

ARGENTINA

**PROGRAMA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN LAS DISTINTAS
REGIONES DEL PAÍS EN EL MARCO DEL PLAN FEDERAL DE
TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**

(AR-L1079)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: José Ramón Gómez (INE/ENE), Jefe de Equipo; Alberto Levy (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Jorge Ordóñez (INE/ENE); Juan Carlos Páez Zamora (ESG/CPE); Gabriela Szarfer (CSC/CAR); Gustavo Sierra (CSC/CAR); Gumersindo Velázquez (CSC/CAR); y Gerónimo Frigerio (LEG/SGO); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y José Luis Lupo, Representante del Banco en Argentina (CSC/CAR).

ÍNDICE

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
	A. Antecedentes, problemática y justificación.....	2
	B. Objetivo, Componentes y Costo.....	8
	C. Matriz de Resultados.....	9
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	9
	A. Instrumentos Financieros	9
	B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación.....	10
	C. Riesgos Fiduciarios y de Ejecución	11
	D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos.....	11
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y MECANISMOS DE SEGUIMIENTO.....	13
	A. Resumen de Medidas de Implementación	13
	B. Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados	15

ANEXOS	
ANEXO I	Resumen de la Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM)
ANEXO II	Matriz de Resultados
ANEXO III	Resumen del Plan de Adquisiciones

ENLACES ELECTRÓNICOS REQUERIDOS	
1.	Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35375991
2.	Plan Operativo Anual (POA) y Presupuesto Detallado del Programa http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35376036
3.	Plan de Adquisiciones Completo http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35376118
4.	Arreglos de Monitoreo y Evaluación de Resultados. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35376330

ENLACES ELECTRÓNICOS OPCIONALES	
1.	Evaluación Técnico Económica de la Muestra del Programa – Informe de Consultoría http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35384932
2.	Evaluación de la Energía No Suministrada para Obras del Plan Federal II, Mercados Energéticos Consultores, Borrador Septiembre 2010 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35376146
3.	Evolución del Sector Energético Argentino – Séptimo Informe Semestral Préstamo 1764/OC-AR – Agosto 2010 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35376300
4.	Informe de Acuerdos y Requisitos Fiduciarios http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35376027
5.	Actualización sobre Tarifas y Subsidios http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35378550
6.	Enlaces a los Archivos Técnicos y de Soporte del Programa http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35376165

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AT	Alta Tensión
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAF-SE	Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal
CFEE	Consejo Federal de la Energía Eléctrica
EE	Eficiencia Energética
ET	Estudios de Impacto Ambiental y Social
ENS	Energía No Suministrada
ET	Estaciones de transformación
GdA	Gobierno de la República de Argentina
km	kilómetros
kV	kiloVolts
LAT	Líneas en Alta Tensión
LEAT	Líneas de Extra Alta Tensión
LEE	Ley 25.561 de Emergencia Económica
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MVA	Mega Volt-amperio
MW	Megawatt
OE	Organismo ejecutor
PFTE	Plan Federal del Transporte de Electricidad
PFTE-II	Plan Federal de Transporte de Electricidad II
PMAS	Plan de Manejo Ambiental y Social
POA	Plan Operativo Anual
ROP	Reglamento Operativo del Programa
SE	Secretaría de Energía
SECCI	<i>Sustainable Energy and Climate Change Initiative</i> (Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático)
SEPA	Sistema de Ejecución de Planes de Adquisición
VAD	Valor Agregado de Distribución
VPN	Valores Presentes Netos
UEP	Unidad Ejecutora del Programa
UEPEX	Unidades Ejecutoras de Proyectos con Financiamiento Externo

RESUMEN DEL PROYECTO
ARGENTINA: PROGRAMA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN LAS DISTINTAS REGIONES DEL
PAÍS EN EL MARCO DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD
(AR-L1079)

TÉRMINOS Y CONDICIONES FINANCIERAS					
Prestatario: República de Argentina Organismo Ejecutor: Secretaría de Energía (SE)			Plazo de amortización:		25 años
			Período de Gracia:		3,5 años
			Desembolso:		3,5 años
Fuente	Monto	%	Tasa de interés:		Basada en Libor
BID (CO):	US\$ 120.000.000	50	Comisión de Inspección y vigilancia:		*
Aporte Local:	US\$ 120.000.000	50			
Total	US\$ 240.000.000	100	Comisión de crédito:		*
			Moneda:	Dólares Americanos de la Facilidad Unimonetaria	
ESQUEMA DEL PROYECTO					
Objetivo y Descripción del Programa: El objetivo general del Programa es apoyar el incremento de la eficiencia y confiabilidad del abastecimiento eléctrico en las distintas regiones del sistema eléctrico argentino. Las obras presentadas permitirán superar los problemas y riesgos que enfrenta el sector de transporte de energía eléctrica en la Argentina. Los objetivos específicos del Programa son: (i) recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial; y (ii) aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución.					
Cláusulas contractuales especiales:					
Previas al primer desembolso del Programa: Previo al primer desembolso de los recursos del préstamo, el prestatario deberá haber cumplido con los siguientes requisitos: (i) evidencia de que se ha establecido la Unidad Ejecutora del Programa (UEP) y se le haya asignado el personal adecuado para atender las actividades resultantes del presente Programa (¶3.1); (ii) presentación del Reglamento Operativo del Programa (ROP) (¶3.2); y (iii) presentación del Plan Operativo Anual (POA) actualizado del Programa (¶3.8).					
Condiciones especiales de ejecución del Programa: (i) previamente a incorporar cualquier obra al Programa se deberá demostrar que la misma cumple con las condiciones de elegibilidad establecidas en ¶3.4; y (ii) previamente a la licitación de cualquiera de las obras del Programa, el Organismo Ejecutor (OE) deberá cumplir los requisitos relativos condiciones ambientales y sociales establecidos en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) resumidos en ¶2.4.					
Excepciones a las políticas del Banco: Dispensa parcial a la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (OP-708), de acuerdo a lo explicado en ¶2.13.					
El Proyecto es coherente con la Estrategia de País:			Si [X]	No []	
El Proyectco califica como:		SEQ [X]	PTI []	Sector []	Geográfica [] % de beneficiarios []

(*) La comisión de crédito y comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de cargos financieros del BID, de conformidad con las disposiciones aplicables de la política del BID sobre metodología para el cálculo de cargos para préstamos del capital ordinario. 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 1,00% 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.** Argentina ha venido adoptando importantes medidas hacia la normalización de su sector energético que se vio seriamente afectado por la grave crisis macroeconómica nacional que afectó al país en el 2002. El principal desafío del sector es garantizar el servicio en condiciones de una demanda creciente de energía, a la vez que logra la completa readaptación del sector energético sujeto a la recuperación de la capacidad de pago de los usuarios. Entre los retos fundamentales se encuentra la necesidad de ajustar la capacidad de generación de energía eléctrica al crecimiento de la demanda, garantizar el abastecimiento de combustibles para la generación, y mantener el crecimiento de la capacidad de transmisión de electricidad. La red de transmisión de electricidad presenta niveles de saturación en múltiples localidades y requiere nuevas interconexiones que permitan mayor eficiencia energética, abastezcan las zonas rurales alejadas de los grandes centros urbanos y apoyen la integración regional.
- 1.2 Los sistemas regionales de transporte de energía eléctrica y el déficit de infraestructura de transmisión, particularmente en los niveles de tensión de 132-*kiloVolts* (kV), han dado origen a la aparición de restricciones en el transporte de energía. En el corto y/o mediano plazo esta situación implicará cortes de flujos de carga como único recurso para superar los horarios de carga máxima sin el riesgo de un colapso total del sistema eléctrico. Como antecedente se tiene que durante los años 2003 al 2008, durante los períodos de mayor demanda, se trabajó por encima de las capacidades de los sistemas existentes.
- 1.3 Algunas áreas presentan interrupciones del servicio eléctrico ya no potenciales, sino verificables en la operación actual.¹ En caso de no realizarse las inversiones en infraestructura requeridas no se podrá abastecer la demanda actual, aún con plena disponibilidad de todos los equipos de transmisión y generación. Esta situación implica que múltiples provincias entrarían en emergencia energética. Esta circunstancia presentaría niveles de Energía No Suministrada (ENS) inaceptables, tanto desde el punto de vista del cumplimiento de los parámetros de calidad de servicio, como desde la óptica social y de productividad económica.
- 1.4 **Estrategia del País en el sector eléctrico.** El sistema cuenta con 39 generadoras: siete estatales, tanto nacionales como provinciales, y 16 grupos privados. La potencia instalada en el sistema es de unos 25.000 Megawatt (MW), de los cuales el 40% es hidroeléctrico, el 56% térmico y el 4% nuclear. El combustible más utilizado para la generación térmica es el gas natural. El carbón, *fuel oil* y *gas oil*, se utilizan en situaciones de restricciones, principalmente en los meses de invierno, cuando el gas se prioriza para el consumo residencial.
- 1.5 El sector eléctrico estuvo regido hasta 1991 por un sistema de planeamiento centralizado con empresas de propiedad del Estado. En 1991, la Ley Nro. 24.065 introdujo una reforma sustancial: el Estado pasó de empresario a regulador de agentes privados, y el sector quedó dividido en generación, transmisión y

¹ Los indicadores de calidad de transmisión que se muestran periódicamente en las Guías de Referencia de cada transportista regional muestran un deterioro importante (ver archivos técnicos).

distribución. La generación fue abierta a la competencia, y la transmisión y distribución se mantuvieron reguladas por constituir monopolios naturales. Se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual los generadores pueden vender a distribuidores, comercializadores y grandes usuarios. El mercado eléctrico también fue abierto a los países vecinos.

- 1.6 En 1998 el país entró en recesión hasta la profunda crisis del 2002. En enero del 2002, el Congreso aprobó la Ley 25.561 de Emergencia Económica (LEE), decretando la salida de la convertibilidad y la conversión a pesos de los contratos en moneda extranjera, y autorizó al Ejecutivo a renegociar contratos de servicios públicos con las empresas privatizadas o concesionarias. El congelamiento de las tarifas de los servicios públicos impactó fuertemente el sector energético. Como se explica en detalle en los documentos PR-3064 y PR-3486 de las operaciones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que apoyan el Plan Federal de Transporte de Electricidad, el Gobierno de la República de Argentina (GdA) ha emprendido un proceso para readaptar el mercado energético argentino.
- 1.7 **Apoyo del BID al Sector.** En agosto del 2006, el BID aprobó el financiamiento para el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (1764/OC-AR; PR-3064)). En esa oportunidad, considerando que el sector eléctrico argentino se apartaba de las condiciones básicas definidas en la Política de Servicios Públicos del Banco (OP-708), en particular en relación con el régimen tarifario y los procesos de renegociaciones de los contratos de concesión de las empresas de transporte y distribuidoras eléctricas y las autoridades habían anunciado públicamente que esperaban concluir con el proceso de normalización del sector para fines del 2007 o principios del 2008, el BID aprobó una dispensa parcial al cumplimiento de las condiciones establecidas en la OP-708.
- 1.8 En noviembre del 2009, el BID aprobó un Financiamiento Adicional para el mismo Programa (1764-1/OC-AR; PR-3486) se mantuvo la dispensa a la OP-708 que había sido aprobada en 2006, considerando los avances logrados en aspectos tarifarios y que se había completado la renegociación de los contratos con las empresas de transmisión y distribución. Un resumen de los avances logrados hacia la completa normalización del sector eléctrico argentino desde el 2006 se presenta a continuación.
- 1.9 **Avances en el sector eléctrico argentino desde 2006.** En cuanto a las tarifas y subsidios de electricidad, el GdA ha reestructurado e incrementado las tarifas y continuado reduciendo los subsidios en el sector energía². En la Tabla 1 se observa las variaciones de la tarifa a usuario final, para una muestra representativa de las empresas distribuidoras en Argentina, las cuales cubren cerca del 60% del mercado³. Si bien la tarifa media aumentó entre un 32% y un 60% desde el 2006,

² La Resolución SE No. 1169 aprobada en el 2008 introdujo cambios para reducir los subsidios al costo de abastecimiento a los usuarios residenciales teniendo en cuenta el nivel de consumo. Si bien en mayo de 2010 la Secretaría de Energía suspendió temporalmente la vigencia de la Resolución SEN° 1169/08 sólo para los consumos del sector residencial, a partir de octubre de 2010, se volvió a aplicar los valores vigentes, continuando con la política de disminución del subsidio al costo de abastecimiento.

³ EDENOR (área Gran Buenos Aires Norte), EDESUR (área Gran Buenos Aires Sur), EPESF (Santa Fe), EPEC (Córdoba) y EDEMSA (Mendoza)

dicho incremento se explica principalmente por un aumento en la parte de la tarifa que recupera los costos de transmisión y distribución. Al mismo tiempo, la parte de la tarifa que recupera el costo de abastecimiento solo se incrementó marginalmente, reflejando la decisión del GdA de asumir los incrementos en los costos de generación, principalmente causados por incrementos en los precios de los combustibles, en lugar de reconocer el costo y trasladarlo a los usuarios. Es importante anotar que la decisión de recuperar los costos de generación es adoptada a nivel federal, mientras que las decisiones de recuperar los costos de transmisión y distribución son hechas mayoritariamente a nivel provincial. Durante este período, los reguladores provinciales y otras jurisdicciones locales han autorizado a las empresas de electricidad a ajustar las tarifas por lo menos una vez al año.

**Tabla 1. Incremento de los valores medio de Tarifa a Usuario Final,
(ARS/MWh)**

	2006	2007	2008	2009	2010	Variación
EDEMSA	112	114	134	152	171	53%
EPEC	165	165	189	238	260	58%
EPESF	162	163	198	234	259	60%
EDENOR	102	114	122	134	136	33%
EDESUR	105	119	127	140	139	32%

- 1.10 Los aumentos tarifarios fueron acompañados de una mejor focalización de los subsidios, como se presenta en la Tabla 2. Sin embargo, a pesar de los avances presentados en la focalización de subsidios, aún se presentan distorsiones, siendo tal que una parte importante de la demanda de consumidores residenciales y no residenciales recibe una proporción importante de los subsidios. Los niveles de subsidio son inversamente proporcionales al consumo, siendo que los usuarios residenciales con consumos inferiores a 150-kWh/mes tienen subsidios cercanos al 60%, mientras que los consumidores residenciales con los mayores consumos, 1.500-kWh/mes, tienen subsidios inferiores al 10% en general. Los consumidores comerciales e industriales tienen subsidios inferiores a la media nacional y se han ido reduciendo progresivamente. Sin embargo, se debe notar que no existen subsidios para los subsectores de transmisión y distribución, excepto aquellos para los costos de inversión en el caso de la transmisión.

Tabla 2. Subsidio Implícito por categorías de Usuario Final a mediados del 2010

CATEGORIAS TARIFARIAS	EDENOR			EDEMESA		
	Tarifa Vigente	Tarifa Sin Subsidio	Subsidio Implícito	Tarifa Vigente	Tarifa Sin Subsidio	Subsidio Implícito
	AR\$/MWh	AR\$/MWh	%	AR\$/MWh	AR\$/MWh	%
RESIDENCIALES						
150 kWh/mes	96	230	58%	110	280	61%
600 kWh/mes	120	249	52%	193	329	41%
1000 kWh/mes	161	251	36%	215	318	32%
1500 kWh/mes	247	247	0%	274	312	12%
NO RESIDENCIALES (Demanda < a 10 kW)						
400 kWh/mes	227	327	31%	260	396	34%
1000 kWh/mes	207	318	35%	245	381	36%
2500 kWh/mes	180	290	38%	249	375	34%
MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS						
T2 - Mediana Demanda	208	298	30%	nd	nd	
T3 - Baja Tensión -1	156	247	37%	202	327	38%
T3 - Baja Tensión -2	190	248	23%	235	327	28%
T3 - Media Tensión-1	108	195	44%	146	263	45%
T3 - Media Tensión -2	141	196	28%	178	263	32%
PROMEDIO	136	245	44%	171	300	43%

- 1.11 En lo que se refiere a la transparencia en los subsidios, el GdA ha adoptado acciones para lograr una mayor transparencia en el manejo de los subsidios: (i) mediante aportes al Fondo de Estabilización en el Presupuesto General de la Nación, que en el año 2010 ascenderán aproximadamente a AR\$11.000 millones, cerrándose la brecha entre egresos y gastos de años anteriores; y (ii) mediante la obligación de las distribuidoras de presentación en forma explícita de los subsidios pagados por el Estado en las facturas entregadas a los clientes finales. Si bien los subsidios al sector eléctrico en 2010 representan aproximadamente 0.75% del PIB, Argentina enfrenta una posición fiscal sólida en el corto y mediano plazo, que es en gran medida función del crecimiento acelerado de los ingresos públicos, tanto tributarios como no tributarios, asociados al fuerte crecimiento esperado en el PIB nominal y al sostenimiento de elevados precios de exportación. En 2010, aún con un gasto público creciendo aproximadamente 31% interanual, igualmente el país registrará un superávit fiscal primario de 2% de PIB. Este resultado se apoya además en la transferencia de utilidades del Banco Central y de la Agencia de Seguridad Social al Tesoro. El único riesgo a la sostenibilidad fiscal provendría de una drástica caída en los precios de exportación, que no se avizora como probable.
- 1.12 En cuanto a las distorsiones en generación, el GdA ha diseñado e implementado el Programa Energía Plus, a fin de cerrar la brecha entre los costos reales y las tarifas. Este programa consiste en establecer incentivos para que las grandes industrias obtengan por su cuenta la cobertura de mayores demandas eléctricas que consuman respecto del 2005 y reconoce el precio real de generación; pero al mismo tiempo tiene por objeto respaldar los incrementos de los usuarios promoviendo el uso racional de la energía y también incentivando la autogeneración y cogeneración. Esto ha traído como consecuencia la instalación

de nueva capacidad de termoeléctricas⁴ que es remunerada a los costos totales de producción más una rentabilidad, en el orden de 1.600-MW. Adicionalmente, una subasta reciente produjo ofertas de energías renovables por encima de los 1.200-MW en que el precio de las tarifas para dicha subasta son de mercado. Las acciones encaradas en estos años para normalizar el funcionamiento regular del MEM, como un mercado competitivo y procurar la expansión de la capacidad de generación, tuvieron efectos concretos entre 2008 y 2010. En este periodo (aun no concluido) se van a incorporar casi 3700 MW en distintas centrales repartidas en todo el país.

- 1.13 **Estrategia del BID con el País.** El Programa es consistente con las prioridades establecidas en la Estrategia del BID con Argentina para el período 2004-2008 (GN-2328-3), en la cual se define la electrificación como una de las áreas focales de intervención en la región para la expansión de la infraestructura para la producción. De igual modo, la actualización de la estrategia para el período 2009-2011 (GN-2570) prevé el apoyo a las inversiones en el subsector de transmisión eléctrica, para operaciones económicamente viables. Así también, el Programa está alineado con la iniciativa del *Sustainable Energy and Climate Change Initiative* (SECCI, Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático), ya que promueve proyectos de Eficiencia Energética (EE) en los sistemas de transmisión nacional.
- 1.14 Recientemente, el BID ha venido apoyando al sector energético a través de varias operaciones de préstamo. Entre ellas, se destacan el Programa Transmisión Eléctrica del Norte Grande (1764/OC-AR y 1764/OC-AR-1) mencionado, y el Programa de Apoyo a la Infraestructura Productiva de la Provincia de Entre Ríos (1914/OC-AR), que incluye un componente para el sector de transmisión eléctrica de dicha provincia. Con anterioridad a la crisis del 2002, el BID también aprobó varias operaciones de préstamos sin garantía soberana en los subsectores eléctrico y de gas. Asimismo, y considerando la necesidad de diversificar la matriz energética, el BID en el marco de la iniciativa SECCI ha apoyado operaciones de asistencia técnica en temas de centrales eólicas, energía solar y biocombustibles, entre otros (ATN/KK-11892-AR y ATN/OC-11500-AR).
- 1.15 **Problemática.** La red de transmisión y transporte de electricidad está saturada en diferentes puntos de la geografía argentina, y se presentan importantes problemas, como: (i) agotamiento de la capacidad de diseño de muchos equipos que componen los sistemas de transmisión regionales, fundamentalmente en los niveles de 132-kV. Estos equipos están constituidos en general por: líneas aéreas de alta tensión, transformadores de potencia y elementos de compensación de potencia reactiva; (ii) operación de dichos equipos sin ninguna reserva o, en algunos casos, con niveles de carga que superan los valores para los que fueron contruidos o diseñados. Esta sobre-exigencia, en algunos casos, atenta contra la integridad de esos equipos o acorta dramáticamente su vida útil; (iii) cuando resulta imposible operar esos equipos en estado de sobrecarga se hace imprescindible programar cortes de carga en las horas de mayor demanda como

⁴ El costo de abastecimiento tiene el mismo subsidio que los proyectos fuera del Programa Energía Plus.

único recurso para evitar el deterioro o destrucción de los equipos, o evitar el riesgo de un colapso (*black-out*) del sistema eléctrico regional. Estas restricciones⁵ tienen un impacto directo en la calidad de vida de los usuarios y en la capacidad productiva de las industrias y actividades económicas para las que la energía eléctrica constituye un insumo esencial; y (iv) aún en el caso de no registrarse restricciones en situaciones de operación con todo el equipamiento disponible, la escasez de reserva implica en algunos casos el riesgo que ante la falla o salida forzada de un equipo por un tiempo prolongado se produzcan colapsos generalizados y/o restricciones de tal duración o profundidad que provoquen un importante efecto negativo tanto económico como social.

- 1.16 **Justificación.** Para dar respuesta a estas restricciones, el GdA, creó el Plan Federal del Transporte de Electricidad (PFTE). La primera fase del Plan permitió resolver los cuellos de botella estructurales de la columna vertebral del sistema de transporte en Líneas de Extra Alta Tensión (LEAT), remover las restricciones de despacho y garantizar un mejor abastecimiento a las provincias. Esta fase se encuentra en ejecución y cuenta con financiamiento parcial del Banco a través de las operaciones 1764/OC-AR y 1764/OC-AR-1, las cuales se están ejecutando satisfactoriamente con niveles de desembolsos de 84.7% y 28.7% respectivamente. En el año 2003 la Secretaría de Energía (SE) y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) prepararon la segunda fase del Plan Federal de Transporte de Electricidad II (PFTE-II) que incluye inversiones en las provincias a través de obras prioritarias focalizadas que busquen resolver los problemas locales asociados al retraso de inversiones mencionado en ¶1.4. El PFTE-II surge por la necesidad de mantener el estándar de calidad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, restituir los rendimientos, así como por la necesidad de adecuar las nuevas exigencias de operatividad en temas de seguridad y confiabilidad del sistema, exigidas por el sistema nacional y el órgano regulador. El PFTE-II fue preparado en consenso con los organismos provinciales y regionales encargados del sector y las empresas transportistas. Se identificaron inicialmente 379 obras, las cuales fueron priorizadas de acuerdo a su contribución efectiva a la solución de problemas de abastecimiento y restricciones de transporte, seleccionándose 109 obras de primera prioridad, que resolverían situaciones en las cuales ya se presentan ENS o se presentarían en el período 2003-2010.
- 1.17 Debido a las restricciones de inversión que ha enfrentado el sector eléctrico argentino, muy pocas de las obras identificadas han podido ser ejecutadas. Las autoridades han solicitado el apoyo del BID y de la Corporación Andina de Fomento (CAF) para financiar el Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas Regiones del País en el Marco del PFTE-II (El Programa), el cual apoyará las inversiones más urgentes y prioritarias en las diferentes provincias que forman parte del PFTE-II. Se han identificado en principio obras que incluyen la construcción de Líneas en Alta Tensión (LAT) (132-kV), estaciones transformadoras en 132-kV/33-kV/13,2-kV, ampliación de LAT de 132-kV,

⁵ Ver Evaluación Técnico Económica de la Muestra del Programa en otras referencias.

ampliación de estaciones transformadoras existentes y repotenciación de las mismas. Estas obras se encuentran reflejadas en el Anexo II.

B. Objetivo, Componentes y Costo

- 1.18 **Objetivo.** El objetivo general del Programa es apoyar el incremento de la eficiencia y confiabilidad del abastecimiento eléctrico en las distintas regiones del sistema eléctrico argentino. Las obras presentadas permitirán superar los problemas y riesgos que enfrenta el sector de transporte de energía eléctrica en la Argentina.
- 1.19 Los objetivos específicos del Programa son: (i) recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial; y (ii) aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución. El Programa financiará las siguientes actividades.
- 1.20 **Componentes.** El Programa propuesto incluye los siguientes componentes:
- 1.21 **Componente I: Ingeniería, Supervisión y Administración (Total US\$14,8 millones; BID US\$7,4 millones):** Este componente financiará las actividades necesarias para la adecuada ejecución del Programa e incluye estudios de factibilidad técnica, económica, ambiental y social de las obras de infraestructura incluidas en el Componente II, así como las actividades de supervisión socio-ambiental, auditoría y evaluaciones requeridas.
- 1.22 **Componente II. Inversiones en la red de transmisión eléctrica (Total US\$214,4 millones; BID US\$107,2 millones):** Este componente financiará obras de expansión y de refuerzo de los sistemas de transmisión y sub-transmisión provincial y regional que forman parte del PFTE-II. Se han pre-identificado obras en 18 provincias. Hay obras nuevas y de repotenciación. En su conjunto las obras alcanzan unos 837.3 -kilómetros (km) de líneas de transmisión (en tensiones menores a 500-kV) e incluyen 292.5 Mega Volt Amperios (MVA) de capacidad en estaciones transformadoras y otras obras complementarias que apuntan a fortalecer la seguridad y confiabilidad del sistema. Las obras pre-identificadas se encuentran en diferentes estados de preparación. Durante la preparación del Programa se han evaluado los aspectos económicos, financieros, socio ambientales e institucionales de ocho obras y confirmado su elegibilidad. Las demás obras a ser financiadas con el Programa deberán cumplir los requisitos de elegibilidad detallados en ¶3.4.
- 1.23 El costo total del Programa es US\$240 millones según se detalla en la tabla 3:

Tabla 3. Costos y Financiamiento del Programa (Millones de US\$)

Categoría De Inversión	Total Programa		
	BID	Aporte Local	Total
1. Ingeniería, Supervisión y Administración	7,4	7,4	14,8
1.1 Estudios	2,0	2,0	4,0
1.2 Administración, Inspección y Auditoría	5,4	5,4	10,8
2. Costos Directos	107,2	107,2	214,4
2.1 Inversiones en obras de transmisión	107,2	107,2	214,4
3. Escalamiento e Imprevistos	5,4	5,4	10,8
Total	120,0	120,0	240,0

C. Matriz de Resultados

- 1.24 La Matriz de Resultados (Anexo II) presenta indicadores de resultados asociados a los componentes del Programa y en los archivos técnicos del Programa se incluye la Base de Datos detallada de dichos indicadores⁶. Asimismo en el enlace electrónico sobre Arreglos de Monitoreo y Evaluación de Resultados se incluyen los correspondientes medios de verificación (fuentes y sistemas de recolección de información) y los supuestos fundamentales como *proxy* de riesgos. Los indicadores de efectos directos incluyen las líneas de base pertinentes, así como metas intermedias y finales. Estos se han formulado para contribuir a la evaluación del impacto del Programa.
- 1.25 Los resultados que se esperan del Programa son: (i) evitar que se supere la capacidad de diseño de los equipos que componen los sistemas de transmisión regionales, evitando que los mismos operen superando los valores para los que fueron construidos o diseñados y poniendo en riesgo su integridad o acortando su vida útil; (ii) evitar la necesidad de programar de manera irremediable la aplicación de cortes de carga sistemáticos en las horas de mayor demanda como único recurso para evitar el deterioro o destrucción de los equipos o el riesgo de un colapso (*black-out*) del sistema eléctrico regional; y (iii) evitar el riesgo que, ante la falla o salida forzada de un equipo por un tiempo prolongado, se produzcan colapsos generalizados y/o restricciones de tal duración o profundidad que resulten totalmente inaceptables para la sociedad y las actividades productivas, con un desmesurado impacto social y económico.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos Financieros

- 2.1 El programa está estructurado como un préstamo de inversión del BID de US\$120 millones. El GdA contribuirá con el equivalente a US\$120 millones como contrapartida local. El GdA cuenta con un préstamo ya aprobado y firmado con la CAF por US\$84,0 millones que le permitirá cubrir un 70% de la contrapartida prevista. El prestatario será la República de Argentina y el ejecutor será la SE, a través del Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF-SE) el cual fue creado para ejecutar las obras del Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica. El CAF-SE está presidido por el Secretario de Energía, cuenta con un vocal designado por la SE y dos vocales designados por el CFEE. El Subsecretario de Energía desempeña las funciones de Presidente Ejecutivo ejerciendo la representación legal del CAF-SE.
- 2.2 Los desembolsos del Programa se llevarán a cabo según se detalla en la tabla 4:

⁶ Los indicadores de producto se detallan para todas las obras pre-identificadas del Programa en el Anexo. Los indicadores de resultado se han calculado para las ocho obras de la muestra y deberán ser actualizados en los primeros doce meses del Programa, una vez se cuente con los estudios y definición de las obras adicionales que en definitiva serán financiadas por el Programa.

Tabla 4. Cronograma Tentativo de Desembolsos (en millones de US\$)

Fuente Financiamiento	TOTAL Programa				
	2011	2012	2013	2014	Total
BID	49,2	44,5	18,7	7,5	120,0
Aporte Local	49,2	44,5	18,7	7,5	120,0
TOTAL	98,4	89,1	37,5	15,0	240,0

B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación

- 2.3 El Programa generará grandes impactos positivos de alcance nacional, al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, reducir pérdidas, atender la necesidad de evacuación de mayor energía generada y dinamizar la economía local al permitir a los beneficiarios contar con energía continua y de mejor calidad. Los posibles impactos socio-ambientales negativos⁷ se producirían principalmente durante la fase construcción tanto de las nuevas Estaciones de Transformación (ET) como de las líneas de transmisión de alta y media tensión contempladas en la operación, y en menor grado durante la operación de las facilidades antes mencionadas. Dichos impactos serán moderados y de fácil manejo a través de procedimientos estándar. Con base en la Política de Medio Ambiente y de Cumplimiento Salvaguardias (OP-703), esta operación fue clasificada como Categoría “B”. Adicionalmente, por sus características, el Programa también activa las políticas del BID OP-704 escenario I y OP-765.
- 2.4 Para mitigar los riesgos socio-ambientales, además de las condiciones operativas que se establezcan, los desembolsos de recursos para la construcción o ampliación de cada una de las obras previstas en la operación estarán supeditados a que la Unidad Ejecutora del Programa (UEP) presente a satisfacción del Banco, entre otros requisitos, los siguientes: (i) Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIAS) definitivos; (ii) permisos y licencias ambientales y de construcción; (iii) resolución de imposición de servidumbre para las líneas de alta tensión; (iv) evidencia de la tenencia legal de cada uno de los terrenos donde se ubicarán las estaciones transformadoras; (v) evidencia de la adopción por parte de la UEP de un Sistema de Recepción y Resolución de Quejas y Reclamos; (vi) inclusión de las especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del Plan de Manejo Ambiental y Social (PMAS) en los contratos de construcción e inspección de las obras; y (vii) adopción de guías ambientales y sociales para el manejo de las inversiones de la operación. Adicionalmente, el BID supervisará semestralmente el desarrollo ambiental y social de la operación y efectuará visitas de seguimiento y supervisión ambiental al inicio y a la recepción de las obras de construcción de las estaciones y las líneas de alta tensión previstas en el Programa.

7

Entre éstos se pueden citar: (i) incremento del material particulado y de gases de combustión; (ii) aumento temporal de los niveles de ruido; (iii) incremento del riesgo de contaminación de cursos de aguas y del suelo; (iv) incremento del riesgo en la seguridad y salud de los trabajadores; (v) molestias temporales por el aumento de tráfico vehicular pesado hacia las estaciones de transformación; (vi) cambios en la permeabilidad del suelo; (vii) alteraciones permanentes en el paisaje (para el caso de las LAT); (viii) inducción de campos magnéticos en zonas previamente libres de ellos; (ix) posibles impactos menores a comunidades indígenas; y (x) posibles impactos sociales en el proceso de liberación de la franja de servidumbre, para el caso de las líneas de transmisión. Ver Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) en los anexos del Programa

C. Riesgos Fiduciarios y de Ejecución

- 2.5 El análisis SECI de la institución no reveló debilidades significativas en los sistemas de programación, ejecución y control. Se detectó la necesidad de fortalecer el Sistema de Planificación de Actividades y el Sistema de Control interno. Así mismo, durante la preparación se realizó un taller participativo para la identificación de los riesgos potenciales de la operación, especialmente referidos a los temas fiduciarios en materia de procesos de adquisiciones y manejo de recursos financieros, así como en la organización administrativa para la ejecución del Programa. Para mitigar los efectos de dichos riesgos, se realizarán actividades que fueron incorporadas en la Matriz de Mitigación de Riesgos, la cual está siendo implementada como parte de la preparación para la puesta en marcha del Programa. Las principales medidas acordadas hacen referencia a la pronta puesta en funcionamiento en la UEP de sistemas usados en otras operaciones similares del Banco en el país y que facilitarán el manejo de la operación. Entre ellos, se destaca el sistema contable para Unidades Ejecutoras de Proyectos con Financiamiento Externo (UEPEX), el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisición (SEPA) y los mecanismos de planificación y consolidación.

D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos.

- 2.6 **Viabilidad Técnica y Económica.** La viabilidad técnica y económica del Programa fueron analizadas con apoyo de una firma consultora contratada por el Organismo Ejecutor y de un experto internacional contratado por el BID, cuyos informes se presentan en los anexos técnicos del programa.
- 2.7 Los presupuestos de las obras presentan montos razonables y las variaciones entre sus indicadores unitarios están explicadas por sus diferentes características. Fueron revisados en cuanto a: (i) su homogeneidad de precios en fábrica para los equipos y materiales principales; (ii) la razonabilidad de sus costos directos e indirectos de construcción; y (iii) las principales cantidades de equipos y las longitudes de las líneas.
- 2.8 Múltiples enfoques analíticos permiten determinar que las obras pertenecen a la ruta de expansión del sistema de transmisión de AT. La selección de cada una obedece a: (i) el análisis del flujo de carga y otros soportes técnicos que en la mayoría de los casos corresponden a múltiples escenarios de demanda; (ii) los estudios de los respectivos operadores de transmisión que muestran cómo afectan positivamente sus sistemas; y (iii) la simulación técnica del funcionamiento de cada obra en el horizonte 2010-2015 y su análisis a la luz del cumplimiento de sus objetivos aunado al de identificación de opciones orientadas con buen juicio de ingeniería económica. Se estima que un análisis global de optimización del sistema no aportaría mayor información sobre los casos específicos considerados.
- 2.9 Para cada obra se hizo una estimación de la ENS cuantificando la potencia que se debe cortar para que el sistema asociado al proyecto funcione en su ausencia, estado estable y condición operativa plena, con niveles de calidad del voltaje de $\pm 10\%$ y, también, comprobando que cada obra efectivamente cumple sus objetivos y elimina los cortes previstos para 2015. El análisis económico utiliza como numerario de cuenta valores expresados a precios constantes correspondientes al mes de junio de 2010, a los cuales se les ha eliminado la transferencia del IVA. La

ENS se valora (VENS) al costo que representa para la economía. Los VENS fueron estimados por Mercados Energéticos Consultores (ME) para el año 2005 y para las distintas regiones del país. Estos costos se actualizan a precios de diciembre de 2009. Para la valoración de la energía sustituida se utilizó el Costo Marginal de Largo Plazo (CMgLP), el costo variable de generación térmica (CVGT) o el costo total de generación térmica (CTGT), según fuera la mejor alternativa de sustitución que permitiera, en cada caso, solventar el problema de abastecimiento.

Tabla 4. Resultados Evaluación Beneficio Costo de los Proyectos de la Muestra

Proyecto	Inversión	Escenario Base		Sensibilidad Extrema		$\frac{VPN_{min}}{Inv}$
		VPN	TIR	VPN	TIR	
P2. Mendoza	8,690	1,290	425%	153,104	339%	17.62
P3. Tucumán	10,635	195,467	266%	155,253	265%	14.60
P6. Córdoba	17,335	22,463	49%	632	14%	0.04
P8. Catamarca	6,918	562,969	671%	104,222	186%	15.06
P11. Chaco	17,966	26,252	53%	7,489	22%	0.42
P15. Entre Ríos	8,010	2,664,391	923%	772,844	322%	96.48
P18. Buenos Aires	35,229	716,125	330%	91,347	87%	2.59
P20. Salta	5,443	121,641	344%	30,748	97%	5.65

2.10 Las ocho obras de la muestra poseen elevadas tasas de retorno varias veces superior a la tasa de descuento tal como corresponde al elevado beneficio que significa evitar cortes. La valoración de la ENS evitada utiliza los indicadores que fueron estimados en 2006 para cada una de las seis zonas en que se dividió el país para tomar en cuenta sus diversidades en población, densidad de carga, y características socioeconómicas. Los indicadores de valor mencionados se expresaron en el nivel de precios de 2010 mediante índices de precios apropiados. La evaluación se llevó a cabo a precios de mercado correspondientes a junio de 2010 y sin impuestos; los Valores Presentes Netos (VPN) están trasladados a enero de 2010 con tasa del 12%. Todas las obras están oportunamente programadas. De las ocho obras que comprende la muestra analizada, solo dos tienen holgura para su construcción: las demás se requieren a la mayor brevedad posible pues en sus zonas de influencia existirá ENS a partir de 2012.

2.11 **Políticas del BID.** El Proyecto es consistente tanto con los objetivos establecidos en la Política OP-708, como con las Políticas de Energía (OP-733), de Energía Eléctrica (OP-733-1) y otras iniciativas del BID relacionadas con el sector. La OP-733 establece entre sus objetivos el de “satisfacer en forma eficiente las necesidades energéticas derivadas del proceso de desarrollo económico de sus países miembros”. En particular, la OP-733-1 promueve el financiamiento de proyectos que permitan aumentar la disponibilidad y seguridad del abastecimiento de energía. El Proyecto se alinea con ambos objetivos pues el aumento en la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial, y el aumento en la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución permitirá hacer accesible la oferta para satisfacer la demanda y lograr que generación localizada en áreas con restricciones logre acceder a los usuarios. Asimismo, el Proyecto está alineado con los objetivos de la OP-708, pues contribuye a : (i) “asegurar la sostenibilidad de los servicios en el largo plazo” a través del financiamiento de inversiones necesarias para el mantenimiento y renovación de

- activos relacionados con el servicio; (ii) “obtener eficiencia económica” al incrementar la eficiencia en la transmisión regional y facilitar un mejor aprovechamiento de las capacidades de generación; y (iii) salvaguardar la calidad”, con el aumento de la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.
- 2.12 El sector eléctrico argentino cumple sustancialmente con las “condiciones básicas” estipuladas en la OP-708 y avanza en el cumplimiento de sus objetivos: (i) las funciones de formulador de políticas, regulador y empresario están separadas; (ii) existe una estructura empresarial que fomenta la eficiencia al separar las funciones que funcionan como monopolio natural de aquellas que son competitivas; (iii) se ha adoptado un instrumento institucional adecuado a las condiciones específicas del país y del sector, mediante entes de regulación adecuados a la estructura federal del país; (iv) se han adoptado modelos adecuados de gestión, con la gran mayoría de los agentes operando bajo sistemas empresariales; y (v) las autoridades mantienen su compromiso con los objetivos de la OP-708 y el proceso hacia la completa normalización del sector.
- 2.13 Con respecto al marco regulatorio, condición básica de la OP-708, el sector eléctrico argentino ha experimentado avances a través de importantes aumentos tarifarios, focalización y transparencia de los subsidios, y financiamiento de los mismos. A pesar de estos avances, a la fecha el proceso de normalización tarifario aún requiere de ajustes, en especial para mejorar la focalización de los subsidios otorgados a través del reconocimiento del costo de abastecimiento, como se destaca en el capítulo I (§1.9 y siguientes). Las autoridades han confirmado al BID que los lineamientos de política energética, enunciados en el documento “Situación del Sector Energético” de abril de 2005, mantienen su plena vigencia, pero que el proceso de ajuste tarifario se hará de acuerdo con la progresiva recuperación de la actividad económica del país, en la medida que las capacidades de pago de los consumidores lo permitan. En vista de estos avances y el compromiso de las autoridades, **se recomienda mantener la dispensa parcial a la OP-708** en cuanto a la condición básica relacionada con el régimen regulatorio. El avance hacia la completa normalización continuará siendo monitoreado a través del diálogo de política con las autoridades sectoriales sobre la evolución del sector energético, con base en los Informes Semestrales sobre la Evolución del Sector Energético Argentino (Cláusula 4.05 del Contrato de Préstamo No. 1764/OC-AR), hasta que se logre la completa readaptación del sector.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y MECANISMOS DE SEGUIMIENTO

A. Resumen de Medidas de Implementación

- 3.1 La ejecución y administración del Programa estará a cargo de la UEP que dependerá directamente del CAF-SE y aprovechará las estructuras y experiencia resultado del Programa actual en ejecución (1764/OC-AR y 1764/OC-AR-1). La UEP estará encargada de la coordinación y ejecución de todas las actividades, incluyendo la gestión de adquisiciones, contrataciones, pagos y registros contables. La UEP será dirigida por un coordinador ejecutivo que dependerá de la Dirección Nacional del Programa. El coordinador ejecutivo dirigirá y supervisará las distintas áreas específicas de la UEP. El CAF-SE contará dentro de su

estructura con una unidad ambiental y social para atender los aspectos relacionados con la ejecución del programa. Dicha unidad además, estará a cargo de ejecutar, todos los recursos del Programa incluidos los de la CAF. **La estructura administrativa de la UEP y la asignación del personal básico para su funcionamiento será una condición previa al primer desembolso del Programa.**

- 3.2 **Reglamento Operativo del Programa (ROP).** El ROP contendrá los términos y condiciones que regirán la ejecución del Programa, incluyendo los criterios y procedimientos de adquisiciones; requerimientos financieros, técnicos y ambientales y sociales; funciones y responsabilidades de cada área de la UEP; criterios de elegibilidad de los proyectos del Programa, entre otros. Se utilizará como base el ROP del Programa actualmente en ejecución y una versión revisada de dicho ROP deberá ser aprobada antes del primer desembolso del préstamo del BID. **Presentación del ROP, de conformidad con los términos y condiciones previamente acordados con el BID, será una condición previa al primer desembolso del Programa.**
- 3.3 Igualmente, durante la preparación se acordaron las principales medidas de tipo fiduciario que se aplicarán a la operación propuesta, las cuales se detallan en el enlace de Acuerdos y Requisitos Fiduciarios, y que se refieren principalmente a los siguientes temas: (i) desembolsos bajo la modalidad de anticipo de fondos para los siguientes 180 días; (ii) tipos de cambio a ser utilizados; (iii) auditoría anuales del proyecto; (iv) modalidades y límites para los procesos de adquisiciones (de acuerdo con lo estipulado en las políticas y procedimientos del Banco, definidas en los documentos GN-2349-7 y GN-2350-7); y (v) plan de adquisiciones para los primeros dieciocho meses de ejecución.
- 3.4 **Elegibilidad de proyectos del Componente II** (inversiones en la red de transmisión eléctrica). Se ha identificado y acordado una lista preliminar de 23 proyectos para este componente. En el caso de que alguno de éstos no avance en su preparación, o resulte no elegible para ser financiado bajo el Programa, el Ejecutor podrá sustituirlo y presentar otro proyecto que cumpla con los siguientes criterios de elegibilidad y los establecidos en el ROP: (i) que sean obras de energía eléctrica que complementen y satisfagan las necesidades de transmisión, sub-transmisión y transformación de las provincias, y que beneficien el sistema eléctrico por mejoras en calidad y/o seguridad, y/o menores costos de despacho; (ii) que una vez ejecutadas, las obras sean operadas y mantenidas por los concesionarios de transporte eléctrico que operan en la respectiva Región, o por la empresa eléctrica provincial en el caso de las obras de las provincias en las que no opera un concesionario de transporte eléctrico; (iii) que no sea previsible que sean ejecutados y financiados exclusivamente por el sector privado; (iv) que su factibilidad técnica, económico-financiera (incluyendo una rentabilidad económica superior al 12%), legal, institucional y ambiental y social haya sido evaluada y aprobada por la UEP, y cuente con la no-objeción del BID; y (v) que cumplan con la legislación ambiental del país y con las políticas del BID.
- 3.5 **Adquisiciones.** La adquisición de bienes y servicios y la contratación de obras se realizarán de conformidad con las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes

Financiados por el BID (Documento GN-2349-7), y la selección y contratación de los servicios de consultoría con recursos del Programa se realizarán de acuerdo con las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (Documento GN-2350-7), conforme establecido en el Contrato de Préstamo y el Plan de Adquisiciones. El Plan de Adquisiciones para los primeros 18 meses se presenta en el Anexo III del Programa. Dicho plan será actualizado anualmente o cuando se presenten cambios sustanciales y será a través del Sistema Electrónico Online denominado SEPA. La supervisión del BID de las adquisiciones y contrataciones del Programa se llevarán a cabo en forma ex-ante para las licitaciones públicas internacionales, y ex-post para todas las demás.

- 3.6 **Auditoría.** La contabilidad financiera durante la etapa de ejecución, y el mantenimiento de la información financiera del Programa serán de responsabilidad de la UEP. El Ejecutor, a través de la UEP, deberá presentar informes anuales de auditoría del Programa, de conformidad con las Guías de Informes Financieros y Auditoría Diciembre 2009 Versión 1.0. En el caso de que dicha auditoría sea realizada por una firma privada, ésta deberá ser aceptable para el BID, y contratados de acuerdo a los requerimientos vigentes del Banco. Los costos de auditoría podrán ser financiados con los recursos del Programa.
- 3.7 **Condiciones especiales de Ejecución del Programa.** (i) Previamente a incorporar cualquier obra al Programa se deberá demostrar que la misma cumple con las condiciones de elegibilidad establecidas en ¶3.4; y (ii) previamente a la licitación de cualquiera de las obras del Programa el Organismo ejecutor (OE) deberá cumplir los requisitos relativos a condiciones ambientales y sociales establecidos en ¶2.4

B. Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados

- 3.8 **Monitoreo y evaluación.** La Matriz de Resultados será el instrumento base para el monitoreo de los logros del programa. El CAF-SE deberá preparar Planes Operativos Anuales (POA) que reflejen el estado de avance de la operación y la programación de actividades correspondientes al año siguiente de ejecución, incluyendo la programación de tiempos y de fondos necesarios para su ejecución. De igual modo, el POA definirá medidas correctivas para aquellos aspectos que se identifiquen como riesgos para la ejecución interrumpida del Programa. **Será condición previa para el primer desembolso del Programa la presentación del POA actualizado.**
- 3.9 Una vez se haya comprometido el 50% de los recursos se llevará a cabo 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. Además, se realizará una evaluación final cuando se haya desembolsado el 95% de los recursos del financiamiento del BID que reportará los resultados de la ejecución, la consecución de metas de la Matriz de Resultados y recopilará y analizará las lecciones aprendidas en el Programa. Tanto la evaluación intermedia como la final serán financiadas con recursos del préstamo y realizadas por un consultor independiente.

**Matriz de Efectividad en el Desarrollo
Resumen**

Criterio	Puntaje	Puntaje máximo
I. Relevancia Estratégica	Bajo	
Sección 1. Objetivos estratégicos del BID en materia de desarrollo	3.2	10
Diversificación de países	0.7	2
Iniciativas corporativas	2.5	2.5
Armonización y alineación	0.0	3.5
Focalización de la población beneficiaria	0.0	2
Sección 2. Objetivos de desarrollo de la Estrategia de País	4.6	10
Diagnóstico del sector en la Estrategia de País	4.2	6
Objetivo e indicador del sector en la Estrategia de País	0.4	4
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Satisfactorio	
3. Evaluación basada en pruebas y solución	7.4	10
4. Plan de evaluación y seguimiento	4.8	10
5. Costo-beneficio o eficacia en función del costo	10.0	10
6. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación	7.5	10
III. Función del BID - Adicionalidad		
Sección 7. Adicionalidad	3.0	10
Asistencia técnica proporcionada antes del proyecto	3.0	3
Mejoras en la gestión de controles internos en los ámbitos financiero, estadístico, de adquisiciones o de seguimiento	0.0	4
Mejoras en el desempeño ambiental, laboral y de salud	0.0	3

I. Relevancia Estratégica: Este es un proyecto de inversión que se ejecutará en Argentina, país clasificado en el grupo A. La operación cae bajo la iniciativa corporativa correspondiente a infraestructura. La estrategia de país aprobada en 2006 no incluye al sector de energía como área prioritaria de intervención con el Banco. Sin embargo, la escasez de energía se presenta como un riesgo que podría afectar la recuperación económica del país, si los proyectos de energía previstos por el gobierno no se completan a cabalidad.

II. Evaluabilidad: Los problemas a ser atacados por el proyecto están claramente definidos y su diagnóstico está respaldado empíricamente. Los factores que contribuyen a dichos problemas están especificados así como la interrelación entre estos. No se presentan las magnitudes de sus deficiencias y por tanto no es posible relacionar la dimensión del proyecto con la magnitud del problema. Los resultados y productos del proyecto están claramente definidos y presentan lógica vertical. Los indicadores corresponden a métricas sólidas para medir los cambios generados por el programa. Todos los indicadores presentan líneas de base, metas y fuentes de información. No todos los indicadores son SMART dado que la tasa de retorno económica ex post no ha sido incluida como indicador. El proyecto tiene un plan de monitoreo y evaluación y presenta un presupuesto para la evaluación. Sin embargo, no hay claridad con respecto al presupuesto asignado a la actividad de monitoreo. El proyecto se evaluará utilizando una metodología de tipo reflexiva. El proyecto cuenta con un análisis costo beneficio el cual genera tasas internas de retorno por encima del 12%. Los riesgos de la operación están identificados y clasificados, y presentan medidas de mitigación. Las medidas de mitigación no incluyen indicadores, líneas de base y metas para monitorear su implementación.

III. Adicionalidad: Una cooperación técnica fue otorgada para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto.

**PROGRAMA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN LAS DISTINTAS REGIONES DEL PAÍS
EN EL MARCO DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD
(AR-L1079)
MATRIZ DE RESULTADOS**

Objetivo del Proyecto	El objetivo general del Programa es apoyar y contribuir de manera eficiente el abastecimiento eléctrico en las distintas regiones del sistema eléctrico argentino. Las obras presentadas permitirán superar los problemas y riesgos que enfrenta el sector de transporte de energía eléctrica en la Argentina. Los objetivos específicos del Programa son: (i) recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial; y (ii) aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución.
------------------------------	--

Indicadores de Metas de desarrollo Regional (AB-2764)	Línea Base (2010)	Nivel de Meta (2015)
Kilómetros de líneas de transmisión y distribución construidos o rehabilitados por el Programa (km)	0	937.3

Indicadores de Resultado	Línea Base (2010)	Nivel de Meta (2015)
Demanda máxima servida en la zona de influencia de los proyectos del Programa (MW)	876.1	1085.7
Capacidad para atender demanda máxima adicional en el área de influencia de las zonas de los proyectos del Programa incrementada (MW)	66.0	270.5
	Línea Base (2015 sin Proyecto)	Nivel de Meta (2015 con Proyecto)
Energía no servida en 2015 en las áreas de influencia de los proyectos del Programa evitada (GWh/año)	0.0	756.2
Número de estaciones transformadoras en las zonas de influencia de los proyectos del Programa con voltajes de fuera de banda reducida (> al +/- 5%).	30.0	15.0

Indicadores Intermedios de Avance	Línea Base (2010)	Nivel de Objetivo				
		2011	2012	2013	2014	Fin Proyecto
Componente II - Inversiones en la red de transmisión eléctrica						
<i>Línea de transmisión de Alta Tensión puestas en servicio (km)</i>	0.0	0.0	3.8	307.5	526.0	837.3
<i>Capacidad de transformación en ET puesta en servicio (MVA)</i>	0.0	0.0	100.0	110.0	82.5	292.5

PROGRAMA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN LAS DISTINTAS REGIONES DEL PAÍS EN EL MARCO DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

**(AR-L1079)
Plan de Adquisiciones**

Ref.	Categoría y Descripción del Contrato de Adquisiciones	Costo Estimado (US\$ miles)	Método de Adquisición	Revisión	Fuente de Financiamiento		Precalificación (Si/No)	Fechas Estimadas		Status	Plazo ejecución de obra
					BID (%)	Local (%)		Publicación Anuncio Adquisición	Terminación Contrato		
1. Obras											
1	LAT 132 Kv ET Gran Mendoza – Cruz de Piedra Longitud 22 km simple terna. Provincia de Mendoza	11,800.0	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	30/05/2011	30/03/2013	Pendiente	540 días
2	LAT 132 Kv El Bracho – Villa Quinteros doble terna 52.5 km. Provincia de Tucumán	15,340.0	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	30/03/2011	27/07/2013	Pendiente	720 días
3	LAT 132 Kv Las Higueras – General Levalle 110 km. Provincia de Córdoba	25,228.4	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	15/02/2011	14/06/2013	Pendiente	720 días
4	ET Valle Viejo. Provincia de Catamarca	7,080.0	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	24/04/2011	25/10/2012	Pendiente	420 días
5	LAT 220 Kv Sáez Peña – J.J. Castelli y Nueva ET J.J. Castelli 132 kV (tramo hecho Tres Isletas - ET J.J. Castelli aprox. 50 km). Provincia de Chaco	25,240.2	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	28/05/2011	27/09/2013	Pendiente	720 días
6	ET Villaguay	7,670.0	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	28/05/2011	27/09/2013	Pendiente	420 días
7	LAT 132 Kv Henderson – Pehuajó 68 km y nueva ET Pehuajó 132 kV. LAT 132 kV Pehuajó – General Villegas 145 km y nueva ET General Villegas. Provincia de Buenos Aires.	48,380.0	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	28/05/2011	27/09/2013	Pendiente	720 días

8	ET Definitiva Tartagal 132 kV. Provincia de Salta	7,080.0	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	01/01/2011	04/07/2012	Pendiente	420 días
9	Nueva ET 132/13,2kV San Martin y CAS 132 kV ET Rosario Sur -Et San Martin	14,750.0	LPI	Ex-ante	50%	50%	NO	30/05/2011	30/03/2013	Pendiente	540 días
2. Bienes											
	Equipamiento informático y mobiliario UEP	200.0	CP	Ex-ante	50%	50%	NO	2/2/2011	8/1/2011	Pendiente	
3. Servicios de consultoría (firmas y consultores individuales)											
	Auditoría externa (*)	450.0	SBCC	Ex-ante	73%	27%	N/A	N/A	12/31/2012	Pendiente	
	Consultor 1	48.0	CCIN	Ex-post	100%	0%	N/A	N/A	12/31/2012	Pendiente	
	Consultor 2	36.0	CCIN	Ex-post	100%	0%	N/A	N/A	12/31/2012	Pendiente	
	Consultor 3	36.0	CCIN	Ex-post	100%	0%	N/A	N/A	12/31/2012	Pendiente	
	Consultor 4	36.0	CCIN	Ex-post	100%	0%	N/A	N/A	12/31/2012	Pendiente	
	Inspección Técnica 1	460.0	SBCC	Ex-ante	100%	0%	SI	1T 2011	2T 2013	Pendiente	
	Inspección Técnica 2	460.0	SBCC	Ex-ante	100%	0%	SI	1T 2011	2T 2013	Pendiente	
	Inspección Técnica 3	460.0	SBCC	Ex-ante	100%	0%	SI	3T 2011	2T 2013	Pendiente	
	Inspección Técnica 4	460.0	SBCC	Ex-ante	100%	0%	SI	4T 2011	1T 2014	Pendiente	
4. Servicios diferentes a consultoría											
	--										

Bienes y Obras: LPI: Licitación Pública Internacional; LPN: Licitación Pública Nacional; CP: Comparación de Precios; CD: Contratación Directa; **Firmas Consultoras:** SBCC: Selección Basada en la Calidad y el Costo; SBC: Selección Basada en la Calidad; SBPF: Selección Basada en Presupuesto Fijo; SBMC: Selección Basada en el Menor Costo; SCC: Selección Basada en las Calificaciones de los Consultores; SD: Selección Directa. **Consultores Individuales:** CCIN: Selección basada en la Comparación de Calificaciones Consultor Individual Nacional; CCII: Selección basada en la Comparación de Calificaciones Consultor Individual Internacional

(*) 24 meses

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/___

Argentina. Préstamo ___/OC-AR a la República Argentina
Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas
Regiones del País en el Marco del Plan Federal
de Transporte de Electricidad

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República Argentina, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas Regiones del País en el Marco del Plan Federal de Transporte de Electricidad. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$120.000.000 de la Facilidad Unimonetaria de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.