, respaldan la efectividad de este tipo de programas: (i) Rehabilitación de la CH Jupia, con una ganancia en potencia real de 28 MW (18%) (Ver: Veiga, J.R.C., Cermann, C. *Repotenciação de Usinas Hidrelétricas: uma avaliação a partir de três estudos de caso*. Revista Brasileira de Energia, Vol. 9, nº 1. SBPE); y (ii) La rehabilitación de las CH Luiz Carlos Barreto (1050 MW) and Furnas (1216 MW), financiadas por el BID (BR-L1278; 2549/OC-BR) y actualmente en ejecución.

<sup>9</sup> *Relatório Inventário Ijuí* preparado por la CEEE-GT.

localizadas en *Río Jacuí*, en RS<sup>10</sup>: (i) CH *Itaúba*, tiene una capacidad instalada de 500 MW (4 unidades generadoras de 125 MW cada una) y entró en operación en 1978; y (ii) CH *Passo Real*, tiene una capacidad instalada de 158 MW (2 unidades generadoras de 79 MW cada una) y entró en operación comercial en 1973. El índice de disponibilidad de las CHs *Itaúba* y *Passo Real* han presentado una tendencia a la baja entre 2007 y 2011, pasando de 98,6% a 92,6%, en el caso de la CH *Itaúba* y de 99,1% a 93,3% en el caso de la CH *Passo Real*<sup>11</sup>. Asimismo, la tasa equivalente de indisponibilidad forzada de la CH *Itaúba* ha incrementado de 0,74% a 1,49%, en el mismo período<sup>12</sup>. La necesidad de rehabilitación resulta inminente frente al impacto directo en los ingresos de la CEEE-GT por la reducción de la energía asegurada de las CHs, la cual es función directa del índice de disponibilidad<sup>13</sup>.

- 1.9 **Red de transmisión sobrecargada.** El constante incremento en la demanda (ver ¶1.1) ha llevado a que las subestaciones y transformadores operen con niveles de carga elevados y en algunos casos por encima de su capacidad nominal o sobrecarga de forma continua, reduciendo la flexibilidad de la operación del sistema ante una falla. Esta inflexibilidad hace que resulte poco probable poder suplir al sistema desde otra fuente, resultando en un tiempo mayor de reposición del servicio. En el 2011, las subestaciones transformadoras que hacen parte del Programa entraron en régimen de sobrecarga operando a niveles de 95% y 127%, muy por encima de lo recomendable técnicamente<sup>14</sup>. Esto produce un incremento de las pérdidas técnicas y reduce la vida útil de los activos que sumadas a la edad de operación de líneas y subestaciones, impactan la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, incumple los niveles de confiabilidad exigidos por la *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) y reduce la vida de los activos. El 2011, la CEEE-GT tuvo descuentos de sus ingresos anuales permitidos por indisponibilidad de las líneas y subestaciones de R\$3 millones, lo cual impacta negativamente sus resultados financieros.
- 1.10 Lo anterior, se traduce en la necesidad de realizar obras de rehabilitación, ampliación y modernización de la infraestructura en generación y transmisión de energía eléctrica del país que garanticen el suministro confiable del servicio eléctrico. Dentro de este contexto, surge el *Programa de Expansão e Modernização* del Sistema de Generación y Transmisión de la CEEE-GT o Pró-Energía RS Generación y Transmisión (el Programa).
- 1.11 **Justificación.** El plan estratégico de Brasil busca garantizar el suministro de energía y expandir la generación basada en fuentes renovables. Como tal, el proyecto PCH *Ijuizinho II* (Componente I ¶1.20) busca la ampliación de una PCH de 1 MW a 15 MW. Este incremento en la capacidad instalada permitirá

<sup>10</sup> La CHs *Itaúba* y *Passo Real* pertenecen al Complejo Hidroeléctrico de la cuenca del *Rio Jacuí*, integrado por 5 CHs y 6 PCHs.

<sup>11</sup> Ver Índice de Disponibilidad CHs *Itaúba* y *Passo Real* (2007-2011) en enlaces electrónicos.

<sup>12</sup> Valor calculado por el ONS. *lano Anual da Operação Energética - PEN 2011*.

<sup>13</sup> Ver Análisis Técnico del Programa en enlaces electrónicos.

<sup>14</sup> El porcentaje de carga recomendable es 80%. Para 2016, sin ampliación de las subestaciones, éstas presentarían sobrecarga operando a niveles de 136% y 159%, valores inadmisibles en una operación normal.

hacer uso más eficiente del recurso natural y contribuir con nueva generación renovable para apoyar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica<sup>15</sup>.

- 1.12 A su vez, la mejora de las condiciones de operación de las CHs *Itaúba* y *Passo Real* (Componente II ¶1.21) es de vital importancia para garantizar su suministro de energía y la conservación de dichas fuentes renovables. Los bajos costos de inversión y altos retornos, estimados en 20% hasta 30% del costo de una CH nueva y sin impactos ambientales y sociales hacen que la rehabilitación de CHs sea considerado como una de las mejores inversiones para mantener el suministro en el sector. Al asegurar la disponibilidad y eficiencia de las plantas, se desplaza el consumo de combustible fósil para la generación de electricidad.
- 1.13 Por otro lado, la optimización y ampliación de la red de transmisión (Componente III ¶1.21) de la CEEE-GT mejorará los niveles de carga existentes y agregará capacidad de transporte de energía suficiente para atender el crecimiento de la demanda, en línea con el PAR para aumentar la confiabilidad del SIN, beneficiando a toda la población brasileña en general.
- 1.14 **Estrategia del País.** El Plan Decenal de Energía de Brasil estima que la demanda de energía eléctrica crecerá a un promedio de 4,5% por año entre el 2012 y el 2021<sup>16</sup>. También se prevé un aumento de la demanda de energía debido a la construcción y uso de instalaciones para el Mundial de Fútbol 2014 y los Juegos Olímpicos de Río de Janeiro 2016.
- 1.15 Asimismo, el *Programa para Aceleração do Crescimento* (PAC) de Brasil identifica inversiones estratégicas durante los próximos años en: (i) generación; (ii) transmisión eléctrica (expansión, interconexiones y refuerzos); y (iii) programas de eficiencia energética (EE)<sup>17</sup>. En este sentido, el Programa propuesto hace parte de las inversiones estratégicas de Brasil.
- 1.16 **Estrategia del Banco con el País.** El Programa es consistente con las prioridades establecidas en la Estrategia del Banco Interamericano de Desarrollo (BID o Banco) con Brasil 2012-2014 (GN-2662-1), específicamente con los objetivos sectoriales de contribuir, ampliar, recuperar y conservar la capacidad de generación y la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica y complementa los esfuerzos del BID en el sector. El BID aprobó: (i) en febrero 2012, un préstamo de US\$130,6 millones para la expansión y modernización del sistema de distribución de energía eléctrica de la CEEE-D que se encuentra en proceso de firma; y (ii) en julio 2011, un préstamo de US\$128,7 millones para la rehabilitación de dos CH de *Furnas* que se encuentra en ejecución.
- 1.17 **GCI-9.** El Programa se encuadra dentro de las metas del Noveno Aumento General de Capital del Banco (GCI-9) bajo el pilar de Cambio Climático, Energía Sostenible y Renovable debido a que contribuye a la generación eléctrica por medio de fuentes renovables y la reducción de emisión de Gases Efecto

<sup>15</sup> La energía generada por la PCH será vendida en el Ambiente de Contratación Libre (ACL).

<sup>16</sup> Dato de EPE. Ver <http://www.epe.gov.br>.

<sup>17</sup> Ver <http://www.brasil.gov.br/pac>.

Invernadero (GEI). Se estima que el Programa contribuirá a la reducción de 15.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año<sup>18</sup>.

## **B. Objetivo, Componentes y Costo**

- 1.18 El objetivo general del Programa es ampliar, rehabilitar y modernizar la infraestructura de generación y transmisión de la CEEE-GT para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio y, atender la demanda creciente de energía eléctrica. El Programa de inversiones ayudará a garantizar la construcción de la infraestructura eléctrica necesaria para responder al incremento de demanda previsto que incluye la realización del Mundial de Fútbol 2014.
- 1.19 El Programa tiene como objetivos específicos: (i) aumentar la generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables; (ii) recuperar la capacidad de generación de energía eléctrica; (iii) aumentar la vida útil de las CHs; (iv) aumentar la disponibilidad y reducir los costos y el periodo de mantenimiento de las CHs; (v) ampliar el sistema de transmisión para atender la demanda actual y futura; y (vi) mejorar los niveles de carga y tensión del sistema de transmisión de la CEEE-GT. El programa propuesto incluye los siguientes componentes.
- 1.20 **Componente I: Ampliación de la PCH Ijuizinho II (US\$34.654.153).** El componente incluye: (i) construcción de un embalse de aproximadamente 0,61 km<sup>2</sup> y el aumento de altura estimada en 8 metros; (ii) instalación de tres turbinas de 5 MW cada una; y (iii) construcción de la subestación y la línea de transmisión de aproximadamente 6 km entre la PCH y el punto de conexión a la red de transmisión.
- 1.21 **Componente II: Rehabilitación y Modernización de la CH Itaúba y CH Passo Real (US\$32.587.689).** El componente incluye: (i) rehabilitación de la Unidad Generadora (UG) 4 de la CH Itaúba y de la UG 2 de la CH Passo Real; y (ii) modernización de los sistemas de control para reducir mantenimientos y mejorar la coordinación de protección de las UG con la de las líneas de transmisión.
- 1.22 **Componente III: Ampliación y adecuación de la red de transmisión (US\$70.630.158).** El componente incluye: (i) ampliación y adecuación de aproximadamente 13 subestaciones transformadoras de Alta Tensión y Media Tensión (AT/MT), para aumentar la capacidad y la confiabilidad de las redes e independizar equipos que hoy se encuentran conectados en forma directa; (ii) recableado y seccionamiento de líneas de 138 kV y 230 kV, para ampliar la capacidad de esos subsistemas y cambiar conductores que han sobrepasado sus vidas útiles; y (iii) instalación de capacitadores en diferentes puntos de la red de transmisión y un reactor, con el objetivo de ampliar la capacidad de transporte de la red, sosteniendo los niveles de tensión.
- 1.23 **Componente IV. Ingeniería y Administración (US\$2.500.000).** Este componente apoyará la ejecución del Programa mediante recursos para realizar

<sup>18</sup>

Reducción de emisiones asociada a la recuperación de generación hidroeléctrica limpia con un factor de emisión promedio de 0,20 toneladas CO<sub>2</sub>/GWh, similar al factor de emisión estimado para las plantas de energía que operan conectadas al SIN.

actividades relacionadas con ingeniería y supervisión del Programa, incluyendo el monitoreo ambiental, así como auditoría y evaluación.

### C. Matriz de Resultados con Indicadores

- 1.24 El Programa cuenta con una Matriz de Resultados (ver Anexo II) que presenta indicadores de impacto, resultado y producto para contribuir a la evaluación del Programa. Los indicadores incluyen líneas de base, metas intermedias y finales y han sido analizados y acordados con CEEE-GT quien contribuirá para la verificación de los mismos.

### D. Costo y Financiamiento

- 1.25 El costo del Programa es de US\$147.759.953 a ser financiado por: (i) BID a través de un préstamo de inversión de US\$88.655.996 (60%); y (ii) CEEE-GT con recursos provenientes de un préstamo de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) por US\$59.103.957 (40%), aprobado por su Directorio en abril 2012.

**Cuadro 1. Costos y Financiamiento (US\$)**

| No       | Conceptos<br>Descripción                               | Financiamiento    |                   |                    |
|----------|--|-------------------|-------------------|--------------------|
|          |  | BID               | Contraparte       | Total              |
| <b>1</b> | <b>Costos Directos</b>                                 | <b>78.768.043</b> | <b>59.103.957</b> | <b>137.872.000</b> |
| 1.1      | Ampliación PCH <i>Ijuizinho II</i>                     | 34.654.153        | --                | 34.654.153         |
| 1.2      | Rehabilitación CH <i>Itaúba</i> y CH <i>Passo Real</i> | --                | 32.587.689        | 32.587.689         |
| 1.3      | Ampliación y adecuación de la red de transmisión       | 44.113.890        | 26.516.268        | 70.630.158         |
| <b>2</b> | <b>Contingencias</b>                                   | <b>7.387.953</b>  | <b>--</b>         | <b>7.387.953</b>   |
| <b>3</b> | <b>Ingeniería, Administración y Auditoría</b>          | <b>2.500.000</b>  | <b>--</b>         | <b>2.500.000</b>   |
| 3.1      | Ingeniería y Administración                            | 2.077.000         | --                | 2.077.000          |
| 3.2      | Auditoría Externa                                      | 223.000           | --                | 223.000            |
| 3.3      | Evaluación Medio Término y Final                       | 200.000           | --                | 200.000            |
|          | <b>Total del Programa</b>                              | <b>88.655.996</b> | <b>59.103.957</b> | <b>147.759.953</b> |
|          | <b>Porcentaje de participación</b>                     | <b>60%</b>        | <b>40%</b>        | <b>100%</b>        |

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Estructura de Financiamiento

- 2.1 El Programa será financiado bajo la modalidad de préstamo de inversión y contará con: (i) garantía soberana de la República Federativa do Brasil por las obligaciones financieras de la CEEE-GT; y (ii) garantía del RS, accionista mayoritario de la CEEE-GT, en lo que respecta a la contrapartida y a las obligaciones de ejecución del Programa de la CEEE-GT.
- 2.2 El financiamiento del BID cubrirá el 60% de los costos del Programa y la CEEE-GT está negociando un préstamo con la AFD para cofinanciar el 40% restante del programa (ver ¶3.3).

### B. Riesgos Principales y Medidas de Mitigación

#### 1. Riesgo Institucional y Fiduciario

- 2.3 La ejecución del Programa será realizada por la CEEE-GT, utilizando su estructura organizacional y sistemas de gestión fiduciarios. Durante la preparación de la operación se efectuó un análisis institucional y fiduciario de la CEEE-GT mediante la aplicación del Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional

(SECI)<sup>19</sup>, el cual indicó que el sistema fiduciario y de control externo e interno de la CEEE-GT presenta un desarrollo satisfactorio y un nivel de riesgo bajo.

- 2.4 A pesar de la adecuada estructura organizacional y fiduciaria, para facilitar la ejecución del Programa se contará con un Grupo Coordinador del Programa (GCP), el cual funcionará como un grupo de trabajo (ver ¶3.1), dentro de la misma compañía integrado por personal de la misma, la cual no implicará costos adicionales a la CEEE-GT.

## **2. Riesgo de renovación de concesión**

- 2.5 En el 2015, la CEEE-GT, al igual que otras compañías de generación y transmisión de energía eléctrica en Brasil, está expuesta al riesgo de renovación de la concesión de 45% de sus activos de generación y del 96% de sus activos de transmisión. En general, en Brasil, entre 2015 y 2017, expiran las concesiones de 67 hidroeléctricas equivalentes a 18.200 MW (aproximadamente 20% de la capacidad de generación del país) y 73.000 km de líneas de transmisión (más de 50% de las líneas actualmente en operación)<sup>20</sup>.
- 2.6 Según la legislación actual, estas concesiones no pueden renovarse y deberían pasar nuevamente a manos del Gobierno de Brasil (GdB) para que sean relicitadas. Sin embargo, han sido presentadas y están tramitando en el Congreso Nacional Brasileño proyectos de ley y un proyecto de enmienda constitucional que podrían permitir al GdB renovar la concesión de CEEE-GT y de las otras empresas u otorgarles nuevas concesiones sin necesidad de realización de licitación, (Proyecto de Ley No. 7.068/2010 y Proyecto de Enmienda Constitucional No. 453/2009).
- 2.7 Sin perjuicio de ello, este riesgo se mitiga pues: (i) la ejecución del Programa se completará durante la vigencia de la actual concesión lo que permitirá realizar las inversiones previstas bajo el Programa con anterioridad a la finalización de la concesión (ver Cuadro 2); (ii) el marco legal vigente prevé mecanismos de compensación (pago de terminación del concedente al concesionario de los activos no amortizados) en caso de terminación; y (iii) la CEEE-GT cuenta con un crédito de la Cuenta de Resultados a Compensar (CRC) por el valor de R\$1,15 mil millones equivalente a US\$577 millones el cual deberá ser liquidado integralmente al término de la concesión como establecido por Ley No. 8.724/1993, (ii) y (iii) mitigan el riesgo de repago en caso de terminación de la concesión.

## **3. Riesgos Ambientales y Sociales**

- 2.8 Los proyectos incluidos en el Programa involucran la rehabilitación, modernización y/o expansión de unidades existentes, serán ejecutados de manera dispersa en el tiempo e individualmente no serán de elevada magnitud. Además, los trabajos se desarrollarán lejos de áreas de conservación o indígenas y la compra de terrenos o de derecho de uso se hace de manera amigable. Por lo

<sup>19</sup> Realizado en base a la Política de Gestión Financiera para proyectos financiados por el BID (OP-273-1) y su Guía Operacional (OP-274-1).

<sup>20</sup> 37 de las 64 concesiones de distribución eléctrica presentan el riesgo de renovación de sus concesiones.

anterior y de acuerdo a la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (GN-2208-20 y OP-703) del Banco, la presente operación fue catalogada como Categoría “B”.

- 2.9 Durante el diseño del Programa, la CEEE-GT preparó un Informe de Análisis Ambiental<sup>21</sup>. Posteriormente, el Banco preparó el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) que indica que los principales impactos negativos potenciales estarán asociados a: (i) la expansión de la PCH *Ijuizinho II* por la expansión del embalse y potenciales impactos en el flujo de aguas abajo de la presa; (ii) interferencia con la vegetación e erosión del suelo; (iii) emisiones de ruido y polvo; (iv) residuos sólidos no manejados adecuadamente; (v) derrames de aceite; (vi) interferencias con el día a día de las poblaciones locales debido a la circulación de vehículos de las obras; y (vii) riesgos de accidentes con los trabajadores. Estos impactos serán localizados y temporales, y además serán mitigados con los procedimientos de manejo ambiental adoptados por CEEE-GT. En lo relacionado a otras actividades de la CEEE-GT, no se identificó ninguna situación que pueda representar un riesgo relevante para el BID.
- 2.10 Los impactos positivos del Programa serán la generación de empleo y combate al cambio climático. Se estima que el Programa generará alrededor de 1.500 a 1.600 empleos directos durante la construcción (una gran parte a ser contratada en las comunidades locales) y la expansión de la PCH *Ijuizinho II* evitará la emisión de cerca de 15.000 tCO<sub>2</sub>/año.
- 2.11 El análisis ambiental y social no ha identificado ningún factor que represente un riesgo para la sostenibilidad ambiental del Programa propuesto. Sin embargo, el Equipo de Proyecto identificó algunos aspectos que pueden ser mejorados en la capacidad de manejo de los temas ambientales, sociales y de salud y seguridad del Programa y de la CEEE-GT, los cuales son establecidos en el Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad (PAASS) (adjunto al IGAS), el cual tiene en cuenta las recomendaciones del IGAS y acordadas con CEEE-GT. La CEEE-GT tendrá la responsabilidad de supervisar la gestión ambiental y social del Programa, y cuenta con procedimientos y medidas de controles para mitigar los riesgos ambientales, sociales, de salud y seguridad asociados a un Programa de esta naturaleza y a sus otras actividades en general.

#### **4. Riesgo de Construcción**

- 2.12 La CEEE-GT cuenta con más de 50 años de experiencia en el sector y en la construcción y supervisión de obras similares a las previstas en el Programa. Así también, la CEEE-GT cuenta con buenos métodos de gestión y una sólida capacidad operativa para la ejecución de las obras del Programa.
- 2.13 Ampliación de la PCH *Ijuizinho II*. El diseño básico ha sido realizado conforme normativas técnicas, ambientales y exigencias y especificaciones de ANEEL y fue revisado por el ingeniero independiente del Banco quien encontró que es adecuado para los trabajos y servicios que necesitan ser realizados. Asimismo, el ingeniero independiente encontró que la CEEE-GT ha desarrollado

<sup>21</sup> El informe ha sido publicado de acuerdo con la Política de Acceso a la Información del BID (OP-102).

- adecuadamente las distintas etapas de los estudios hidrológicos y geológicos con equipos interdisciplinarios de distintos organismos.
- 2.14 CEEE-GT prevé realizar las obras en 2 años y se considera que el cronograma pueda cumplirse en la medida que la CEEE-GT seleccione adecuadamente al contratista y que haya una adecuada supervisión de las obras. Las obras para la ampliación de la PCH serán realizadas en modalidad de “llave en mano” de ingeniería, adquisición y construcción con precio y plazos fijos. El contrato será revisado antes de la licitación para asegurar que los riesgos están adecuadamente distribuidos y que contiene mecanismos adecuados de mitigación de riesgos (retrasos, incumplimientos, entre otros) y mecanismos de pruebas y aceptación. La licitación se realizará cuando se consigan las licencias ambientales pendientes<sup>22</sup>, estimadas para fines del 2012. El costo de la PCH, estimado en US\$2,4 millones per MW instalado, se ubica en un rango medio para una PCH.
- 2.15 Rehabilitación de CH Itaúba y CH Passo Real. El ingeniero independiente contratado por el BID revisó las especificaciones técnicas preparadas por la CEEE-GT para la rehabilitación y modernización de las UG4 y UG2 de la CH Itaúba y CH Passo Real, respectivamente, y encontró que son adecuadas para los trabajos y servicios que necesitan ser realizados<sup>23</sup>.
- 2.16 Las obras fueron licitadas bajo la Ley 8666<sup>24</sup> y serán realizadas por el *Consortio Itaúba/Passo Real* (CONIPAR) integrado por *Andritz Hydro Inepar do Brasil S.A.* (Andritz)<sup>25</sup> y *MRA Produtos e Servicos Ltda.* (MRA). Andritz es una empresa líder mundial con vasta experiencia en obras hidroeléctricas de toda magnitud. El contrato es “llave en mano” de ingeniería, adquisición y construcción con precio y plazo fijo<sup>26</sup>. El valor de dicho contrato es de R\$58,7 millones, el cual es razonable y de mercado para la magnitud de las reparaciones y mejoras de cada UG. Según contrato, CONIPAR otorgará una garantía de ejecución de R\$10,2 millones. El plazo de cada rehabilitación es de dos años, lo cual es adecuado.
- 2.17 Transmisión. El programa comprende obras estándar de ingeniería, sobre terrenos ya utilizados para los mismos fines por lo que el riesgo técnico se considera mínimo. Los requerimientos del programa de transmisión resultan adecuados a las necesidades y comprende en todos los casos la ampliación y/o adecuación de instalaciones existentes (no se proponen obras nuevas). La construcción de las obras del programa de transmisión, incluyendo la ingeniería de detalle, se desarrolla con mano de obra especializada contratada utilizando un esquema de licitación con precio fijo. Los costos de inversión del Programa han sido

<sup>22</sup> Existe el riesgo de atraso en la licitación y comienzo de las obras en función de la demora en la obtención de licencias ambientales y de la autorización de ANEEL para las obras.

<sup>23</sup> Ver informe final de Ingeniería: Transmisión y Generación en enlaces electrónicos.

<sup>24</sup> Estas obras serán financiadas con recursos de contrapartida local.

<sup>25</sup> Andritz Hydro, parte del Grupo Andritz AG de Austria, es uno de los principales suministradores a nivel mundial de equipos electromecánicos y servicios para centrales hidroeléctricas y cuenta con más de 170 años de experiencia. En 2008, se crea Andritz Hydro Inepar do Brasil S/A con la adquisición por Andritz de las acciones de GE Hydro Inepar Brasil.

<sup>26</sup> La modalidad de precio y plazo fijo traslada al contratista los costos adicionales ocasionados por retrasos u otros aspectos no contemplados en la licitación, con la salvedad de los casos de fuerza mayor.

definidos con base en proyectos similares desarrollados por la empresa recientemente.

2.18 Como resultado de lo anterior, se considera que el riesgo de construcción es reducido en vista de: (i) la experiencia de la CEEE-GT; (ii) las obras previstas no son complejas;<sup>27</sup> (iii) las obras han sido desarrolladas considerando las conclusiones presentadas por ONS y EPE para la expansión de la generación y de la red básica de transmisión; (iv) las obras propuestas siguen los procedimientos correspondientes a las buenas prácticas de planificación e ingeniería, sustentados en normas técnicas brasileras e internacionales; (v) los equipos que se proveerán son estándar y no requieren capacidades ni equipos especiales; (vi) los costos presupuestados son consistentes con los del mercado; y (vii) el cronograma propuesto es compatible con las diferentes obras.

2.19 **Riesgo de Operación y Mantenimiento.** Las inversiones a ejecutar están destinadas a incrementar la confiabilidad del sistema de generación y transmisión disminuyendo los costos de mantenimiento correctivo. Esto generará recursos necesarios para un adecuado mantenimiento preventivo del sistema de la CEEE-GT, lo cual es menos costoso.

## 5. Riesgo Financiero

2.20 La CEEE-GT muestra un crecimiento sostenido de ingresos operacionales netos debido a aumento en las ventas, precios, y el ajuste de la *Receita Anual Permitida* (RAP). En el 2011 los ingresos operacionales netos aumentaron 3% en comparación con el 2010 alcanzando R\$763 millones. Los gastos operativos muestran una disminución de 6% como resultado de la implementación en el 2011 de un plan de recuperación financiera<sup>28</sup> enfocado principalmente a la reducción de los costos operativos relacionados a personal, judiciales y multas. Como resultado, la CEEE-GT muestra una mejora de sus márgenes operativos como lo demuestra el margen operativo y el margen de Ganancias antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización (margen EBITDA) de 14% y 22%<sup>29</sup> respectivamente en el 2011, eliminando la tendencia a la baja observada en el 2010. A diciembre del 2011, la CEEE-GT tuvo ganancias de R\$88 millones reflejando una reducción de 42% con relación al 2010 debido a un pago extraordinario por un litigio social de R\$101 millones. La CEEE-GT tiene buenos niveles de generación de caja operacional alcanzando R\$133 millones en 2011.

2.21 A diciembre 2011, la CEEE-GT presentaba activos totales de R\$3,8 mil millones, pasivo de R\$1,76 mil millones y capital propio de R\$1,9 mil millones, representando 50% del total de activos. El ratio de apalancamiento (deuda neta/capital) se situó a niveles bajos de 16%<sup>30</sup>. Con relación al nivel de

<sup>27</sup> Ver informe final de Ingeniería: Generación y Transmisión en enlaces electrónicos.

<sup>28</sup> El deterioro financiero de la empresa entre 2008 y 2010 se debió principalmente a aumentos salariales, provisiones para litigios civil y laborales y pago de pensiones de ex-empleados.

<sup>29</sup> El margen EBITDA del 2011 está ajustado y no incluye el ingreso no-operacional de la Cuenta de Resultados a Compensar (CRC) de R\$50 millones que surge como reconocimiento a la empresa de una compensación por ajuste en el costo de servicio durante el periodo 1981 a 1993.

<sup>30</sup> El patrimonio de la empresa desde el 2009 incluye una reserva de R\$1.376 millones correspondiente a la CRC.

endeudamiento, la CEEE-GT presenta niveles de deuda relativamente bajos la cual se ha reducido gradualmente a R\$313 millones a diciembre 2011. La CEEE-GT tiene una relación de deuda financiera neta sobre EBITDA particularmente bajo, de 1,75.

- 2.22 **Proyecciones Financieras**<sup>31</sup>. Durante la preparación de la operación, se desarrolló un modelo con proyecciones financieras de CEEE-GT con base a ingresos, demanda, costos e inversiones. Dichas proyecciones, indican que la CEEE-GT tendría capacidad de pagar el servicio de su deuda aún en casos de reducción de ingresos como consecuencia de la renovación de sus concesiones. Los indicadores y ratios financieros de la CEEE-GT mejoran a lo largo de la proyección.
- 2.23 Durante la ejecución del Programa, en caso de que el margen EBITDA sea inferior al 10% en el primer año, 12% en el segundo año, y 15% a partir del tercer año; la CEEE-GT presentará al BID un plan de acción que identifique las causas de las desviaciones, las medidas de gestión o financieras que se adoptarán y su cronograma, de manera que se permita recuperar las condiciones de mejora de dicho margen. **Esta medida será una condición especial de ejecución y será verificada anualmente.**

### C. Viabilidad Económica, Financiera y Técnica

- 2.24 **Viabilidad Económica.** Para efectos de realizar la evaluación económica del Programa, este se subdividió en proyectos específicos: (i) obras que incrementan la capacidad firme de generación con el fin de proveer energía para el suministro de la demanda; (ii) obras de rehabilitación y modernización de capacidad generadora existente para incrementar el suministro de la demanda y reducir costos de operación y mantenimiento; (iii) obras que incrementan la capacidad de transmisión para el suministro de la demanda; y (iv) obras que incrementan la capacidad de transmisión para la garantizar la confiabilidad del servicio de electricidad.
- 2.25 La evaluación económica se hizo utilizando la metodología de Costo – Beneficio con y sin el Programa. Se consideraron: (i) costos de inversión; (ii) costos de operación y mantenimiento; (iii) beneficios por aumento en la generación eléctrica; (iv) beneficios por el ahorro en emisiones de carbono; (v) beneficios por ahorro en costos de Operación y Mantenimiento (O&M) en CH *Itaúba* y CH *Passo Real*; (vi) beneficios por aumento en el suministro de energía eléctrica (estimados por la disposición a pagar de los consumidores); y (vii) beneficios por mejoras en la confiabilidad del servicio.
- 2.26 Con base en los costos y beneficios identificados, la evaluación económica del Programa presenta una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 17% y un valor presente de beneficios neto de US\$61,8 millones (descontados al 12%)<sup>32</sup>. Al considerar solamente el 50% de los beneficios del excedente al consumidor, la TIRE sería de 14% y el Valor Presente Neto (VPN) de US\$20, 7 millones.

<sup>31</sup> Ver Informe de Evaluación Financiera en enlaces electrónicos.

<sup>32</sup> Ver Informe de Análisis Económico en enlaces electrónicos.

- 2.27 La sensibilidad de los resultados a variaciones en los principales parámetros utilizados (costo de inversión, costo marginal de energía, tarifa media, elasticidad precio e ingresos de transmisión) muestra que variaciones en los costos de inversión y en la elasticidad precio (determinantes de los beneficios por excedentes del consumidor) tienen un mayor impacto en la evaluación económica del Programa, sin embargo el riesgo asociado a un impacto negativo significativo en la TIRE y el VPN para el Programa global es muy bajo.
- 2.28 **Viabilidad Financiera.** La CEEE-GT tiene una estructura de balance adecuado y sus resultados operativos han mejorado con la implementación del plan de recuperación financiera. Las proyecciones financieras indican que los indicadores y ratios financieros de la CEEE-GT mejoran a lo largo de la proyección.
- 2.29 Para asegurar la ejecución del Programa, los aportes de contrapartida local y la consecución de los objetivos de desarrollo, la operación cuenta con una garantía del RS<sup>33</sup>. Adicionalmente, para asegurar que los recursos de contrapartida para la ejecución del Programa estén asignados, la CEEE-GT deberá presentar cada año al BID la demostración presupuestal de los recursos necesarios para llevar a cabo los aportes de contrapartida. Además, las proyecciones financieras demuestran que la CEEE-GT tendrá capacidad de hacer frente a sus obligaciones de repago de la deuda.
- 2.30 **Viabilidad Técnica.** El ingeniero independiente contratado por el BID revisó el diseño y confirmó que éste es adecuado en cuanto a costos, calidad y cronograma de ejecución para garantizar que las obras se desarrollen en el tiempo previsto y con las características técnicas requeridas. Asimismo, concluyó que la CEEE-GT cuenta con gran experiencia en el sector y tiene procesos y mecanismos de control para lograr la implementación, supervisión y monitoreo del Programa.

### III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

#### A. Aspectos de Ejecución

- 3.1 **Organización.** La responsabilidad de la ejecución, administración, monitoreo y evaluación del Programa será de la CEEE-GT. Para garantizar el adecuado cumplimiento del contrato de préstamo con el Banco en materia, administrativa, fiduciaria, de adquisiciones, financiera, contable y socio-ambientales, se utilizará el GCP conformado por un coordinador, un ingeniero, un financiero/contable, un especialista en medio ambiente y un especialista en licitaciones y adquisiciones. El CGP será el mismo que el encargado de la ejecución del préstamo 2700/OC-BR (BR-L1284) de la CEEE-D.
- 3.2 La CEEE-GT como ejecutor estará encargado de implementar y supervisar el Programa, definir y aprobar los Planes Operativos Anuales (POA), proporcionar información pertinente a la ejecución del Programa, coordinar y gestionar los desembolsos y llevar los registros contables y financieros, incluyendo los estados financieros anuales requeridos por el Banco.

<sup>33</sup> La garantía fue aprobada por Ley el 17 de noviembre 2011.

- 3.3 La CEEE-GT está negociando un préstamo con la AFD para cofinanciar el Programa (ver ¶2.2). La operación ha sido aprobada por el Directorio de la AFD en abril 2012 y está pendiente de firma. **Será condición previa al primer desembolso: (i) la demostración presupuestal por parte de la CEEE-GT de los recursos necesarios para llevar a cabo los aportes de contrapartida para el primer año.**
- 3.4 **Monitoreo y evaluación.** El Programa contará con los siguientes instrumentos a ser producidos por el ejecutor: (i) POA; (ii) informes semestrales, que reportarán el avance logrado con respecto de los POA, los resultados obtenidos en la ejecución de las actividades; (iii) un plan de acción para el semestre siguiente en aquellos aspectos que requieren acciones correctivas para mejorar el desempeño del Programa; (iv) un informe financiero anual y una actualización de las proyecciones a diez años. **Será condición previa al primer desembolso que la CEEE-GT haya presentado el POA para el primer año.**
- 3.5 El sistema de evaluación tendrá por objeto verificar el cumplimiento de las metas acordadas en la Matriz de Resultados (Anexo II). Para ello se prevé contar con informes de seguimiento semestral, una evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general del Programa y el avance hacia la consecución de metas de la Matriz de Resultados y una evaluación final en un plazo de seis meses, contados a partir del último desembolso de los recursos del préstamo<sup>34</sup>.
- 3.6 **Condiciones especiales de ejecución.** Se han establecido las siguientes condiciones especiales de ejecución: (i) Ambiental y Social. CEEE-GT deberá cumplir con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el IGAS e implementar las acciones como previstas en el PAASS. El Banco verificará semestralmente, hasta finalizar la ejecución de las obras, el cumplimiento de las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el IGAS. Al finalizar las obras, Banco y CEEE-GT establecerán de común acuerdo la frecuencia de dichas verificaciones; (ii) Gestión Fiduciaria. La CEEE-GT deberá preparar un manual simplificado de las operaciones referentes al Programa, en un plazo de tres meses a partir de la firma del contrato de préstamo; (iii) durante la ejecución del Programa, en caso de que el margen EBITDA sea inferior a las cifras presentadas en ¶2.23, la CEEE-GT presentará al BID un plan de acción que identifique las causas de las desviaciones, las medidas de gestión o financieras que se adoptarán y su cronograma, de manera que se permita recuperar las condiciones de mejora de dicho margen; y (iv) durante la ejecución del Programa, la CEEE-GT presentará un informe financiero anual y una actualización de las proyecciones a diez años.

## **B. Administración**

- 3.7 **Adquisición de obras, bienes y servicios.** Las adquisiciones de obras, bienes y servicios y la contratación de servicios de consultoría financiadas por el Banco se llevarán acabo utilizando las Políticas de Adquisiciones del Banco GN-2349-9 y

<sup>34</sup>

Ver referencia electrónica: Disposiciones de Monitoreo y Evaluación.

GN-2350-9, respectivamente. La revisión de las adquisiciones del Programa serán de acuerdo a lo establecido en el Plan de Adquisiciones (PA)<sup>35</sup>.

- 3.8 **Aspectos fiduciarios.** Los principales aspectos fiduciarios que serán reflejados en el contrato de préstamo incluyen: (i) revisión semestral ex-post de desembolsos; (ii) contratación de servicios de auditoría externa financiero-contable del Programa y de la CEEE-GT, satisfactoria al BID; y (iii) preparación de un manual simplificado de las operaciones del Programa.
- 3.9 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** Se prevé reconocimiento de gastos a cuenta de contrapartida local de US\$21 millones y a cuenta de financiamiento del Banco de US\$12,6 millones (8,5% de los costos del Programa). Los gastos reconocidos son obras contempladas bajo el Programa y se enmarcan en el periodo reconocido por la política OP-504 e incluirá aquellos gastos efectuados a partir de setiembre 2010, fecha inicial de aprobación del documento de Perfil del Programa en el *pipeline* del Banco, y no excederá los 18 meses anteriores a la aprobación del préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco. Este financiamiento retroactivo es importante para no penalizar la ejecución del Programa. La empresa avanzó con recursos propios mientras se procesaba la operación frente al BID para lo cual tuvo que reasignar disponibilidades de liquidez entre sus diferentes inversiones y obligaciones en la expectativa de que los recursos del BID cubrirían los recursos erogados.
- 3.10 **Planeación financiera y desembolsos.** El plan financiero que acompañará cada pedido de desembolso deberá ser actualizado semestralmente, con base a las necesidades reales de caja del Programa. Se estima que los recursos del Programa se desembolsarán según el siguiente plan financiero consolidado.

**Cuadro 2. Cronograma Tentativo de Desembolsos (en miles de US\$)**

|                         | 2012          | 2013          | 2014          | 2015          | Total          |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| <b>BID</b>              | --            | 29.005        | 44.950        | 14.701        | 88.656         |
| <b>Cofinanciamiento</b> | 21.003        | 22.077        | 10.823        | 5.201         | 59.104         |
| <b>Total</b>            | <b>21.003</b> | <b>51.082</b> | <b>55.773</b> | <b>19.902</b> | <b>147.760</b> |
| <b>Porcentaje</b>       | <b>14,2%</b>  | <b>34,6%</b>  | <b>37,8%</b>  | <b>13,4%</b>  | <b>100%</b>    |

- 3.11 **Auditoría externa.** Los estados financieros del Programa y de la CEEE-GT durante el periodo de ejecución, deberán ser auditados por la firma de auditores independientes de la CEEE-GT, siempre y cuando sean elegibles para el BID, y estén de acuerdo con los términos de referencia acordados con el BID, los cuáles deberán incluir el análisis de los controles internos, las revisiones de los desembolsos y procesos de adquisiciones, entre otros. Los auditores externos deberán emitir un dictamen anual basado en la revisión de los desembolsos aprobados por el Banco en el año anterior, el cual incluirá la verificación de los aspectos financieros y los procesos de adquisición.

<sup>35</sup>

La AFD acepta trabajar con las políticas de adquisiciones del BID para las actividades parcialmente financiadas con recursos de contrapartida local y con recursos del BID.

| Matriz de Efectividad en el Desarrollo   |  |   |   |
|--|--|---|---|
| Resumen  |  |   |   |
| I. Alineación estratégica  |  |   |   |
| 1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID  |  | Alineado  |   |
| Programa de préstamos  |  | El programa contribuirá a apoyar las iniciativas sobre cambio climático, energía renovable y sostenibilidad del medio ambiente.   |   |
| Metas regionales de desarrollo   |  | El programa contribuir a a la estabilización de las emisiones de CO2 (toneladas métricas por habitante).  |   |
| Contribución de los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)  |  | El programa contribuirá a los indicadores siguientes: (i) Km de líneas de transmisión ampliadas y adecuadas, capacidad de generación instalada, capacidad de generación rehabilitada y (ii) Porcentaje de la capacidad de generación eléctrica de fuentes de bajo contenido de carbono frente a la capacidad de generación total financiada por el BID. |   |
| 2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país  |  | Alineado  |   |
| Matriz de resultados de la estrategia de país  |  | GN-2662-1   | El Programa contribuye a los objetivos de la estrategia país GN-2662-1: (i) Contribuir, ampliar, recuperar y conservar la capacidad de generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables y alternativas, y (ii) Contribuir a la expansión y el mejoramiento del sistema de transmisión. |
| Matriz de resultados del programa de país  |  | GN-2662-3   | Esta operación no hace parte del Documento de Programcióna de País 2012 (GN-2662-3). El Programa está considerado en el 2013A+.   |
| Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)   |  |   |   |
| II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad   |  | Ponderación   | Puntuación máxima   |
|  |  | 9.3   | 10  |
| 3. Evaluación basada en pruebas y solución   |  | 9.7   | 25%   |
| 4. Análisis económico ex ante  |  | 10.0  | 25%   |
| 5. Evaluación y seguimiento  |  | 7.5   | 25%   |
| 6. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación   |  | 10.0  | 25%   |
| Calificación de riesgo global = grado de probabilidad de los riesgos*  |  | Bajo  |   |
| Clasificación de los riesgos ambientales y sociales  |  | B   |   |
| III. Función del BID - Adicionalidad   |  |   |   |
| El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales (criterios de VPC/PDP)  |  | Sí  | El programa utilizará todos los subsistemas de administración financiera (presupuesto, tesorería, contabilidad y emisión de reportes, control externo y auditoría interna).   |
| El proyecto usa otro sistema nacional para ejecutar el programa diferente de los indicados arriba  |  | Sí  | Monitoreo y Evaluación.   |
| La participación del BID promueve mejoras en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:  |  |   |   |
| Igualdad de género   |  |   |   |
| Trabajo  |  |   |   |
| Medio ambiente   |  | Sí  | El Programa contribuye a la reducción de emisiones de CO2.  |
| Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto              |  |   |   |
| La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación. |  |   |   |

Se estima que la demanda de energía eléctrica crecerá 4,5% anual entre 2012 y 2021. Este incremento, que alcanzará un punto máximo durante el Mundial de Fútbol 2014 y los Juegos Olímpicos de 2016, ha llevado a considerar la ampliación de plantas existentes para aprovechar el potencial hidroeléctrico sin aprovechar, y a rehabilitar y modernizar la operación de sus plantas hidroeléctricas más antiguas en búsqueda de la reducción de interrupciones no programadas que ocasionan falta de disponibilidad y pérdidas de ingresos para el sistema.

El objetivo general del programa es ampliar, rehabilitar y modernizar la infraestructura de generación y transmisión de la Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (Rio Grande do Sul) para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, atender la demanda creciente de energía eléctrica y actualizar tecnológicamente la infraestructura. El programa de inversiones ayudará a garantizar la construcción de la infraestructura eléctrica necesaria para responder al incremento esperado en la demanda, particularmente durante el Mundial de Fútbol 2014. El POD presenta los problemas a abordar, tiene lógica vertical y se incluyen indicadores a nivel de impacto, resultado y producto.

Se realizó un análisis de costo-beneficio completo, con costos y beneficios adecuadamente estimados. Se incluye un análisis de sensibilidad que sugiere que aún en una situación en la que el excedente del consumidor se reduce en un 50%, el Valor Presente Neto del programa es positivo. La operación tiene un plan de monitoreo y evaluación, que sigue las directrices DEM. El proyecto será evaluado mediante un análisis costo-beneficio ex post.

Por último, en la matriz de riesgo se presentan los riesgos del programa que están clasificados por magnitud y probabilidad. Se estima que el riesgo del programa es bajo. Las medidas de mitigación se presentan para cada riesgo, así como los indicadores para vigilar su aplicación.

## MARCO DE RESULTADOS

|                              |   |
|------------------------------|---|
| <b>Objetivo del Proyecto</b> | <p>El <u>objetivo general</u> del Programa es ampliar, rehabilitar y modernizar la infraestructura de generación y transmisión de la CEEE-GT para mejorar la confiabilidad del servicio, atender la demanda creciente de energía eléctrica y actualizar tecnológicamente la infraestructura. El Programa de inversiones ayudará a garantizar la construcción de la infraestructura eléctrica necesaria para soportar el incremento de demanda que se espera tenga un pico durante el Mundial de Fútbol 2014.</p> <p>El Programa tiene como <u>objetivos específicos</u>: (i) aumentar la generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables; (ii) recuperar la capacidad de generación de energía eléctrica; (iii) aumentar la vida útil de las Centrales Hidroeléctricas (CHs); (iv) aumentar la disponibilidad y reducir los costos y el periodo de mantenimiento de las CHs; (v) atender la demanda actual y futura; y (vi) mejorar los niveles de carga y tensión del sistema de transmisión de la CEEE-GT.</p> |
|------------------------------|---|

| Indicador de Impacto  | Línea Base 2010  | Nivel de Meta 2016   | Fuente de información   | Frecuencia de Verificación |
|---|--|--|---|----------------------------|
| Emisiones de CO2 evitadas por la PCH Ijuizinho II ( tCO2 /año)  | 0  | 14.900   | CEEE-GT<br>Metodología UNFCCC:<br>ACM002<br><a href="http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved">http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved</a> | Anual                      |
| Indicadores de Resultado  | Línea Base 2010  | Nivel de Meta 2016   | Fuente de información   | Frecuencia de Verificación |
| Aumento de la energía media generada por la PCH Ijuizinho II (Gwh/año)                                  | 6  | 70   | CEEE-GT   | Anual                      |
| Reducción de la Tasa Equivalente de Indisponibilidad Programada – TEIP (%)                              | CH Itaúba: 6%<br>CH Passo Real: 12%                          | CH Itaúba: 4% <sup>1</sup><br>CH Passo Real: 6% <sup>1</sup> | ONS   | Anual                      |
| Reducción de la Tasa Equivalente de Indisponibilidad Forzada – TEIFa (%)                                | CH Itaúba: 2,59%<br>CH Passo Real: 2,56%                     | CH Itaúba: 2% <sup>2</sup><br>CH Passo Real: 2% <sup>2</sup> | ONS   | Anual                      |
| Reducción en los costos de operación y mantenimiento de las CHs   | CH Itaúba: 3,49<br>R\$/MWh<br>CH Passo Real: 5,97<br>R\$/MWh | CH Itaúba: 3,14<br>R\$/MWh<br>CH Passo Real: 5,37<br>R\$/MWh | CEEE-GT   | Anual                      |
| Reducción del número de transformadores con sobrecarga en las subestaciones de alta y media tensión (%) | 25,5%  | 17%  | CEEE-GT   | Anual                      |

<sup>1</sup> Valor limite establecido pelo ONS é 8%

<sup>2</sup> Valor limite establecido pelo ONS é 2,5%

|   |     |      |                  |                                       |
|---|-----|------|------------------|---------------------------------------|
| Aumento del número de subestaciones con nivel de tensión adecuada (%) | 80% | 89%  | CEEE-GT          | Anual                                 |
| Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE)                              | 17% | >12% | Evaluación Final | Al final de la ejecución del Proyecto |

| Indicadores de Producto  | Línea Base 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Total                | Fuente de Información        |
|--|-----------------|------|------|------|------|----------------------|------------------------------|
| <b>Componente I. Ampliación de la PCH <i>Ijuizinho</i> II</b>  |                 |      |      |      |      |                      |                              |
| Instalación de 3 nuevas unidades generadoras (MW)  | 0               | 0    | 0    | 0    | 3x5  | 15 MW                | CEEE-GT Informes semestrales |
| Instalación de SE de la PCH (MVA)  | 0               | 0    | 0    | 0    | 20   | 20 MVA               | CEEE-GT Informes semestrales |
| Instalación de línea de transmisión entre la PCH y el punto de conexión a la red de transmisión (km) | 0               | 0    | 0    | 0    | 6    | 6 km                 | CEEE-GT Informes semestrales |
| Construcción de embalse de 0,61 km <sup>2</sup>  | 0               | 0    | 0    | 0,61 | 0    | 0,61 km <sup>2</sup> | CEEE-GT Informes semestrales |
| <b>Componente I. Rehabilitación y Modernización de la CH <i>Itaúba</i> y CH <i>Passo Real</i></b>    |                 |      |      |      |      |                      |                              |
| Unidad Generadora 4 (UG4) de la CH Itaúba rehabilitada   | 0               | 0    | 0    | 1    | 0    | 1 un                 | CEEE-GT Informes semestrales |
| Unidad Generadora 2 (UG2) de la CH Passo Real rehabilitada   | 0               | 0    | 0    | 0    | 1    | 1 un                 | CEEE-GT Informes semestrales |
| <b>Componente II –Ampliación y adecuación de la red de transmisión</b>                               |                 |      |      |      |      |                      |                              |
| Subestaciones mejoradas terminadas (unidad)  | 0               | 0    | 0    | 2    | 3    | 5 un                 | CEEE-GT Informes semestrales |
| Subestaciones –ampliaciones mejoradas terminadas (MVA)   | 0               | 25   | 117  | 183  | 100  | 425 MVA              | CEEE-GT Informes semestrales |
| Líneas de Transmisión en 138 kV –ampliaciones terminadas (km)  | 0               | 0    | 4,5  | 42   | 0    | 46,5 km              | CEEE-GT Informes semestrales |
| Bancos de capacitadores 23 kV instalados (MVar)  | 0               | 0    | 18   | 0    | 0    | 18 MVar              | CEEE-GT Informes semestrales |
| Reactor y Capacitador 230 kV instalado (MVar)  | 0               | 0    | 30   | 0    | 30   | 60 MVar              | CEEE-GT Informes semestrales |

## Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

**PAÍS:** BRASIL

**PROYECTO N°** BR-L1303

**NOMBRE:** PROGRAMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGIA

**ORGANISMO EJECUTOR:** *COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - ESTADO RIO GRANDE DO SUL – CEEE-GT/RS*

**PREPARADO POR:** MÓNICA MERLO – ESPECIALISTA FINANCIERA y CARLOS LAGO – ESPECIALISTA EN AQUISICIONES

### I. Resumen Ejecutivo

1. La capacidad institucional de la CEEE-GT, como institución prestataria y ejecutora del programa, fue evaluada mediante la aplicación de los formularios SECI - Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional, en el mes de marzo de 2012. Los resultados obtenidos (calificaciones) en el Sistema SECI indicaron que la CEEE-GT posee una Capacidad Institucional Satisfactoria, para la gestión de las actividades que serán realizadas en el ámbito del Programa, necesitando solo de apoyo del Banco, para la ejecución efectiva de las actividades previstas en el fortalecimiento de las capacidades del equipo de la Unidad de Coordinación del Programa (UGP por sus siglas en portugués), creada por medio de la Resolución del Directorio n° 085, el 28 de Abril de 2011, relacionado al conocimiento e internalización de las Políticas de Adquisiciones, vigentes actualmente. Indico, también, un nivel de riesgo institucional bajo para la operación.

La ejecución del Programa estará a cargo en su totalidad de la CEEE-GT, UGP del Programa, con pleno uso de su estructura organizacional y de los sistemas de gestión fiduciaria, no estando prevista la participación de terceros, públicos o privados en este proceso. La UGP estará encargada de la ejecución de este Programa y del Programa de la CEEE-D aprobado por el Banco en febrero del 2011. Sobre los requisitos de contrapartida local, la empresa informa que realizará esta contribución con recursos de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD).

### II. Contexto fiduciario del Organismo Ejecutor

1. La principal herramienta de apoyo para las actividades fiduciarias y comerciales de la empresa es un ERP – Enterprise Resource Planning, denominado SYNERGIA, que conforme está previsto, deberá ser sustituido con los recursos del Proyecto de la CEEE-D. Se compone de dos subsistemas: el de la contabilidad financiera (SIFCO) y el comercial (cliente). Es una plataforma propiedad de la empresa SYNAPSIS, cuyos derechos de uso fueron adquiridos por la CEEE, incluyendo la transferencia de tecnología.
2. A UGP está desarrollando un módulo financiero con el propósito de atender las necesidades del Programa.

### III. Evaluación del riesgo Fiduciario y acciones de mitigación

1. El riesgo fiduciario de la operación en general es bajo, constatado a través de la evaluación institucional realizada mediante entrevistas y reuniones con las autoridades de la empresa, responsables de las principales unidades de gestión fiduciaria, consultores y el representante de la Empresa.
2. Confirmamos que considerando a importancia estratégica del Programa para garantizar el suministro de energía eléctrica en el Estado en los próximos años, especialmente para la ciudad de Porto Alegre, la prioridad de ejecución del Programa será mantenida por las nuevas autoridades estatales. La UGP, para

ser la Agencia / Órgano Ejecutor del Programa, contando con una estructura propia, dedicada exclusivamente a la gestión, ejecución, seguimiento y supervisión de las actividades previstas en el Programa.

3. Como son las primeras operaciones del AE CEEE-D y CEEE-GT se realizarán acciones de capacitación en las políticas y procedimientos del Banco.

#### **IV. Aspectos a ser considerados en las Condiciones Especiales del contrato de préstamo:**

##### **1) Condiciones Especiales previas a la solicitud del primer desembolso:**

- a) Que se demuestre a satisfacción del Banco:
  - i) Que el Ejecutor dispondrá en forma adecuada y oportuna de la totalidad de los recursos de contrapartida local necesaria para la ejecución del proyecto.
  - ii) La presentación de un Plan Operativo Anual – POA.

##### **2) Otras Condiciones Especiales, previas a la firma del contrato:**

- a) Criterio de conversión y aplicación del tipo de cambio acordado con el Ejecutor para los gastos realizados en moneda local: Tasa de cambio efectiva en la fecha de conversión de la moneda de la operación en moneda local.
- b) Que los sistemas de registro y control financiero del Programa, por categoría de inversión, por fuente de recursos y por moneda, previstos para ser operados a través del sistema de información SYNERGIA – STO estén en operación y que atiendan los requerimientos de información y control de gestión exigidos por el Banco.
- c) Informes Financieros auditados requeridos:
  - i) Proyecto: Informes de opinión de auditoría anuales sobre los Estados Financieros, sobre el cumplimiento de cláusulas contractuales y sobre el estado de los Controles Internos; e Informe semestral sobre el examen integrado de los procesos de adquisiciones y solicitudes de desembolso aprobadas por el Banco en el semestre anterior.
  - ii) Entidad: Informe de opinión de auditoría anual sobre los Estados Financieros de la Entidad.

#### **V. Acuerdos y requisitos para la ejecución de las Adquisiciones**

##### **1. Ejecución de las Adquisiciones y Contrataciones**

Los Acuerdos y los Requisitos Fiduciarios de Adquisiciones establecen las disposiciones que deberán ser aplicadas y observadas para la ejecución de todas las compras y contrataciones previstas en el Programa:

a) **Adquisición de Obras, Bienes y Servicios (que no sean de consultoría).** La adquisición o contratación de Obras, bienes y servicios, que sean financiados, total o parcialmente, con recursos del financiamiento del BID, deberá ser realizada de acuerdo con las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras Financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo – GN 2349-9, de marzo de 2011.

Cuando la adquisición o contratación de obras, bienes y servicios tenga un costo estimado igual o superior a US\$ 25 millones para obras y US\$ 5 millones para bienes y servicios, deberá ser utilizado el método de Licitación Pública Internacional (LPI), siguiendo los procedimientos previstos en la Sección II de la GN 2349-9. Cuando el costo estimado sea inferior a US\$ 25 millones para obras y US\$ 5 millones para bienes y servicios, el

proceso podrá ser realizado por medio del método de Licitación Pública Nacional (LPN) y, por debajo de US\$ 500 mil para obras y US\$ 100 mil para bienes y servicios, podrá realizarse por medio del método de Comparación de Precios (CP), siguiendo los procedimientos previstos en la Sección III de la misma GN.

Para utilización del método de Subasta Electrónica solo podrán ser utilizados los sistemas aprobados por el Banco para adquisiciones de bienes y servicios de uso común cuyo costo estimado sea igual o menor de US\$ 5 millones y Acta de Registro de Precios, para adquisiciones de bienes comunes, cuyo costo estimado sea igual o menor de US\$5 millones y cuyo registro original haya sido previamente aceptado por el Banco.

**b) Selección y Contratación de Consultorías:** Para la selección y contratación de servicios de consultoría que sean financiados en forma total o parcial con recursos del Banco deberán ser utilizadas las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores (GN 2350-9), versión de marzo de 2011. Para la selección y contratación de servicios de consultoría cuyo costo estimado sea superior a US\$ 200 mil se requerirá publicidad internacional por medio del UNDB on-line. Las listas cortas de firmas de consultoría para trabajos cuyo costo estimado sea inferior a US\$ 1 millón, podrán estar compuestas en su totalidad por firmas de consultoría nacionales.

**c) La selección de los consultores individuales:** Las Selecciones y Contrataciones de consultores individuales que sean financiados en forma total o parcial con recursos del Banco deberán ser hechas con base en lo dispuesto en la sección 5 de las Políticas de Selección y Contratación de Consultorías del Banco GN 2350-9. Para la Selección de los Consultores Individuales, se tendrá en cuenta sus calificaciones para realizar el trabajo, sobre la base de comparación de calificaciones de por lo menos tres (3) candidatos. Cuando la situación así lo requiera, se podrán publicar anuncios en la prensa local o internacional a fin obtener antecedentes de consultores calificados.

**d) Contratación anticipada y financiamiento retroactivo:** Con motivo de la prioridad de 4 obras prioritarias para cumplir con la demanda estimada para la Copa 2014, fue acordado con la CEEE el reconocimiento de gastos a cuenta de contrapartida local de US\$21 millones y a cuenta de financiamiento del Banco de US\$12,6 millones.

**e) Contratación directa:** En el ámbito del programa no se prevé la contratación directa con recursos del financiamiento.

#### 1. Cuadro de Montos Límites para Brasil (en US\$)

| Obras                            |                             |                        | Bienes                           |                             |                        | Consultoría                          |                           |
|----------------------------------|-----------------------------|------------------------|----------------------------------|-----------------------------|------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| Licitación Pública Internacional | Licitación Pública Nacional | Comparación de Precios | Licitación Pública Internacional | Licitación Pública Nacional | Comparación de Precios | Publicidad Internacional Consultoría | Lista Corta 100% Nacional |
| ≥ 25.000.000                     | < 25.000.000 y ≥ 500.000    | < 500.000              | ≥ 5.000.000                      | < 500.000 y ≥ 100.000       | < 100.000              | ≥ 200.000                            | < 1.000.000               |

## 2. Principales Adquisiciones

| Actividad   | Tipo de Licitación | Monto Estimado 000'US\$ |
|---|--------------------|-------------------------|
| <b>Obras</b>  |                    |                         |
| Llave en mano: proyecto ejecutivo, montaje, materiales y equipos electromecánicos                       | LPI                | 35.000.000              |
| Modernización de las UHEs Passo Real e Itaúba - Llave en mano: proyecto ejecutivo, montaje y materiales | LPI                | 32.500.000              |
| Obras de Transmisión llave en mano: proyecto ejecutivo, montaje y materiales                            | LPN                | 12.600.000              |

## 3. Supervisión de las Adquisiciones

De común acuerdo con el equipo fue definido que serán revisados en forma ex-post todas las LPN del proyecto. Solo las LPI serán bajo supervisión previa por parte del Banco.

## 4. Registros y Archivos

Los registros y archivos del programa deberán contener, como mínimo, las siguientes condiciones:

- Los registros/procesos deberán contener documentación original, archivada por orden cronológico;
- Los registros/archivos deben ser mantenidos en ambiente adecuado y destinado a dicho fin, con acceso restringido y seguridad preservada por medidas preventivas, tales como prohibición de fumar en el local, acceso solamente de personas autorizadas, etc.;
- Deberá existir un registro de toda la documentación archivada.

# VI. Gestão Financeira

## 2. Programación y presupuesto

Las actividades de programación, preparación y control de la ejecución presupuestaria son responsabilidad de la Dirección de Planificación de la empresa, concentrada en el área de Planificación y Proyectos Especiales. Las fuentes de información utilizadas se basan en los módulos especiales del sistema SYNERGIA, desarrollado especialmente para las actividades de preparación y control de la ejecución del presupuesto. Uno de estos sistemas es el Sistema Técnico Presupuestario (STO), desarrollado por la unidad de informática de la empresa, que permite el control de la ejecución presupuestaria de los proyectos de la empresa con gran detalle. Los fondos de contrapartida del programa estarán a cargo de la CEEE-GT, presupuestados en los sistemas corporativos de la empresa, para todo el periodo de ejecución de la operación. Como condición contractual previa a la primera solicitud de desembolso, se recomienda que la empresa presente a satisfacción del Banco evidencia que demuestre la disponibilidad de recursos locales para satisfacer las necesidades del programa.

## 3. Contabilidad y sistemas de información

El sistema de registro de las operaciones contables y de control de la empresa se apoya en las normas nacionales de contabilidad adoptadas por el Consejo Federal de Contabilidad. Del mismo modo, los servicios de auditoría externa contratados siguen las Normas Brasileñas de Auditoría adoptadas en 2009 por el Consejo Federal de Contabilidad. Las normas de auditoría brasileñas son coherentes con sus respectivas normas internacionales.

Las actividades de registro y seguimiento de las operaciones del programa también aprovecharán la funcionalidad del sistema de información de la empresa, a través del módulo STO.

En este sentido, el STO tendrá que ser ajustado para permitir el control de las operaciones del proyecto, de acuerdo con las categorías de inversiones previstas. Del mismo modo, se deberá controlar por fuente de recursos, en moneda nacional y en dólares americanos (US\$). De acuerdo a la unidad de informática de la empresa, estos ajustes de funcionalidad no presentarían dificultades operativas o técnicas y se pueden realizar en un corto período de tiempo, después de la definición de los parámetros de ejecución y el control financiero del programa.

#### **4. Desembolsos y Flujos de Caja**

Las operaciones y actividades fiduciarias del proyecto se llevarán a cabo mediante las unidades de apoyo y de gestión correspondientes, existentes en la estructura organizacional de la empresa. Los desembolsos serán preparados de acuerdo con los nuevos procedimientos para desembolsos aprobados por el Banco. Se utilizarán, principalmente, las modalidades de anticipo de fondos y reembolso de gastos realizados con recursos propios. Para esta operación, estamos recomendando el procedimiento de revisión ex post de los desembolsos. Los recursos previstos por el Banco deberán ser depositados en la cuenta abierta específicamente para este fin, o depositados en la cuenta general de la institución y pronto identificarlos a través de diferentes sub-cuentas contables a nombre del proyecto, donde se registrarán todos los movimientos de entrada y salida de la operación.

#### **5. Controle Interno e Auditoria Interna**

La CEEE cuenta con una Unidad de Auditoría Interna, vinculada directamente al Director Presidente de la empresa, que dirige un programa de trabajo, preparado y dirigido a las áreas más relevantes de la compañía. Estamos recomendando una intervención de esta Unidad, por lo menos durante los primeros años de la ejecución del Programa para fortalecer las actividades de supervisión del Banco.

#### **6. Control Externo e Informes.**

Las demostraciones financieras de la Empresa son auditadas anualmente por una firma de auditoría independiente, que es considerada elegible por el Banco para realizar estos servicios. Como empresa de economía mixta del Estado, la CEEE-GT también está sujeta al control del Tribunal de Cuentas del Estado (TCE-RS), a la Contaduría y Auditoría General del Estado (CAGE), a la Agencia Reguladora del Estado de Rio Grande do Sul, al Poder Judicial/Ministerio Público, y como empresa de energía eléctrica, a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL.

Se verificó que en los dos últimos ejercicios, el concepto de los auditores externos sobre los estados financieros de la empresa fue presentado sin reservas. Estamos recomendando para el Programa, la presentación obligatoria anual del informe sobre las demostraciones financieras, las cláusulas contractuales, control interno y semestralmente el informe ex post de desembolsos y de auditoría sobre las demostraciones financieras de la entidad.

#### **7. Plan de supervisión financiera**

Aunque se cuenta con una evaluación de riesgo baja, en la elaboración de este plan consideramos el hecho de que la CEEE-GT no tiene experiencia previa en la implementación de proyectos financiados por el Banco y, en general, desconoce los procedimientos de gestión financiera requeridos por el Banco. En este sentido, se articuló junto con la UGP recientemente creada, que servirá tanto al Programa de CEEE-D como este, un entrenamiento inicial para ayudar a satisfacer las necesidades iniciales de los programas. Conforme el plan de supervisión que se agrega como

Anexo II, se pretende mantener durante los primeros meses de ejecución de los Programas un estrecho seguimiento de la operación, con el objetivo de facilitar oportunamente las acciones correctivas y los ajustes de naturaleza fiduciaria que sean necesarios para el fortalecimiento de actividades de gestión de la UGP.

**8. Mecanismo de Ejecución:**

Conforme mencionado, la ejecución del Programa estará a cargo de la UGP, que atenderá la CEEE-D y la CEEE-GT con pleno uso de su estructura organizacional y técnica de la Institución. La estructura organizacional de esta UGP, su cuadro de personal, manuales, funciones y atribuciones hacen parte de la organización institucional de ejecución acordado con la CEEE-D, en el Programa de Pro-Energía-Distribución.

**9. Otros Acuerdos y Requisitos de Gestión financiera: N. A.**