

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PARAGUAY

PROGRAMA MULTIFASE DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ANDE – FASE II

(PR-L1058)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto integrado por: Natacha Marzolf (INE/ENE) y Emilio Sawada (ENE/CUR), Co-jefes de Equipo; Arturo Alarcón (ENE/CBO); Alejandro Melandri (INE/ENE); Carlos Echeverría (INE/ENE); Javier Bedoya (LEG/SGO); Oscar Camé, (ESG/CPR); Alberto Villalba (VPS/ESG); Luciano Bornholdt (VPS/ESG); Mariano Perales (PDP/CPR); Alberto De Egea (PDP/CPR), bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Masami Yamamori, Representante a.i. del BID en Paraguay (CSC/CPR).

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

CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A.	Antecedentes y Justificación del Proyecto	2
B.	Sector Energía en Paraguay.....	7
C.	Consistencia con la Política del Banco OP-708	8
D.	Objetivo, Componentes y Costo.....	10
E.	Matriz de Resultados	11
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	11
A.	Instrumentos Financieros.....	11
B.	Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación.....	12
C.	Riesgos Fiduciarios y de Ejecución.....	13
D.	Otros Aspectos Especiales y Riesgos	13
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	14
A.	Resumen de Medidas de Implementación.....	14

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

ENLACES ELECTRÓNICOS REQUERIDOS	
1.	Plan Operativo Anual http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37177704
2.	Arreglos de Monitoreo y Evaluación http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37177684
3.	Informe de Gestión Ambiental y Social http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37177664
4.	Plan de Adquisiciones http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37308259

ENLACES ELECTRÓNICOS OPCIONALES	
1.	Revisión del Plan Estratégico de Inversión del Sector Eléctrico del Paraguay http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36667590
2.	Estudio de Necesidad de Puesta en Servicio de la Segunda Línea de Transmisión en 500 kV entre Ayolas y Villa Hayes http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36667589
3.	Diagnóstico para Política Energética http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36667584
4.	Informe sobre los Estados Contables de ANDE http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36667587
5.	Evaluación Económica y Financiera Componente 1: Línea de Transmisión en 500 kV Ayolas – Villa Hayes http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37177641
6.	Evaluación Económica y Financiera Componente 2: Medidores Electrónicos de Energía Eléctrica http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37177646
7.	Perfil de Obra Línea de Transmisión 500 kV Ayolas – Villa Hayes y Refuerzos Complementarios http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36667637
8.	Evaluación de Desempeño de la Fase I http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37177666
9.	Análisis Financiero de la ANDE http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37177651

SIGLAS Y ABREVIATURAS

ANDE	Administración Nacional de Electricidad
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CAF	Corporación Andina de Fomento
CH	Central Hidroeléctrica
CO	Capital Ordinario
CT	Cooperación Técnica
EBITDA	Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization
EIAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
ENS	Energía No Suministrada
FOCEM	Fondo de Convergencia del Mercosur
GCI-9	<i>Ninth General Capital Increase</i> (Noveno Aumento General de Capital)
GdP	Gobierno de Paraguay
GWh	<i>Gigawatts</i> -hora
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
JICA	<i>Japan International Cooperation Agency</i>
km	Kilómetros
km ²	Kilómetros cuadrados
kV	Kilovoltios
kWh	Kilovatios-hora
LT	Línea de Transmisión
MOPC	Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
MVA	MegaVoltio-Amperio
MW	MegaVatios
MWh	MegaVatios-hora
MWh/a	MegaVatios-hora por año
OFID	<i>OPEC Fund for International Development</i>
PCB	<i>PolyChlorinated Biphenyl</i> (Bifenilos Policlorinados)
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
PMR	<i>Project Monitoring Report</i> (Reporte de Monitoreo de Progreso)
POA	Plan Operativo Anual
ROP	Reglamento Operativo del Programa
SEPA	Sistema de Gestión y Seguimiento de Planes de Adquisiciones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UCP	Unidad Coordinadora del Programa

RESUMEN DEL PROYECTO
PARAGUAY
PROGRAMA MULTIFASE DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ANDE – FASE II
(PR-L1058)

Términos y Condiciones Financieras					
Prestatario: Administración Nacional de Electricidad (ANDE)			Facilidad de Financiamiento Flexible*		
			Plazo de Amortización:	25 años	
Garante: República del Paraguay			VPP Original:	15,25 años	
			Plazo de desembolso:	5 años	
Organismo Ejecutor: Administración Nacional de Electricidad (ANDE)			Periodo de gracia:	5,5 años	
			Comisión de Inspección y vigilancia:	**	
Fuente	Monto US\$		Tasa de Interés:	Libor	
IDB (OC)	50.000.000		Comisión de crédito:	**	
Local (incluye fondos BEI y CAF)	216.840.000		Moneda de Aprobación:	US\$	
Total	266.840.000				
Visión general del Proyecto					
Objetivo del Proyecto: Mejorar la competitividad del sector productivo y el nivel de vida de la población del Paraguay a través del incremento en la seguridad del suministro y del aprovechamiento eficiente de la generación eléctrica renovable disponible. Los objetivos específicos son: (i) contribuir al financiamiento de inversiones para la Línea de Transmisión (LT) en 500-kiloVoltios (kV) de <i>Yacyretá</i> a Asunción, y sus subestaciones asociadas; (ii) reducir las pérdidas eléctricas; y (iii) contribuir a la modernización de la gestión de la ANDE.					
Condiciones previas al primer desembolso: (i) haber reducido las pérdidas eléctricas al 29%; (ii) estudio integral de costos y tarifas completado y publicado; (iii) aprobación del ROP mediante Resolución de la Presidencia de la ANDE, de acuerdo a los términos previamente acordados con el BID; (iv) aprobación por el BID del EIAS definitivo, incluyendo un PGAS y un plan de mitigación y compensación de los impactos en la fauna y la flora; (v) aprobación por el BID del Plan de Reasentamiento detallado, incluyendo un sistema de resolución de quejas y reclamos; y (vi) que se haya firmado un convenio de coordinación entre el Ministerio de Hacienda y la ANDE relacionado al avance de la ejecución del préstamo.					
Condiciones especiales de ejecución: (i) previo al llamado a licitación de las obras de la LT y ampliación de las subestaciones, remisión al BID del diseño técnico final, con el trazado definitivo de la LT, y los pliegos de licitación, incluyendo especificaciones ambientales y sociales; (ii) previo a la adjudicación de las obras de la LT y ampliación de las subestaciones, haber incluido en los contratos las obligaciones ambientales y sociales, y presupuesto para las acciones de prevención y mitigación ambiental y social, de acuerdo al IGAS y PGAS; (iii) previo al inicio de las obras de la LT y ampliación de las subestaciones: (a) haber obtenido la licencia ambiental respectiva; y (b) haber contratado a la firma supervisora; (iv) previo al inicio de las obras de la LT: haber obtenido al menos el 25% de los derechos de servidumbre; (v) mantener los siguientes <i>ratios</i> financieros: (a) relación de generación interna de fondos y servicio de la deuda de 1,5 como mínimo; (b) relación deuda a largo plazo y patrimonio de 1,0 como máximo; y (c) relación entre activos y pasivos corrientes de 1,2 como mínimo; y (vi) como condición especial para el desembolso de más del 50% de los recursos del préstamo: (a) desglose contable de los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica implementado; y (b) haber alcanzado el nivel de cobranza del 85%, que deberá mantener durante el período de ejecución.					
Excepciones a las políticas del Banco: Dispensa parcial OP-708 (párrafos 1.19; 1.20 y 1.21).					
El proyecto es coherente con la Estrategia de País:				Si [x] No []	
El proyecto califica como:	SEQ <input type="checkbox"/>	PTI <input type="checkbox"/>	Sector <input type="checkbox"/>	Geográfica <input type="checkbox"/>	% beneficiarios <input type="checkbox"/>

(*) 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 Vida Promedio Ponderada (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.

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes y Justificación del Proyecto

- 1.1 Paraguay tiene una superficie de 406.752 kilómetros cuadrados (km²) y una población de aproximadamente seis millones de habitantes, de los cuales 44 por ciento (%) viven en el área rural. Paraguay tiene una capacidad de generación eléctrica propia de 8.760-MegaVatios (MW)¹ frente a una demanda máxima del orden de los 2.200-MW, y cercana a los 11.000-GigaVatios-hora por año (GWh/a). Prácticamente toda la generación es hidroeléctrica. La región de Asunción, donde se concentra cerca del 57% de la demanda, se abastece en un 80% de las Centrales Hidroeléctricas (CH) de *Itaipú* y *Acaray*, y un 20% de la CH de *Yacyretá* mediante Líneas de Transmisión (LT) en 220-kiloVoltios (kV). El Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene la siguiente infraestructura: (i) 16-kilómetros (km) de LT en 500-kV; (ii) 4.090-km de LT en 220-kV; (iii) 1.409-km de LT en 66-kV; y (iv) 70 subestaciones de transmisión.
- 1.2 **Problemática.** El principal problema del sector eléctrico del país es la insuficiencia en la capacidad de transmisión desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo. En los últimos 15 años, varios estudios para el desarrollo óptimo del SIN, incluyendo su conexión con el mercado eléctrico regional, fueron realizados. Con base en dichos estudios², se identificaron los problemas y sus causas principales, los cuales se enumeran a continuación.
- 1.3 Sobrecargas del sistema de transmisión. La capacidad actual máxima del sistema de transmisión es de 1,700-MW, la cual ya fue sobrepasada en el 2009³. Con una demanda actual máxima de alrededor de los 2.200-MW, las LT principales en 220-kV operan con niveles elevados de carga en las horas pico, superiores a sus valores nominales. Los niveles de pérdidas de transmisión (del orden 7,6% sobre un total de 30,9% de pérdidas del sistema⁴) y los requerimientos debido a estas sobrecargas, indican que una expansión del sistema basada en redes de 220-kV resulta insuficiente con la demanda y configuración actual del sistema. La sobrecarga reduce también la flexibilidad y la capacidad de respuesta de la operación del sistema ante una falla. Esta situación obliga a la implementación de esquemas de emergencia y reducciones de carga para evitar riesgos de colapso.
- 1.4 Necesidad de satisfacer el fuerte crecimiento de la demanda. En los últimos 10 años, la demanda de energía del SIN ha crecido anualmente en más del 8,1%. Las

¹ 7.000-MW corresponden a la mitad de la capacidad de *Itaipú* (central binacional con Brasil), 1.550-MW a la mitad de la capacidad de *Yacyretá* (central binacional con Argentina) y 210-MW de la represa de *Acaray*, propiedad de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

² Los estudios de diagnóstico que fueron utilizados para identificar los problemas del sistema de transmisión son: (i) Leme-CEMIG (1996) que identifica la necesidad de una Línea Transmisión (LT) en 500-kV para conectar *Itaipú* al SIN; (ii) *Fitchner* (1995-96), Planeamiento Integral del Sistema e Integración Eléctrica Regional; (iii) ANDE-Eletrobras (2004-06), Optimización del Sistema de Transmisión; (iv) ANDE. Plan Maestro de Generación y Transmisión 2012-2021; y (v) ANDE. Mercado Eléctrico Nacional 2012-2020.

³ Fuente: ANDE, Informe Anual 2011 (www.ande.gov.py).

⁴ Pérdidas del sistema = (energía no facturada) / (energía suministrada al sistema). Ver enlace electrónico "Evaluación de Desempeño de la Fase I".

- razones principales de dicho crecimiento incluyen el aumento de la población, las altas temperaturas de los últimos años y el uso más intensivo de la electricidad, tanto a nivel domiciliario, como a nivel industrial y comercial⁵. Estudios realizados⁶ indican que las proyecciones de la tasa de crecimiento de la demanda de energía hasta 2020 alcanzarían el 7% anual⁷. Esta situación genera la necesidad de contar con una red de 500-kV para atender dicho crecimiento, incrementar la confiabilidad de suministro y evitar sobrecargas.
- 1.5 Vulnerabilidad del sistema en la región de Asunción. Cerca del 80% de la energía que se consume en la región Metropolitana de Asunción proviene de las CH de *Itaipú* y *Acaray* a través de cinco LT en 220-kV. Por otro lado, la transmisión desde la CH *Yacyretá* en doble terna en 220-kV tiene una capacidad limitada (se retiran hasta 486-MW) y no permite una utilización óptima, correspondiendo a 1.550-MW, de la potencia disponible de dicha CH. Bajo esta configuración, la seguridad de suministro a la región es altamente dependiente a la disponibilidad de estas fuentes de generación y vulnerable ante los riesgos de eventuales fallas en el sistema de transmisión.
- 1.6 Falta de integración en el sistema de transmisión. El sistema opera en dos sub-sistemas eléctricamente separados, uno desde *Itaipú-Acaray* hasta Asunción y el otro desde *Yacyretá* hasta la Subestación de *Guarambaré*, próximo a Asunción. En el caso del segundo sub-sistema, es importante destacar que no se aprovecha su capacidad máxima debido a la falta de sincronización de *Yacyretá* con el sistema paraguayo y nivel de tensión de 220-kV. Esta situación limita el uso óptimo del sistema y disminuye su confiabilidad y seguridad⁸. Para sincronizar los subsistemas, es necesario contar con una fuerte capacidad de transmisión desde ambas fuentes de generación, por lo cual se requieren LT en 500-kV desde las CHs.
- 1.7 Elevado nivel de pérdidas eléctricas. Otro desafío del sector son las elevadas pérdidas eléctricas totales del sistema, actualmente del orden del 30,9%, de las cuales se estima que aproximadamente un tercio corresponde a pérdidas no técnicas⁹. Las principales causas de las pérdidas técnicas son los retrasos en las inversiones que hacen que el sistema opere en el límite de su capacidad (informe semestral de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) enero-junio 2012). Los retrasos en las inversiones se deben, entre otros, a problemas en los procesos de licitaciones y demoras en la obtención de financiamiento. Las pérdidas no técnicas se deben a conexiones irregulares, medidores de energía eléctrica antiguos que tienen fallas en medición y de fácil manipulación y fraudes,

⁵ Plan Maestro de Generación y Transmisión 2012-2021, ANDE.

⁶ Sistema de 500 kV Estudio de Largo Plazo, ANDE.

⁷ Sin considerar cambios estructurales de la demanda como la eventual instalación de una planta de aluminio.

⁸ Revisión del plan estratégico de inversión del sector eléctrico del Paraguay (Apoyo para la Modernización del Sector Eléctrico del Paraguay, PR-T1045); (ATN/OC 10340-PR) (2011).

⁹ De 1996 al 2006 (periodo cuando el BID estuvo ausente en el sector), el promedio de las pérdidas era 27,2%.

entre otros. La ANDE está avanzando con la instalación de medidores electrónicos y prevé reducir el nivel de pérdidas totales a 23,6% para el 2017¹⁰.

- 1.8 Necesidades de modernización de la gestión de la ANDE. ANDE es una entidad autárquica estatal que tiene el monopolio del sector eléctrico según su Carta Orgánica (Ley 966/64) y depende del Viceministerio de Energía y Minas bajo el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC). La ANDE está integrada verticalmente y tiene a cargo la generación, transmisión y distribución eléctrica. La gestión ambiental y social, especialmente la obtención de las servidumbres para las LT y las licencias ambientales, constituye uno de los principales factores de retraso en las importantes obras de inversión de la ANDE¹¹. Se han venido realizando esfuerzos para su modernización, incluyendo su reestructuración interna, implementación de contratos de gestión con el Gobierno de Paraguay (GdP) y fortalecimiento de su Unidad Ambiental, entre otros. Se requiere continuar con este esfuerzo para adecuar a la entidad a las necesidades actuales y futuras del sector, destacándose la modernización en la gestión ambiental y social que constituye uno de los cuellos de botella en la ejecución de los proyectos, principal factor de demoras en la ejecución de LT y subestaciones, y la gestión de los pasivos ambientales.
- 1.9 **Justificación.** Con base a los factores antes mencionados, se identificó la necesidad de: (i) avanzar con las inversiones en el sistema de transmisión, en especial la interconexión de la región metropolitana de Asunción con los centros de generación mediante la construcción de LT en 500-kV; (ii) continuar con el esfuerzo de reducción de pérdidas eléctricas que aún continúan en niveles elevados¹²; y (iii) apoyar el proceso de modernización de la gestión de la ANDE. Estas actividades constituyen los ejes del Programa Multifase de Transmisión Eléctrica de ANDE - Fase II (Programa-Fase II).
- 1.10 Con respecto a la transmisión eléctrica, ya se licitó, adjudicó y está en construcción la LT en 500-kV desde Margen Derecha de la CH *Itaipú* a Villa Hayes (Asunción) con recursos del Fondo de Convergencia del Mercosur (FOCEM) y tiene previsto entrar en operación en 2013. Con respecto a la LT en 500-kV de *Yacyretá* a Villa Hayes a ser financiada con los recursos del Programa-Fase II y que fue priorizada en el Plan Maestro de Inversiones de la ANDE, se está avanzando en la preparación de los diseños de ingeniería y está programada para entrar en operación en el 2016. Los principales beneficios de esta LT incluyen: (i) satisfacer la creciente demanda en la región de Asunción; (ii) reducir las pérdidas técnicas en transmisión; y (iii) aumentar la disponibilidad, seguridad, confiabilidad y flexibilidad del sistema con la interconexión eléctrica de todo el

¹⁰ ANDE, Plan de Reducción de Pérdidas Eléctricas, 2010-2020.

¹¹ Ver enlace electrónico "Evaluación de Desempeño de la Fase I".

¹² La eficacia de la intervención seleccionada (es decir en este caso, la reducción de las pérdidas eléctricas) se basa en evaluaciones existentes de intervenciones en un contexto semejante al de Paraguay, en los que se puede reproducir la aplicabilidad de la intervención. Esta condición se cumple en varios países en América Latina, Asia y África. El caso más relevante es el de Chile, que redujo en más de 15% dichas pérdidas entre 1985 y 2007, mejorando de manera significativa la sostenibilidad financiera de las empresas de distribución (*Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector, World Bank, 2009*).

SIN. Con respecto a las pérdidas eléctricas, su reducción permitirá reducir la compra de energía e incrementar la facturación. Asimismo, la mejora en la gestión institucional y ambiental redundará en una mayor agilidad en el desarrollo de las obras de infraestructura.

- 1.11 **Enfoque Multifase.** En el 2006, con el fin de fortalecer del sector eléctrico de manera sostenible y por etapas, se acordó con el GdP el apoyo al plan de inversiones que, debido a su complejidad, tiempo de maduración, alcance de largo plazo y ejecución en términos de obras, requeriría de un plazo mayor que el de un ciclo de préstamo. Dentro de este contexto se estructuró el Programa Multifase de Transmisión Eléctrica de ANDE y la primera fase del Programa (Programa-Fase I), aprobado por el Directorio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en diciembre del 2006, bajo la política PR-208 de “Prestamos de Programas de Fases Múltiples”. El Programa-Fase I (PR-L1010), por un monto de US\$69,5 millones (costo total de US\$105,88 millones), fue ratificado por el Congreso del Paraguay el 18 de enero del 2008, y tiene un plazo de ejecución hasta enero del 2014. A inicios del 2012, a solicitud del GdP, se inició la preparación de la segunda y última fase de dicho Programa (Programa-Fase II) estructurado bajo el esquema multifase de la PR-208, con el mismo objetivo general que el Programa-Fase I pero con objetivos específicos distintos para el Programa-Fase II y componentes que se basan en los avances logrados en la primera fase.
- 1.12 Con el Programa-Fase I, se financiaron y se alcanzaron los siguientes resultados: Componente I: (i) LT de 198-km en 220-kV (concluida); (ii) LT de 35-km en 66-kV Eusebio Ayala-*Caacupé* (concluida); (iii) LT de 35-km en 66-kV Pte Franco-Ciudad del Este en ejecución (20% de avance); y (iv) intervenciones en 10 subestaciones realizadas (85% de avance). Componente II: (i) 324.485 medidores electrónicos monofásicos y trifásicos instalados; y (ii) reducción del nivel de pérdidas eléctricas de 34% en el 2006 a 30,9%. Componente III: (i) desarrollo del Sistema de Gestión Ambiental y Social (SIGAS); (ii) desarrollo del desglose contable de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica (60% de avance); y (iii) avances en varias consultorías que tienen por objeto la gestión de pasivos ambientales. Esta fase ha sufrido algunos retrasos, debido al tiempo requerido para la ratificación legislativa (2008), cambio de autoridades del GdP (2008) y de ANDE en varias oportunidades, así como reorganizaciones internas, protestas en licitaciones y licitaciones declaradas desiertas. No obstante, considerando que el periodo de ejecución efectivo ha sido de 4 años, se ha alcanzado el 75,04% de desembolso y 76% comprometido, superando el 50% y 75% requerido respectivamente para pasar al Programa-Fase II.
- 1.13 Bajo el esquema multifase, se establecieron 10 metas para pasar al Programa-Fase II, incluyendo el haber: (i) reducido las pérdidas eléctricas al 29% (meta 1); (ii) implementado el desglose contable de negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica (meta 2); (iii) completado y publicado un estudio de costos y tarifas (meta 3); (iv) presentado una propuesta de modernización del marco jurídico de la ANDE (meta 4); (v) actualizado el Plan Maestro de Inversiones (meta 5); (vi) mejorado el acceso a la información de la ANDE (meta 6); (vii) cumplido con cuatro índices financieros (meta 7); (viii) mejorado la gestión

ambiental (meta 8)¹³; (ix) presentado un informe ambiental con recomendaciones para el Programa-Fase II (meta 9) ; (x) reubicado la Unidad Ambiental de ANDE (la cual se convirtió en una División de Gestión Ambiental (meta 10) (párrafo 3.16, PR-L1010). Adicionalmente, se debe haber completado una evaluación externa de desempeño (párrafo 3.15, PR-L1010) conforme a la política de Instrumentos Flexibles de Préstamos (GN-2085-2).

1.14 A noviembre del 2012, se han cumplido la evaluación externa de desempeño (ver enlace electrónico), así como 6 de las 10 metas mencionadas arriba a excepción de las siguientes:

(i) reducción de pérdidas eléctricas (meta 1). Se alcanzó una reducción de 34% a 30,9% en lugar del 29% que se había establecido. Aunque no se ha alcanzado la meta, los avances han sido significativos especialmente si se considera que, en el período 2006 a 2012, el aumento de la demanda anual fue del orden del 8%. Dichos avances incluyen el desarrollo de un plan de reducción de pérdidas eléctricas; 324.485 medidores electrónicos instalados (sobre un total de 1.271.766 a julio del 2012); contratación y capacitación de más de 30 cuadrillas para la inspección de conexiones; e inicio del proceso para un sistema de gestión integral de distribución eléctrica (con el apoyo del Banco Mundial). Las inversiones vinculadas a la reducción de pérdidas tienen una alta rentabilidad (28%) y contribuyen a mejorar la sostenibilidad del sector. Se espera alcanzar la meta del 29% para el 2014 con los avances en la sustitución de medidores electromecánicos por medidores electrónicos, instalación de transformadores de distribución y la entrada en servicio de la línea en 500-kV *Itaipú-Villa Hayes*.

(ii) desglose contable de los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica (meta 2)¹⁴. El diagnóstico y el desarrollo del desglose contable fue completado por una firma internacional y el proyecto se encuentra en etapa de implementación experimental. Se prevé que esté operativo en el 2014. Considerando las características de la ANDE, que ejerce un monopolio del sector eléctrico de acuerdo a lo que establecen sus normas, la implementación del desglose contable constituye un paso importante en su proceso de modernización, y contribuirá, entre otros, a identificar las áreas de posibles mejoras especialmente en los segmentos de transmisión y distribución, que también contribuirán a la sostenibilidad del sector.

(iii) estudio de costos y tarifas (meta 3). Se ha realizado un estudio preliminar de costos y tarifas, con base en el cual se han preparado los pliegos para una licitación pública internacional para la realización del estudio integral que está previsto ser completado a fines del 2013 (el último estudio integral fue realizado

¹³ Otros logros incluyen: (i) programas de mitigación ambiental incorporados dentro de cada contrato que cuentan con un estudio de impacto ambiental; (ii) adopción de una norma institucional para el manejo seguro de aceites; (iii) capacitación del personal técnico de la ANDE en gestión y técnicas analíticas para determinación de *PolyChlorinated Biphenyl* (PCB, Bifenilos Policlorinados) en los proyectos; y (iv) adquisición de equipamiento para mejorar la gestión de pasivos ambientales (cromatografía de gas).

¹⁴ Dada las características del mercado, no se planteó un desglose institucional de los segmentos sino el desglose contable de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica.

en el 2002). Bajo el esquema vigente de gobernanza del sector, este estudio integral proporcionará información relevante para el análisis y toma de decisiones vinculadas a las tarifas en el mediano y largo plazo.

(iv) índices financieros (meta 7). Se establecieron metas de cumplimiento en cuatro índices financieros, tres de los cuales fueron alcanzadas: (i) relación de la generación interna de fondos y servicio de la deuda; (ii) relación deuda a largo plazo y patrimonio; y (iii) relación entre activos y pasivos corrientes. La meta no alcanzada fue el índice de cobranza, que debería haber sido del 85%, pero alcanzó el 80% (si se consideran solo los clientes privados, también este índice ha sido cumplido). ANDE, en coordinación con el GdP, en el marco del Contrato de Gestión de Resultados, está trabajando para consolidar las deudas pendientes y asegurar el pago de las facturas de los clientes públicos. Con la implementación de estas acciones, se prevé que el índice pueda ser cumplido en el 2014.

- 1.15 Aunque no se han alcanzado las cuatro metas arriba mencionadas, se considera que las mismas están encaminadas para ser completadas. El conjunto de las acciones realizadas y en ejecución reflejan el compromiso de la ANDE y el GdP para cumplir con dichas metas, y constituye un importante paso en la dirección correcta para continuar con el esfuerzo de modernizar y fortalecer el sector. El cumplimiento de cada una de estas metas incumplidas tendrá el tratamiento establecido en los párrafos 3.4 y 3.5.

B. Sector Energía en Paraguay

- 1.16 Si bien Paraguay es un importador neto de hidrocarburos, es un gran exportador de energía hidroeléctrica. El servicio eléctrico tiene una cobertura de 99,6% en las áreas urbanas y de 96,3% en las rurales. El consumo se distribuye en clientes residenciales (42,3%); industriales (22,6%); comerciales (18,6%); y el (16,5%) restante para clientes gubernamentales y alumbrado público.
- 1.17 El MOPC, a través del Viceministerio de Energía y Minas, es el organismo que dicta la política sectorial, con responsabilidad en la regulación y calidad de los servicios. El Equipo Económico Nacional, conformado por los Ministros de Hacienda, MOPC, Agricultura y Ganadería, Industria y Comercio, y el Presidente del Banco Central, definen la política tarifaria de los servicios públicos. No existe un ente regulador *ad-hoc* para el sector. La prestación del servicio eléctrico está a cargo de la ANDE, que además, desarrolla funciones sectoriales relacionadas con el planeamiento, decisiones de inversión y estudios tarifarios. La ANDE tiene a cargo la generación, exceptuando las CHs *Itaipú* y *Yacyretá*, que son entidades binacionales. La distribución es de ANDE, con excepción de dos áreas menores.
- 1.18 Las tarifas del sector eléctrico son propuestas por la ANDE y son aprobadas por el GdP. Dadas las condiciones especiales del sector, en particular la abundante generación hidroeléctrica de bajo costo, las tarifas no han sido ajustadas desde el año 2002. Actualmente, la tarifa media nacional es equivalente a unos US\$0,073 por kilovatio-hora (kWh). A pesar de que las tarifas no han sido ajustadas, por la evolución del tipo de cambio, de hecho en términos de dólares han sufrido un

aumento de más del 20%¹⁵. Esto es importante ya que la compra de energía de ANDE y una parte sustancial de las inversiones en equipamiento son en moneda extranjera. Adicionalmente, la reducción de las pérdidas eléctricas y el plan de regularización de la morosidad de los clientes públicos, entre otros, están contribuyendo a mejorar los ingresos de ANDE.

C. Consistencia con la Política del Banco OP-708

- 1.19 En el Programa-Fase I, se solicitó una dispensa parcial de la OP-708 basada en: (i) la ausencia de un marco tarifario que refleje los costos de la prestación de servicios (ausencia de estructura tarifaria con metodología establecida y mecanismos de ajuste de la tarifa); y baja eficiencia en la prestación de servicios, especialmente las altas pérdidas eléctricas que afectan la sostenibilidad financiera de la ANDE (nivel elevado de pérdidas de 34% en el 2006); y (ii) la ausencia de un marco regulatorio adecuado, especialmente en lo referente a la gobernanza de la ANDE que requería modernizar su carta orgánica (ANDE verticalmente integrada, sin directorio y con un presidente nombrado por el Poder Ejecutivo; y ausencia de ente regulador) y la práctica de las transferencias inter-gubernamentales sin un marco pre-establecido (el Poder Ejecutivo determina el monto de transferencias cada año). Estos aspectos fueron recogidos y capturados dentro de las metas a cumplir para pasar de la primera a la segunda fase, excepto con lo relacionado con las transferencias inter-gubernamentales que requiere ser atendido por otro tipo de instrumento, tal como un programa integral de reformas de políticas del sector.
- 1.20 En este sentido, en los últimos seis años, y con el apoyo del BID, se han realizado avances que van en la dirección correcta, destacándose lo siguiente: (i) marco tarifario: (a) se realizó un estudio preliminar de costos y tarifas y se está adjudicando la preparación de un estudio integral (meta 3); y (b) se está implementando un plan de reducción de pérdidas eléctricas (meta 1); y (ii) marco regulatorio: (a) se preparó un anteproyecto de modificación de la Ley 966/64 – Carta Orgánica de la ANDE (meta 4) (dicho anteproyecto está siendo discutido internamente en la ANDE); y (b) se ha jerarquizado la División de Gestión Ambiental de la ANDE (meta 10). Adicionalmente, el compromiso del GdP de mejorar el marco regulatorio del sector se refleja en acciones tales como la puesta a consideración legislativa de una propuesta de creación del Ministerio de Energía; y la implementación de Contratos de Gestión por Resultados entre ANDE y el Consejo de Empresas Públicas¹⁶.
- 1.21 Los ajustes estructurales que se requieren en el sector llevan tiempo para su desarrollo e implementación. El ritmo de los avances ha sido limitado debido a la peculiar estructura del sector energético del Paraguay: 100% de su demanda abastecida mediante fuentes hidroeléctricas, renovables y altamente costo eficientes¹⁷; mayor exportador mundial de energía eléctrica; eficiencia económica

¹⁵ Diciembre 2002, US\$1 = 6.900 Guaraníes; Septiembre 2012, US\$1 = 4.416 Guaraníes. Fuente: <http://bcp.gov.py>.

¹⁶ Está compuesto por los Ministerios de Hacienda; MOPC; Industria y Comercio; y la Procuraduría General.

¹⁷ El costo promedio de la generación para ANDE es de aproximadamente 114.720 Guaraníes por MWh (equivalentes a aproximadamente US\$26/MWh. Fuente: ANDE, Memoria y Balance 2011.

por una tarifa que cubre sus costos de operación y mantenimiento e inversiones, sin necesidad de subsidios (la ANDE no recibe subsidio del GdP)¹⁸; robustez financiera de la ANDE (ver viabilidad financiera)¹⁹; y reducido tamaño de su sistema de distribución y transmisión. Por lo tanto, a pesar de los avances logrados y de las peculiaridades del sector energético del Paraguay mencionadas anteriormente, aún no se cumple totalmente con algunos aspectos de las condiciones básicas de la política OP-708. Los aspectos que aún no son consistentes con las condiciones básicas de dicha política son: (i) la ausencia de un marco tarifario que refleje los costos y la baja eficiencia en la prestación de servicios; y (ii) la ausencia de un marco regulatorio adecuado, especialmente en lo referido a la gobernanza de la ANDE. En vista de lo anterior, se propone una dispensa parcial a la OP-708 para el Programa-Fase II en los mismos términos que se había otorgado para el Programa-Fase I.

- 1.22 **Participación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el sector.** Históricamente el BID ha venido apoyando al sector eléctrico del Paraguay. Además del Programa-Fase I, hay en ejecución una Cooperación Técnica (CT) de apoyo para la preparación del Programa-Fase II (PR-T1112) y una CT-, Intercambio de Experiencias en Manejo Ambiental en Proyectos Eléctricos (PR-T1124) para promover el intercambio de experiencias entre Colombia y la ANDE. Asimismo, el BID está apoyando al GdP en la conceptualización y desarrollo de un mega proyecto de fundición de aluminio (inversión privada de US\$4.000 millones) (PR-T1117) por un monto de US\$266.000 (fondos C&D). El Banco Europeo de Inversiones (BEI) y la Corporación Andina de Fomento (CAF) están preparando préstamos paralelos por US\$100 millones y US\$50 millones respectivamente para complementar los recursos del BID en el Programa-Fase II, reflejando el rol catalizador del BID en el sector.
- 1.23 **Otras agencias multilaterales y bilaterales que actúan en el sector en Paraguay son:** (i) la CAF tiene un préstamo de US\$75 millones junto con *OPEC Fund for International Development* (OFID) por US\$20 millones, destinado a la ejecución de un Programa de Apoyo a la Red de Transmisión y Distribución del SIN; (ii) el Banco Mundial (BM), tiene un préstamo de US\$100 millones para mejorar el sistema de gestión de distribución y mejorar el sistema de transmisión mediante inversiones en subestaciones de 220-kV y 66-kV; y (iii) *Japan International Cooperation Agency* (JICA), está financiando la maquinización de la CH Yguazú, por US\$200 millones.
- 1.24 **Estrategia del País y el BID en el sector.** La estrategia del BID para el país (GN-2541-1) prioriza las inversiones en el subsector de transmisión eléctrica y recomienda enfocar las intervenciones en la reducción de las pérdidas eléctricas. El Programa-Fase II es consistente con los lineamientos de la estrategia.

¹⁸ Las tarifas vigentes permiten un resultado neto suficiente para cubrir los aportes inter-institucionales, los cuales deben ser aprobados por Ley del Congreso en el marco del Presupuesto Anual del Gobierno.

¹⁹ Los resultados financieros del 2011 muestran: facturación US\$498 millones; *Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization* (EBITDA) US\$120 millones.

- 1.25 **Consistencia con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9).** El Programa-Fase II es consistente con los objetivos prioritarios del GCI-9 de: (i) apoyar a países pequeños y vulnerables; (ii) contribuir a la mitigación y adaptación al cambio climático, vía el uso de la energía renovable disponible; y (iii) a la integración regional, ya que la LT conecta el SIN a la CH *Yacyretá* (un proyecto hidroeléctrico binacional de Argentina y Paraguay).

D. Objetivo, Componentes y Costo

- 1.26 El objetivo general del Programa-Fase II es mejorar la competitividad del sector productivo y el nivel de vida de la población del Paraguay a través del incremento en la seguridad del suministro y del aprovechamiento eficiente de la generación eléctrica renovable disponible. Los objetivos específicos del Programa-Fase II son: (i) contribuir al financiamiento de inversiones para la LT en 500-kV de *Yacyretá* a Asunción, y sus subestaciones asociadas; (ii) reducir las pérdidas eléctricas; y (iii) contribuir a la modernización de la gestión de la ANDE. Las actividades de cada componente están estructuradas para continuar con los esfuerzos realizados bajo el Programa-Fase I.
- 1.27 **Componente I. Inversiones en la Línea de Transmisión Yacyretá – Villa Hayes y Subestaciones.** El Componente I incluye las inversiones para la construcción de: (i) la LT de 296-km de longitud en 500-kV desde la represa de *Yacyretá* a Villa Hayes y comprende la construcción de los siguientes tramos: *Yacyretá-Ayolas* (16-km) y *Ayolas-Limpio* (260-km) con estructuras autoportantes y con cuatro conductores por fase; asimismo comprende la adquisición y montaje de conductores para el tramo *Limpio-Villas Hayes* (20-km);²⁰ y (ii) ampliación de las subestaciones *Ayolas* y *Villa Hayes* con construcción de posiciones de llegada y salida de LT y transformadores (no requiere adquisición de terrenos). Se tiene previsto cubrir parte de la contrapartida con recursos del BEI (US\$100 millones) y de la CAF (US\$20 millones).
- 1.28 **Componente II. Programa de Reducción de Pérdidas Eléctricas.** El Componente II financiará la adquisición de medidores electrónicos modernos para sustituir unidades electromecánicas obsoletas (aproximadamente 625.000 unidades), que permitirá una mejor medición del consumo eléctrico y contribuirá reducir acciones de fraudes. ANDE contribuirá con la contratación de cuadrillas de inspección con recursos de contrapartida. Se tiene previsto cubrir parte de la contrapartida con recursos de la CAF (US\$30 millones).
- 1.29 **Componente III. Modernización de la gestión de la ANDE.** La ANDE está realizando esfuerzos para modernizar su gestión con recursos de otros organismos internacionales tales como el BM, la CAF y con fondos propios, que incluyen entre otros, el fortalecimiento del sistema de facturación, incorporación de tecnología informática moderna y otras acciones. Complementando dicho esfuerzo, el Componente III de esta operación financiará la compra de bienes y servicios para modernizar la gestión ambiental de la ANDE, incluyendo el manejo

²⁰

Las torres de este tramo son estructuras de doble tema y serán adquiridas y montadas con el financiamiento del proyecto de la línea de transmisión de *Itaipú-Villa Hayes* (en ejecución).

de los pasivos ambientales y apoyará la capacidad institucional de la empresa. Se financiará: (i) la adquisición de vehículos para la División de Gestión Ambiental que contribuirá a la gestión y monitoreo de las actividades de la unidad; (ii) la adquisición de equipos informáticos para la implementación del sistema informático de monitoreo de pasivos ambientales; y (iii) construcción de plataforma para almacenamiento de transformadores averiados.

E. Matriz de Resultados

1.30 **Resultados esperados.** El Programa-Fase II cuenta con una Matriz de Resultados para su evaluación (Anexo II). Los resultados esperados son: (i) un aumento de la energía transportada desde *Yacyretá* hacia la región de Asunción; (ii) una reducción de la Energía No Suministrada (ENS) debido al aumento en la confiabilidad del suministro en el SIN; (iii) la sincronización de los dos subsistemas de transmisión; (iv) la reducción de las pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas; y (v) mejora en la gestión ambiental de la ANDE.

1.31 **Costo del Programa-Fase II.** El costo total se estima en de US\$266,84 millones a ser financiado por: (i) BID, a través de un préstamo de inversión de US\$50 millones (19%)²¹; y (ii) contrapartida presupuestada de la ANDE que incluye recursos del BEI por US\$100 millones (37%), recursos de CAF por US\$50 millones (19%) y recursos propios por US\$66,84 millones (25%) (incluye US\$40,50 millones en impuestos y aranceles)²².

Tabla 1. Costos y financiamiento (millones US\$)

Ítem	Descripción	Total	Contrapartida			Total
			BEI	CAF	ANDE	
1	Costos Directos					
1.1	Componente I – Inversiones en línea de transmisión	39,00	100,00	20,00	3,00	162,00
1.2	Componente II – Reducción de perdidas			30,00	3,00	33,00
1.3	Componente III – Modernización de ANDE	1,00			1,00	2,00
2	Contingencias				11,34	11,34
3	Supervisión, Indemnizaciones e Impuestos					
3.1	Supervisión				8,00	8,00
3.2	Indemnizaciones	10,00				10,00
3.3	Impuestos y aranceles				40,50	40,50
Total del Programa-Fase II		50,0	100,0	50,0	66,84	266,84
Porcentaje de Participación		19%	37%	19%	25%	100%

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos Financieros

2.1 El Programa-Fase II se desarrollará como un préstamo de inversión dentro del Programa con garantía soberana a ser financiado con recursos del Capital Ordinario (CO), con un plazo de 25 años y 5,5 años de gracia. El período de desembolso será de cinco años con el siguiente cronograma tentativo:

²¹ El monto del préstamo era de US\$100 millones pero fue reducido a US\$50 millones por solicitud del GdP.

²² La ANDE se ha comprometido a disponer de los recursos necesarios para financiar la totalidad de los Componentes en caso no se obtengan los préstamos del BEI y/o de la CAF.

Tabla 2. Cronograma Tentativo de Desembolsos

Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
BID (Millones US\$)	0	10,00	10,00	15,00	15,00	50,00
%	0%	20%	20%	30%	30%	100%
Local (Millones US\$)	0	43,37	43,37	65,05	65,05	216,84
%	0%	20%	20%	30%	30%	100%
Total (Millones US\$)	0	53,37	53,37	80,05	80,05	266,84
%	0%	20%	20%	30%	30%	100%

B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación

- 2.2 **Temas ambientales y sociales.** El Programa-Fase II ha sido clasificado como de Categoría B con base en la Política OP-703 (Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias), considerando que solo generará impactos ambientales negativos localizados y de corto-plazo, incluyendo impactos sociales asociados, para los cuales se dispone de medidas de mitigación efectivas. Los impactos más significativos son: (i) la relocalización de aproximadamente 90 viviendas y otro tipo de construcciones, así como restricciones en el uso del suelo en la franja de servidumbre; (ii) el riesgo de colisión de aves en rutas de migración y murciélagos, en especial en el tramo del cruce del Río Paraguay; (iii) el cruce de la línea por un área protegida (Reserva Ecológica *Yacyretá*) y un área de importancia para aves (Arroyos y Esteros); y (iv) remoción de la cobertura arbórea para la faja de servidumbre equivalente a unas 500 hectáreas, y alteraciones en el paisaje. Estos y otros impactos serán manejados a través de la implementación de un Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), un Plan de Reasentamiento, planes de compensación de los efectos en la fauna y flora y de monitoreo de impactos.
- 2.3 Durante la etapa de diseño, el BID llevó a cabo un análisis ambiental y social del proyecto, incluyendo la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), en cuyo contexto se analizaron cuatro variantes de la traza de la LT y sub-variantes dentro de las mismas. La traza acordada como resultado del EIAS minimiza el impacto, ya que evita el paso de la LT por las zonas más pobladas y hábitats naturales críticos. Asimismo, la ANDE ha implementado un proceso de consulta pública, que seguirá implementándose durante la ejecución del Programa-Fase II. Con estos arreglos, el Programa-Fase II cumple con las disposiciones pertinentes de las políticas ambientales y sociales del BID, en particular la OP-703, OP-102 (Acceso a la Información), OP-270 (Equidad de Género en el Desarrollo), OP-704 (Gestión del Riesgo de Desastres Naturales) y OP-710 (Reasentamiento Involuntario).
- 2.4 Los impactos positivos durante la construcción se relacionan con la generación de empleo temporal y dinamización de las economías locales por la demanda temporal de bienes y servicios por parte de contratistas. En la fase de operación el Programa-Fase II permitirá una mejora en la disponibilidad y confiabilidad del suministro de energía, especialmente en la región metropolitana de Asunción.
- 2.5 El BID monitoreará el cumplimiento de las pautas definidas en el Reglamento Operativo del Programa (ROP), el PGAS y otros planes de mitigación, compensación y monitoreo, y efectuará misiones de supervisión semestrales.

C. Riesgos Fiduciarios y de Ejecución

- 2.6 El Prestatario será la ANDE²³ y el garante será la República del Paraguay. La ejecución del préstamo será bajo la responsabilidad de la ANDE a través de su Dirección de Planificación General y Política Empresarial. A pesar de las debilidades identificadas durante la ejecución del PR-L1010, su gestión podrá ser mejorada tomando los recaudos fiduciarios correspondientes para la mitigación de los riesgos identificados en el taller que se realizó para esta operación, que incluyó temas de procesos de adquisiciones y manejo de recursos financieros, organización administrativa para la ejecución del préstamo y la necesidad de una adecuada gestión social durante la ejecución de las obras. Para mitigar los efectos de dichos riesgos, se realizarán actividades que serán reflejadas en el ROP.
- 2.7 Adquisiciones. Se realizarán de conformidad con las Políticas de Adquisiciones del BID, GN-2349-9 y GN-2350-9. El plan de adquisiciones se gestionará a través del Sistema de Gestión y Seguimiento de Planes de Adquisiciones (SEPA, www.iniciativasepa.org). No se anticipan excepciones a las políticas.

D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos

- 2.8 **Viabilidad Técnica.** Dada la amplia disponibilidad de generación hidroeléctrica, las alternativas técnicas de la LT en 500-kV se centra en las variantes de transporte de la energía desde las fuentes de generación a los centros de consumo. La viabilidad técnica fue analizada con apoyo de un experto internacional verificándose que el mismo fue conceptualizado y desarrollado de acuerdo a estándares y normas internacionales. El presupuesto de las obras fue revisado y se verificó: (i) la razonabilidad de sus costos directos e indirectos de construcción; (ii) las cantidades de equipos y las longitudes de las LT; y (iii) el esquema de ejecución propuesto. Asimismo, se confirmó que la construcción de esta LT constituye la ruta crítica de expansión del SIN. Con respecto a la reducción de pérdidas eléctricas, la sustitución de los medidores ha significado mejoras en la facturación (en términos de kWh por sectores) del orden del 10% al 50%.
- 2.9 **Viabilidad Económica.** La evaluación económica del Componente I (LT) presenta una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 26,8% y un valor presente de beneficios neto de US\$464 millones (descontados al 12%). La evaluación económica se hizo utilizando la metodología de Costo – Beneficio con y sin el proyecto. Se consideraron: (i) costos de inversión; (ii) sistema de transmisión conectado; (iii) beneficios económicos por la disminución de los niveles de pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión; (iv) beneficios económicos por la disminución de la ENS ante una falla del suministro desde CH *Itaipú*; y (v) venta de la energía incremental. Los supuestos incluyen: (i) beneficios netos de la ENS, que es el factor más relevante, valorando la energía a un costo de oportunidad de US\$400/MWh, representativo de la situación de desarrollo social, económico e industrial del Paraguay; y (ii) beneficios netos por la venta de la energía incremental, estimando la venta de la energía incremental a la tarifa media nacional. Se realizó un análisis de sensibilidad considerando: (i)

²³

El GdP adoptó como política que las empresas públicas sean prestatarias con garantía soberana del GdP.

variaciones en el costo de la inversión en 20%; (ii) disminución de la valoración de la ENS en US\$300/MWh; y (iii) disminución de la tasa de crecimiento de la demanda en 4,4%; obteniéndose un resultado satisfactorio. Con respecto a las intervenciones para el Componente II, se realizó una evaluación económica que dio como resultado una TIRE del 28,8% y un valor presente neto de US\$26,5 millones. Se realizó un análisis de sensibilidad considerando incremento de costos de inversión y reducción de los beneficios, con resultados satisfactorios.

- 2.10 **Viabilidad Financiera.** Se realizó un análisis de la capacidad financiera de la ANDE para hacer frente al repago de la deuda actual y futura, pago de los costos operativos y de las inversiones previstas, considerando diferentes escenarios de eventuales ajustes tarifarios. Para el caso base, las premisas fueron las siguientes: (i) incremento del 6% promedio anual de la demanda de energía, con una reducción de pérdidas eléctricas del 1% anual para el período 2011-2015 y del 0,3% para el período 2016-2021; (ii) compra de energía de *Itaipú* y *Yacyretá* en condiciones similares a las actuales; (iii) inflación del 5% anual; (iv) devaluación del orden del 2,9% anual entre 2012 y 2016, del 4,9% anual entre 2017 y 2019; (v) incremento de tarifas del orden del 12% durante el período 2012-2021; (vi) transferencias inter-gubernamentales de US\$22 millones anuales promedio; y (vii) inversiones por US\$2.729 millones en el período 2012-2021, financiado con recursos propios y préstamos de organismos internacionales. Los resultados muestran que los índices financieros son adecuados demostrando la solidez financiera de la empresa (ver enlace electrónico). Asimismo, se realizaron ejercicios de sensibilidad reduciendo el ritmo de aumento de las tarifas *vis-a-vis* la inflación proyectada en un 5% demostrando que la ANDE puede hacer frente al servicio de la deuda, cumplir con sus inversiones y cubrir sus costos operativos.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

A. Resumen de Medidas de Implementación

- 3.1 **Esquema de Ejecución.** El Organismo Ejecutor será la ANDE, responsable por la ejecución de los aspectos técnicos, administrativos, financieros y ambientales (incluyendo pliegos de licitación). La ANDE coordinará la ejecución a través de su Dirección de Planificación General y Política Empresarial que actuará como Unidad Coordinadora del Programa (UCP). La UCP contará con el apoyo de las Gerencias Técnica, Comercial y Financiera, y de la División de Gestión de Pérdidas Eléctricas de ANDE. La UCP tendrá el apoyo de la Dirección de Contrataciones Públicas de ANDE para el procesamiento de contrataciones.
- 3.2 La ANDE será además responsable ante el BID por: (i) la coordinación de las actividades del Programa-Fase II; (ii) la elaboración de los informes de avance físico-financiero; (iii) la presentación de las solicitudes de no objeción y desembolsos del préstamo, y el mantenimiento de registros contables; (iv) la implantación y mantenimiento de un sistema de control que garanticen el correcto uso de los recursos, así como el mantenimiento del archivo documentario; y (v) la preparación y actualizaciones del Informe Inicial del Proyecto, los Planes Operativos Anuales (POA), los Informes Semestrales de Seguimiento, los Informes de Evaluación, y el Informe de Terminación del Proyecto.

- 3.3 **Monitoreo.** Se contará con los siguientes instrumentos producidos por el Ejecutor: (i) POA; (ii) informes semestrales con base al *Project Monitoring Report* (PMR); (iii) plan de acción, si fuese necesario, para el semestre siguiente en aspectos que requieren acciones correctivas; y (iv) informe financiero anual y actualización de las proyecciones.
- 3.4 **Condiciones previas al primer desembolso:** (i) haber reducido las pérdidas eléctricas al 29%; (ii) estudio integral de costos y tarifas completado y publicado; (iii) aprobación del ROP mediante Resolución de la Presidencia de la ANDE, de acuerdo a los términos previamente acordados con el BID; (iv) aprobación por el BID del EIAS definitivo, incluyendo un PGAS y un plan de mitigación y compensación de los impactos en la fauna y la flora; (v) aprobación por el BID del Plan de Reasentamiento detallado, incluyendo un sistema de resolución de quejas y reclamos; y (vi) que se haya firmado un convenio de coordinación entre el Ministerio de Hacienda y la ANDE relacionado al avance de la ejecución del préstamo.
- 3.5 **Condiciones especiales de ejecución:** (i) previo al llamado a licitación de las obras de la LT y ampliación de las subestaciones, remisión al BID del diseño técnico final, con el trazado definitivo de la LT, y los pliegos de licitación, incluyendo especificaciones ambientales y sociales; (ii) previo a la adjudicación de las obras de la LT y ampliación de las subestaciones, haber incluido en los contratos las obligaciones ambientales y sociales, y presupuesto para las acciones de prevención y mitigación ambiental y social, de acuerdo al IGAS y PGAS; (iii) previo al inicio de las obras de la LT y ampliación de las subestaciones: (a) haber obtenido la licencia ambiental respectiva; y (b) haber contratado a la firma supervisora; (iv) previo al inicio de las obras de la LT: haber obtenido al menos el 25% de los derechos de servidumbre; (v) mantener los siguientes *ratios* financieros: (a) relación de generación interna de fondos y servicio de la deuda de 1,5 como mínimo; (b) relación deuda a largo plazo y patrimonio de 1,0 como máximo; y (c) relación entre activos y pasivos corrientes de 1,2 como mínimo; y (vi) como condición especial para el desembolso de más del 50% de los recursos del préstamo: (a) desglose contable de los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica implementado; y (b) haber alcanzado el nivel de cobranza del 85%, que deberá mantener durante el período de ejecución.
- 3.6 **Evaluación.** La evaluación tendrá por objeto verificar el cumplimiento de las metas de la Matriz de Resultados (Anexo II). Se prevé contar con informes de seguimiento semestral que incluirían, entre otros: (i) los avances en el logro de las metas; (ii) el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales; (iii) la efectividad del sistema de seguimiento y evaluación; y (iv) las lecciones aprendidas. Además, se prevé una evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general y el avance hacia la consecución de metas y una evaluación final, a los seis meses de concluida la ejecución.
- 3.7 **Evaluación socio-económica ex-post.** A la conclusión del Programa-Fase II, se realizará una evaluación de tipo costo-beneficio ex-post que verificará los beneficios socio-económicos.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo			
Resumen			
I. Alineación estratégica			
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID	Alineado		
Programa de préstamos	i) Préstamos a países pequeños y vulnerables y ii) Préstamos para apoyar iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental.		
Metas regionales de desarrollo			
Contribución de los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)	Km de líneas de transmisión y distribución de electricidad instaladas o mejoradas.		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país	Alineado		
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2541-1	Mejorar la infraestructura de transmisión y su eficiencia.	
Matriz de resultados del programa de país	GN- 2661-4	La intervención está incluida en el Documento de Programación de País 2012.	
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	Altamente Evaluable	Ponderación	Puntuación máxima
	9.2		10
3. Evaluación basada en pruebas y solución	9.9	25%	10
4. Análisis económico ex ante	10.0	25%	10
5. Evaluación y seguimiento	7.1	25%	10
6. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación	10.0	25%	10
Calificación de riesgo global = grado de probabilidad de los riesgos*	Medio		
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	Administración financiera: Presupuesto y Tesorería.	
El proyecto usa otro sistema nacional para ejecutar el programa diferente de los indicados arriba			
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			
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	Sí	Se apoyará la preparación del préstamo mediante un OI (PR-T1112).	
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.			

El POD presenta los problemas que el proyecto atacará al igual que sus beneficiarios y los factores que han contribuido a los problemas. Se incluyen las magnitudes de los problemas y los factores que contribuyen a ellos. Las intervenciones propuestas están vinculadas con los problemas que se han identificado en el diagnóstico.

La matriz de resultados tiene lógica vertical. Si bien no tiene indicadores de impacto, los resultados y productos están claramente planteados y cada uno tiene indicador. Todos los indicadores son SMART, tienen líneas de base, metas y fuentes de información. Con respecto a la información requerida para el PMR, los costos del programa se desglosan por producto como se presenta en la matriz de resultados. Se presentan en forma anual y la sumatoria de los costos corresponde al costo total del proyecto.

El proyecto se analizó utilizando un análisis de costo-beneficio. Los beneficios económicos están planteados y los costos económicos reflejan costos reales a la economía. Se presentan los supuestos utilizados y se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de los supuestos. El proyecto tiene un plan de evaluación y monitoreo. El plan de evaluación sigue las guías del DEM. La operación se evaluará utilizando un análisis de costo-beneficio ex- post.

Para concluir, la matriz de riesgo presenta los riesgos del proyecto y estos están clasificados por magnitud y probabilidad. Cada riesgo presenta sus medidas de mitigación e indicadores para monitorear la implementación de dichas medidas.

PROGRAMA MULTIFASE DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ANDE – FASE II**MATRIZ DE RESULTADOS****MATRIZ DE INDICADORES**

Objetivo	El objetivo general del Programa es mejorar la competitividad del sector productivo y el nivel de vida de la población del Paraguay a través del incremento en la seguridad del suministro y del aprovechamiento eficiente de la generación eléctrica renovable disponible.
-----------------	---

Resultados	Indicador	Unidad	Base (2011)	2013	2014	2015	2016	Meta Final 2017	Observaciones/Medio de verificación
Aumento de la capacidad de transmisión eléctrica desde Yacyretá hacia la región de Asunción	Capacidad máxima de transmisión desde Yacyretá al Sistema Interconectado Nacional (SIN)	MVA	500	750 ¹	750	750	2.000	2.000	La línea a ser construida incrementara la capacidad de transporte en 1250 MVA. Medio de verificación: Informes de la ANDE.
Reducción del riesgo de interrupciones del suministro de la región de Asunción por eventuales fallas del sistema de transmisión	Energía No Suministrada.	% respecto a la demanda de energía del SIN	0,0664	0,0098	0,0291	0,0367	0,0015	0,0015	Después de la entrada del proyecto, los niveles de confiabilidad del suministro en el SIN se incrementan. Medio de verificación: Informes de la ANDE.
Reducción de las pérdidas eléctricas del sistema	Pérdidas eléctricas totales correspondientes al Mercado Eléctrico Nacional	% de la energía no facturada sobre la energía suministrada	31,10	29,31	26,16	25,40	25,36	23,63	Medio de verificación: Informes de la ANDE.

¹ Entrada en operación de la Línea *Itaipú*-Asunción.

Resultados	Indicador	Unidad	Base (2011)	2013	2014	2015	2016	Meta Final 2017	Observaciones/Medio de verificación
Subsistemas de transmisión sincronizados ²	Subsistemas de transmisión sincronizados	Subsistemas	0	0	0	0	0	1	Medio de verificación: Informe de la ANDE.
Mejora en la gestión ambiental de ANDE	Informe anual del Sistema de Seguimiento de la Mitigación de Pasivos Ambientales	Informe	0	0	0	1	1	2	Medio de verificación: Informes de la Unidad Ambiental de la ANDE.

Productos	Unidad	Base (2011)	2013	2014	2015	2016	Meta final 2017	Medio de verificación
COMPONENTE 1. Inversiones en la Línea de Transmisión Yacyretá – Villa Hayes y Subestaciones								
Línea de Transmisión de 500 kV, Tramo Yacyretá – Limpio instalada	Tramo	0	0	0	1	0	1	Informe final de aceptación de la ejecución de las obras
Hitos								
Fundaciones para torres de transmisión realizadas	Fundaciones	0	0	500	192	0	692	Informes de avance de obra y recepción definitiva de la obra (ANDE)
Torres montadas	Torres	0	0	350	342	0	692	
Kilómetros de conductores y cables de guardia tendidos	km	0	0	0	276	0	276	
Kilómetros de Línea de Transmisión de 500 kV, Tramo Limpio – Villa Hayes instalados	km	0	0	0	20	0	20	Informe final de aceptación de la ejecución de las obras

² Se refiere a la sincronización del subsistema proveniente de *Yacyretá* con el subsistema proveniente de *Itaipú*, lo cual se logra al reforzar la capacidad de transmisión desde ambas fuentes de generación.

Productos	Unidad	Base (2011)	2013	2014	2015	2016	Meta final 2017	Medio de verificación
Subestación Ayolas ampliada	Subestación	0	0	0	0	1	1	Informe final de aceptación de la ejecución de las obras
Hitos								
Nuevas posiciones instaladas en el patio de 500 kV de línea de transmisión.	Posiciones	0	0	1	1	0	2	Informes de avance de obra y recepción definitiva de la obra (ANDE)
Subestación Villa Hayes ampliada	Subestación	0	0	0	0	1	1	Informe final de aceptación de la ejecución de las obras
Hitos								
Nuevas posiciones instaladas en el patio de 500 kV.	Posiciones	0	0	1	1	0	2	Informes de avance de obra y recepción definitiva de la obra.
Banco de auto transformadores 500/220 kV – 600 MVA instalado.	Auto-transformadores	0	0	0	1	0	1	
Nueva posición instalada en el patio de 220 kV .	Posiciones	0	0	0	1	0	1	
COMPONENTE 2. Programa de Reducción de Pérdidas Eléctricas								
Medidores electrónicos instalados	medidores	0	0	85.000	180.000	180.000	625.000 ³	Informe de la ANDE
COMPONENTE 3. Modernización de la gestión de la ANDE								
Sistema Informático de Seguimiento de la Mitigación de Pasivos Ambientales instalado	Sistema informático	0	0	1	0	0	1	Informe de instalación y pruebas de equipo informático en ANDE
Vehículos adquiridos para la Unidad Ambiental	Vehículos	0	0	4	0	0	4	Registro en libro de activos de ANDE

³ Incluyendo 180.000 medidores a instalar durante el 2017.

Productos	Unidad	Base (2011)	2013	2014	2015	2016	Meta final 2017	Medio de verificación
Plataforma para almacenamiento de equipos y aceites usados construida	Plataforma	0	0	0	1	0	1	Informe de terminación y entrega de proyecto.
Predio de San Lorenzo ambientalmente recuperado.	Predio	0	0	0	0	1	1	Informe al Ministerio de Ambiente

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

PROYECTO: PR-L1058

NOMBRE: Programa Multifase de Transmisión Eléctrica de ANDE-Fase II.

ORGANISMO EJECUTOR: ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD-ANDE

PREPARADO POR: Alberto de Egea y Mariano Perales-Especialistas Fiduciarios

RESUMEN EJECUTIVO

La evaluación institucional para la gestión fiduciaria del proyecto fue realizada en base a: (i) el contexto fiduciario del país; (ii) los resultados de la evaluación de riesgos fiduciarios y taller GRP; (iii) el análisis realizado a la ANDE utilizando la metodología SECI; (iv) reuniones de trabajo con el equipo de proyecto; y v) reuniones con el personal de las diferentes áreas del ANDE. Como resultado de esta evaluación se han elaborado los acuerdos fiduciarios de Adquisiciones y Gestión Financiera que se aplicarán para la ejecución del proyecto.

I. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL PAIS

En términos generales, los sistemas nacionales de gestión financiera tienen un nivel de desarrollo medio. Estos requieren ser complementados, para efectos de la ejecución de los proyectos que financia el Banco, en lo referente a reportes financieros específicos y al control externo, mediante sistemas contables auxiliares y la intervención de la CGR en auditoría de proyectos ó la contratación de firmas privadas de auditoría elegibles para el Banco. Las herramientas de control financiero como el SIAF, SICO y otros subsistemas permiten a los ejecutores gestionar vía Banco Central las transferencias de los pagos a los proveedores de bienes y servicios; la integración de estos permitirá en un futuro cercano contar con los EFAs del programa o proyecto elaborados desde el SIAF, mientras tanto se apoya en sistemas paralelos.

En cuanto a la gestión de Adquisiciones se requieren aún mayores esfuerzos para mejorar la capacidad nacional, atendiendo a los requerimientos de mejoras en materia de contrataciones públicas, como prácticas de desarrollo de mercado y monitoreo en tiempo real de ejecución de contratos en sus distintas etapas.

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

La ANDE es una entidad autárquica estatal que tiene el monopolio del sector eléctrico, según su Carta Orgánica (Ley 966/64) y depende del Vice-ministerio de Energía y Minas bajo el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC). El Presidente de la ANDE es designado por el Poder Ejecutivo. La ANDE planifica las inversiones y desarrolla estudios. Pero en definitiva, el Equipo Económico del Gobierno es quien aprueba el presupuesto anual de inversiones de ANDE y autoriza los ajustes de tarifas.

La Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DPGPE), que ya está familiarizada con los procedimientos y normas del BID, será la unidad que represente al ejecutor en los aspectos de administración del Programa.

Se destacan debilidades en las Áreas de planificación y de Control, en las cuales, de acuerdo al SECI, se alcanza un nivel de Desarrollo Incipiente; lo cual genera Riesgo Alto, lo que hace necesario poner mayor atención al desarrollo de las actividades de fortalecimiento en las áreas mencionadas.

Las áreas de riesgo presentan secuelas de las sucesivas reorganizaciones institucionales, no asentadas por completo en la actualidad debido a la cantidad de proyectos con múltiples Organismos Financiadores Externos, que supera la capacidad de Recursos Humanos capacitados asignados a las tareas de planificación y gestión administrativa financiera de los proyectos en curso. Esta situación podría proyectarse para la ejecución de la Fase II y afectar la gestión integral del programa desde la planificación de las operaciones hasta repercutir en los cronogramas de ejecución y cumplimiento de los objetivos.

III. EVALUACION DE LOS RIESGOS FIDUCIARIOS Y ACCIONES DE MITIGACION

1. El SECI 2012 aplicado a la Institución calificó la capacidad institucional general de la ANDE de 60.64%, indicando un Desarrollo Medio (MD) y un nivel de Riesgo Medio (RM) para la presente operación. La capacidad de ejecución determinado por los subsistemas: i) Administración de Personal; ii) Administración de Bienes y Servicios; y iii) Administración de Financiera muestra una calificación de 75.03% con un nivel de desarrollo medio (DM).
2. La misma Evaluación en la capacidad de control (CC) determina que se requiere medidas de carácter prioritario, que deben implementarse a la brevedad posible. Su adopción implica mejoramiento sustancial de la capacidad, y es deseable que se implementen en una fase temprana de su ejecución. Su calificación de 33.33% representa un nivel de riesgo alto; en este contexto los procesos de administración de adquisiciones y financieros corren riesgos de atraso y de determinación de gastos no elegibles en el futuro.
3. Los Estados Financieros de la entidad al 31 de diciembre de 2011, elaborados por la firma auditora independiente BDO, arrojaron observaciones importantes, entre otras se encuentran las siguientes:
 - i. Carencia de un sistema contable informático para registro de las operaciones del Programa;
 - ii. Carencia de un Manual de funciones y procedimientos para el Programa;
 - iii. Alta rotación del cargo de Coordinador General y Adjunto del Programa;
 - iv. Facturas pagadas en fechas diferentes;
 - v. Omisión de pagos efectuados, con fondos de contrapartida local, en los estados financieros del Programa;
 - vi. Intereses generados en caja de ahorros y comisiones bancarias pagadas no registradas en los Estados Financieros del Programa;
 - vii. Contratos adjudicados y ejecutados no registrados en el sistema de ejecución de Planes y Adquisiciones (SEPA);
 - viii. Atrasos en el cumplimiento del POA;
 - ix. Procesos licitatorios con atrasos significativos;
 - x. Bienes adquiridos con fondos destinados al Programa sin identificación alusiva al mismo;
 - xi. No cuenta con inventario de bienes adquiridos por el Programa.

Por lo anterior, se hace necesario considerar las siguientes oportunidades de mejora para la etapa de ejecución:

Gestión financiera

1. Priorización de las actividades de planificación, programación y monitoreo del Programa.
2. Establecer para la gestión financiera una mayor coordinación con la DIGAF y definir un sistema de conciliación permanente de los registros a SICO, SIGADE, entre otros.
3. Definir un programa de capacitación en temas relacionados a gestión de proyectos; gestión de riesgos y gestión fiduciaria de los proyectos financiados por el Banco, así como preparación de los documentos para las adquisiciones e informes financieros para el Banco.
4. Incorporar el manejo de los instrumentos utilizados para la planificación y programación de actividades, costos, tiempos, programación financiera multianual, para la preparación del PEP, POA, PA y PF, previéndose dentro del equipo del programa: un Especialista en Planificación y Monitoreo.
5. Desarrollar, aprobar e implementar Manuales de Organización y Funciones de la Dirección de Contrataciones Públicas y Gerencia Financiera.
6. Otro aspecto es la necesidad de aprobación del ROP del Programa, que en la etapa de cumplimiento de condiciones previas corresponde su aprobación a nivel de la máxima autoridad.
7. Otro desafío es el establecimiento de un sistema de archivo en coordinación con la Gerencia Financiera.
8. En lo relacionado al esquema de ejecución, el principal desafío es apoyar a la Dirección de Planificación General y Política Empresarial con un Coordinador Operativo dedicado con exclusividad al PR-L1058 y Profesionales Especialistas en adquisiciones, en administración y

- finanzas, así como un profesional Ingeniero que pueda intervenir como enlace técnico para interactuar con las dependencias de gestión técnica que intervendrán en la ejecución.
9. Establecer en el Reglamento Operativo, que se definan, desarrollen y se aprueben formalmente los procedimientos administrativos que rigen las actividades y responsabilidades de la administración financiera del Programa que deben estar documentados en un Manual de funciones y procedimientos, el cual debe ser permanentemente actualizado mientras dure la ejecución del mismo.

Gestión de Adquisiciones

1. Para el Sistema de Administración de Bienes y Servicios, el SECI ha arrojado una calificación de 78,13% equivalente a un desarrollo medio con nivel de riesgo medio.
2. Sin embargo, la Matriz del SECI y la experiencia de la DPGPE en la ejecución del PR-L1010 determinan una serie de riesgos que por su impacto, deberán ser objeto de requisitos fiduciarios que permitan la efectiva ejecución del proyecto. Dichos riesgos son: (i) continuos cambios de autoridades; (ii) unidad ejecutora compuesta por funcionarios que no se dedican 100% al proyecto debido a las diferentes funciones que deben de realizar en la Institución; (iii) adquisiciones centralizadas en la unidad Operativa de Contrataciones (UOC) institucional, la que cuenta con funcionarios nuevos y de poca experiencia; (iv) demoras sustanciales en el desarrollo de documentos para convocatoria; (v) errores en las evaluaciones realizadas por el comité, las que son devueltas para re evaluación, generando re procesos; (vi) tiempos de evaluación fluctúan entre 10 y 188 días para licitaciones; (vii) del análisis del PA del SEPA para el hito “Firma de contrato”, el 60% de los procesos sobrepasan los 6 meses. Estos riesgos también son enunciados en el “Informe General Consolidado para Países FOE”, de agosto de 2012, que en su Anexo V, Paraguay, se refiere al Sector Energía.
3. Hay que destacar sin embargo la mediana capacidad institucional global de la ANDE, según el SECI, para llevar adelante los proyectos con múltiples agencias; ciertamente, no sin dificultades y atrasos (el PR-L1010 lleva el 75% desembolsado en el plazo original de desembolsos de 4 años), pero que podrán ser mejorados significativamente en la ejecución de este proyecto desde que se tomen los recaudos fiduciarios correspondientes, por medio de las acciones indicadas en el plan de fortalecimiento recomendado en el informe SECI, para la mitigación de los riesgos arriba enunciados. Adicionalmente, se podría considerar un plazo de ejecución mayor para esta operación teniendo en cuenta que el PR-L1010 tiene un plazo vigente de 6 años.

IV. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN LAS ESTIPULACIONES ESPECIALES DEL CONTRATO

A fin de agilizar la negociación del contrato por parte del equipo de proyecto y principalmente de LEG, se incluyen a continuación aquellos Acuerdos y Requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales:

La ejecución del Programa requeriría como condiciones previas al desembolso de los recursos:

- i. la vigencia del Convenio suscrito entre el Prestatario y la ANDE;
- ii. la aprobación y puesta en vigencia del Reglamento Operativo del Programa.
- iii. Presentación del Plan de Reasentamiento para las viviendas que serán afectadas por la servidumbre de la línea de transmisión.
- iv. El nombramiento de un fiscal de gestión, con perfil profesional de auditor que mengüe los riesgos de control interno del Programa. Esta condición podrá ser incluida en el Reglamento Operativo del Programa (ROP).

Asimismo, se prevé las siguientes condiciones de ejecución:

- i. El tipo de cambio acordado con el ejecutor para la rendición de cuentas será el tipo de cambio de la fecha de gasto, correspondiente a la publicación del Banco Central de Paraguay (BCP).
- ii. Los Estados Financieros del Programa serán de carácter anual al cierre del ejercicio económico de la gestión y su presentación a los 120 días posteriores a dicho cierre; de la misma manera, de acuerdo a lo establecerse en el Contrato de Préstamo, los estados Financieros Institucionales de ANDE de carácter anual.
- iii. Ambos Estados Financieros podrán ser elaborados por la Contraloría General de República o las firmas auditoras independientes, las cuales deberán ser elegibles para el Banco, previamente a la elaboración de los mismos informes de auditoría.
- iv. El Banco establecerá el tipo de auditoría de aseguramiento que se aplicará al Proyecto.
- v. Previo a la adjudicación de las obras de las líneas de transmisión y ampliación de subestaciones, haber incluido en los contratos respectivos las obligaciones ambientales y sociales, y presupuesto para las acciones de prevención y mitigación ambiental y social, de acuerdo al IGAS y PGAS. Teniendo en cuenta lo siguiente; (i) Previo al inicio de cada una de las obras de la línea de transmisión y ampliación de las subestaciones: (a) haber obtenido la licencia ambiental respectiva; (b) haber obtenido al menos el 25% % de la servidumbre de la línea transmisión; y (ii) Mantener los siguientes ratios financieros: (a) de cobranza, igual o superior al 85%; relación de generación interna de fondos y servicio de la deuda de 1,5 como mínimo; relación deuda a largo plazo y patrimonio de 1,0 como máximo; y relación entre activos y pasivos corrientes de 1.2 como mínimo.

V. ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS PARA LA EJECUCION DE LAS ADQUISICIONES

Los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios en Adquisiciones establecen las disposiciones que aplican para la ejecución de todas las adquisiciones previstas en el proyecto.

1. Ejecución de las Adquisiciones

- a. Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría: Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría¹ generados bajo el proyecto y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DELS) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco. La revisión de las especificaciones técnicas de las adquisiciones, durante la preparación de procesos de selección, es responsabilidad del especialista sectorial del proyecto. Inicialmente no se prevé procesos de selección que serán contratados de forma directa².
 - Adquisiciones de Sistemas de Tecnología de Información (TI): El especialista del Banco en Tecnología de la Información podrá asesorar en el diseño de las disposiciones para estas adquisiciones. No se requerirán contratos con otros métodos de contratación que no sean los del Banco.
 - No será necesario ofrecer al Organismo Ejecutor (OE) apoyo externo para la evaluación de las ofertas, considerando la experiencia técnica de la ANDE.
- b. Selección y Contratación de Consultores: Los contratos de Servicios de Consultoría generados bajo el proyecto se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas emitida o acordada con el Banco. La revisión de TDRs para la contratación de servicios de consultoría es responsabilidad del especialista sectorial del proyecto. Inicialmente no se prevé procesos de selección que serán contratados de forma directa³. No será necesario ofrecer al Organismo

¹ Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo (GN-2349-9) párrafo 1.1: Los servicios diferentes a los de consultoría tienen un tratamiento similar a los bienes.

² Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo ([GN-2349-9](#)) párrafo 3.6: Las contrataciones directas deben tener debidas justificaciones.

³ Política para la Selección y contratación de Servicios de Consultoría (GN-2350-9) párrafo 3.9 y ss.: Las selecciones directas deben tener debidas justificaciones.

Ejecutor (OE) apoyo externo para la evaluación de las ofertas, considerando la experiencia técnica de la ANDE.

- La selección de los consultores individuales: En los casos de contratación de consultores individuales se podrán solicitar antecedentes mediante anuncios locales o internacionales a fin de conformar una lista corta de individuos calificados.
- c. Adquisiciones anticipadas/financiamiento retroactivo: No se prevé para esta operación.
- d. Preferencia Nacional: No se prevé para esta operación.
- e. En el párrafo 1.23 del POD se indica que para el Componente I. Inversiones en la Línea de Transmisión Yacyretá – Villa Hayes y Subestaciones, se tiene previsto cubrir parte del financiamiento de contrapartida con un préstamo del Banco Europeo de Inversiones (BEI) en preparación. Las adquisiciones correspondientes con este cofinanciamiento se registrarán por lo indicado en V.1.a.

2. Tabla de Montos Límites (miles US\$)

Obras			Bienes ⁴			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
≥ 3.000	250 a 3.000	<250	≥ 250	50 a 250	<50	>200	<200

3. Adquisiciones Principales

Actividad	Tipo de Licitación	Fecha Estimada	Monto Estimado 000'US\$
Obras			
Construcción de la Línea de Transmisión de 500 KV: Tramo Yacyretá - Limpio - Villa Hayes, que incluye suministro de equipamientos y accesorios, obras civiles y montajes electromecánicos	LPI	Nov/2013	143.750
Ampliación de las Subestaciones de Ayolas y Villa Hayes que incluyen suministros de equipamientos y accesorios, obras civiles y montajes electromecánicos	LPI	Dic/2013	58.750

4. Supervisión de Adquisiciones

Excepto cuando así se justifique, el método de supervisión será ex post. El método de revisión ex ante o ex post se debe determinar para cada proceso de selección⁵. **Para los 2 procesos de la Tabla de Adquisiciones Principales el método de revisión será en su totalidad ex ante.** De existir procesos menores, **inicialmente el método de revisión será en su totalidad ex ante** por solicitud del

⁴ Incluye servicios diferentes a la consultoría.

⁵ La responsabilidad, el apoyo a la revisión y la metodología se describen en el Documento de [Pautas ex post en Adquisiciones](#).

Prestatario, el Ministerio de Hacienda. De acordarse con el Prestatario, se podrá realizar revisión ex post de procesos con montos inferiores al 10% de los montos límites establecidos en el numeral 2 de arriba. Las revisiones ex post serán cada 6 meses, de acuerdo con el Plan de Supervisión del proyecto.⁶

Límite para Revisión Ex-Post		
Obras	Bienes	Servicios de Consultoría
300.000	25.000	20.000

Nota: Los montos límites establecidos para revisión ex-post se aplican en función de la capacidad fiduciaria de ejecución del OE y pueden ser modificados por el Banco en la medida que tal capacidad varíe.

5. Disposiciones especiales

Con respecto a la evaluación de la capacidad fiduciaria de la DPGPE y de las dependencias de la ANDE que participarían en la ejecución de la gestión técnica y fiduciaria del Programa PR-L1058 para ejecutar las adquisiciones del programa, es fundamental que antes del inicio de la ejecución dicha direcciones y consecuentemente la sección involucradas en adquisiciones de las mismas, estén fortalecidas mínimamente en todos sus aspectos; es decir, cuenten con los RRHH mínimos para operar, con el espacio físico adecuado, con el mobiliario requerido para cumplir sus funciones y con la infraestructura tecnológica adecuada para una eficiente gestión de los procesos de adquisiciones, todo lo cual debería ser previsto en los Apéndices Fiduciarios del Reglamento Operativo.

6. Registros y Archivos

La Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DPGPE) de la ANDE está encargada de coordinar con las dependencia internas que correspondan el mantenimiento de los archivos y registros de las adquisiciones del Programa. No obstante, DPGPE deberá mantener copia de todos los registros referentes a las adquisiciones. Para la preparación y archivo de los reportes del proyecto se deberán utilizar los formatos o procedimientos que han sido acordados y estarán descritos en el Reglamento Operativo del proyecto.

VI. ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS PARA LA EJECUCION FINANCIERA

1. Programación y Presupuesto

La ANDE centralizará la coordinación de la ejecución a través de la Dirección de Planificación que actuará como Unidad Coordinadora del Programa (UCP). La UCP contará con el apoyo logístico de las Gerencias Técnica, Comercial y Financiera, y del Gabinete Técnico Ejecutor del Plan de Reducción de Pérdidas (GE).

La programación, administración y ejecución del Presupuesto será llevado por la Gerencia Financiera; bajo el sistema de presupuesto base cero. Se acuerda que el prestatario deberá antes del primer desembolso proveer los recursos necesarios para el arranque del Programa, a un nivel mínimo complementario a los recursos a ser otorgados por el BID para el primer año de ejecución.

2. Contabilidad y Sistemas de Información

Contabilidad.- El principio contable es de devengado; sin embargo, para el proceso de rendición de cuentas de los proyectos parcialmente financiados por el BID se trabajan con base de caja o de efectivo; aplicando las prácticas nacionales y las Normas Internacionales de Contabilidad.

⁶ La responsabilidad, el apoyo a la revisión y la metodología se describen en el Documento de Pautas ex post en Adquisiciones.

Se utilizara sistemas paralelos, no obstante que el SIAF es el principal gestor de las transacciones de carácter presupuestal y contable, conectado al SICO como subsistema contable junto con otros que permiten bajar la información y elaborar reportes asequibles para le Banco y otras fuentes de financiamiento. La información contable del proyecto se desprenderá de este sistema.

Sistemas de Información.- La UEP será además responsable ante el BID por: (i) la coordinación de todas las actividades relacionadas con el Proyecto; (ii) la elaboración de los informes de avance físico-financiero; (iii) la presentación de las solicitudes de no objeción y desembolso del préstamo, y el mantenimiento de registros contables que serán la fuente principal para la elaboración de dichas solicitudes y cualquier reporte financiero; (iv) la implantación y mantenimiento de un sistema de control que garanticen el correcto uso de los recursos y el resguardo de los mismos así como el mantenimiento del archivo documentario de las transacciones; y (v) la preparación y actualizaciones del Informe Inicial del Proyecto, los Planes Operativos Anuales (POA), los Informes Semestrales de Seguimiento, los Informes de Evaluación, y el Informe de Terminación del Proyecto, previo a la presentación de los mismos al BID. La UEP será responsable por el cumplimiento oportuno de las cláusulas y acuerdos del Contrato de Préstamo y de las actividades relacionadas con el Proyecto.

3. Desembolsos y flujo de caja

Los desembolsos del Programa serán desembolsados mediante anticipos, los cuales deberán ser corroborados mediante la presentación de un Plan Financiero a 6 meses y otro de larga duración, permitiendo determinar la demanda real del Programa que se desprende del POA, PEP, entre otros. El Ejecutor presentará en cada desembolso un Plan Financiero y Flujo de Caja; así como, el avance en el cumplimiento del Plan de mitigación de riesgos aprobado por el Jefe de Equipo de Proyecto. Los siguientes desembolsos estarán sujetos a la justificación del 80% del anticipo otorgado.

4. Control Interno y Auditoría Interna

La ANDE cuenta con una Oficina de Auditoría Interna y personal adecuado y suficiente para cumplir sus funciones institucionales; sin embargo, sus intervenciones a las unidades del Proyecto han sido insuficientes, por lo basado en las debilidades de control interno del proyecto, determinado por la auditoria externa del Proyecto, se acuerda que para cubrir la falencia de ausencia de una real intervención de Auditoria Interna, la UCP deberá contratar los servicios profesionales con perfil de auditor, para el monitoreo de las actividades del Programa.

5. Control Externo e Informes

Será de responsabilidad de la UCP la contabilidad financiera correspondiente a las transacciones y desembolsos, y el mantenimiento de la información financiera del Programa. El Ejecutor, a través de la UCP, deberá presentar informes anuales de auditoría del Programa, las cuales deberán ser realizadas por la Contraloría General de la República o una entidad de auditores independientes aceptada por el Banco, de acuerdo con sus requerimientos (OP-274-2), y términos de referencia previamente aprobados por el Banco. Las auditorías se extenderán durante todo el período de ejecución. Para la selección y contratación de los auditores independientes, se utilizarán los procedimientos del Banco. Los costos de auditoría serán financiados con los recursos del Programa.

6. Plan de Supervisión Financiera

La supervisión financiera será dada por 3 vías; i) la primera por el control de los informes de desembolsos y visitas de revisión; ii) la segunda por la visitas de supervisión programadas por el Banco in-situ; iii) por la información financiera proveniente de los estados financieros y emisión de reportes de ejecución.

Actividad de Supervisión	Plan de Supervisión			
	Naturaleza y alcance	Frecuencia	Responsable	
			Banco	Tercero
OPERACIONALES	Revisión del Informe de Progreso	Semestral	Equipo Fiduciario y Sectorial	
	Revisión de Cartera con el Ejecutor y el MF	Semestral	Equipo Fiduciario y Sectorial	
FINANCIERA	Visitas de Inspección	Semestral	Especialista Fiduciario	
	Auditoría Financiera	Anual	Especialista Fiduciario	Ejecutor
	Revisión Ex-post de riesgos y Plan de mitigación fiduciaria	Anual	Especialista Fiduciario	
ADQUISICIONES	Revisión Ex-ante Adquisiciones	N/A	JEP/con apoyo de Especialista Adquisiciones	Ejecutor
	Actualización Plan de Adquisiciones	Trimestral hasta implementación SEPA	JEP/con apoyo de Especialista Adquisiciones	Ejecutor
CUMPLIMIENTO	Cumplimiento Condiciones Previas	Una vez	Equipo Fiduciario	
	Asignación Presupuestal	Anual	Especialista Fiduciario	Ejecutor
	Presentación Estados Financieros Auditados	Anual	Especialista Fiduciario	

7. Mecanismo de Ejecución

La ANDE sería responsable de:

- i. la ejecución y supervisión del uso adecuado de los recursos del préstamo;
- ii. la provisión en tiempo y forma de los RRHH, tecnológicos y presupuestarios necesarios;
- iii. la presentación al Banco de la documentación requerida para el cumplimiento de las condiciones de desembolso y otras de tipo operativo que requiriera la ejecución.

Otros Acuerdos y Requisitos de Gestión financiera

N/A