

ARGENTINA

FINANCIAMIENTO ADICIONAL PARA EL PROGRAMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL NORTE GRANDE

(AR-L1095)

**FINANCIADO PARCIALMENTE CON RECURSOS
DEL CONTRATO DE PRÉSTAMO No. 1764/OC-AR (AR-L1021)**

PROPUESTA FINANCIAMIENTO ADICIONAL

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto integrado por: Carlos Trujillo (INE/ENE), Jefe del Equipo; Alejandro Fros (ENE/CAR), Co-Jefe del Equipo; Alejandro Melandri (INE/ENE); José Ramón Gómez (INE/ENE); Haydemar Cova (INE/ENE); Samuel Vinocur (CSC/CAR); Gumercindo Velázquez (CSC/CAR); Gerónimo Frigerio (LEG/SGO), bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Daniel Oliveira, Representante (CCS/CAR).

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO

I.	ANTECEDENTES	1
A.	El Programa de Transmisión del Norte Grande (AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR)	1
B.	Avances en la implementación del Programa	1
C.	Evolución sector energético	3
II.	LA MODIFICACIÓN PROPUESTA	6
A.	Ampliación del financiamiento del Programa	6
B.	Justificación del incremento en el costo del Programa	7
C.	Revisión de la factibilidad económica.....	9
III.	RECOMENDACIÓN	11

ANEXOS	
Anexo I	Resumen de la Matriz de Efectividad en el Desarrollo.

ENLACES ELECTRÓNICOS	
1.	Documento PR-3064, Programa de Transmisión del Norte Grande (AR-L1021). Julio 2006. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1676581
2.	Análisis de costos y revisión de los estudios de viabilidad económica de la Línea NOA-NEA. Informe final de consultoría. Octubre 23, 2008. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1713262
3.	Evolución del Sector Energético Argentino – Tercer Informe Semestral Préstamo 1764/OC-AR. Octubre 2008. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1675816
4.	Evolución del Sector Energético Argentino – Cuarto Informe Semestral Préstamo 1764/OC-AR. Abril 2009. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1999980
5.	Evolución del Sector Energético Argentino – Quinto Informe Semestral Préstamo 1764/OC-AR. Agosto 2009. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2175801

SIGLAS Y ABREVIATURAS

BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
CAF	Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico.
CESI	Comité de Impactos Ambientales y Sociales.
CO	Capital Ordinario
COM	Construcción, Operación, y Mantenimiento.
CREG	Comisión de Energía y Gas.
DCP	Documento Conceptual de Proyecto.
EIA	Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental.
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima.
ENS	Energía No Suministrada.
FONINVEMEM	Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.
GdA	Gobierno de Argentina.
GEI	Gases Efecto Invernadero.
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social.
IVA	Impuesto al Valor Agregado.
km	kilómetros.
kV	<i>kiloVolts.</i>
kWh	<i>kilowatt</i> horas.
LEAT	Línea de Extra Alta Tensión.
LPI	Licitación Pública Internacional.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MPFIPYS	Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.
MW	<i>Megawatts.</i>
MWh	Megawatts hora.
NEA	Noreste Argentino.
NOA	Noroeste Argentino.
O&M	Operación y Mantenimiento.
PPI	<i>Producer Price Index.</i>
RTI	Revisión Tarifaria Integral.
SE	Secretaría de Energía.
SECCI	<i>Sustainable Energy and Climate Change Initiative</i> (Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático del Banco).
TIR	Tasa Interna de Retorno.
TRANSENER	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A.
UNIREN	Unidad de Renegociación de Contratos.
US\$	Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica.
VAN	Valor Actual Neto.
VP	Valor Presente.
VPN	Valor Presente Neto.
VPS/ESG	Unidad de Salvaguardias Ambientales.

**ARGENTINA: FINANCIAMIENTO ADICIONAL PARA EL PROGRAMA DE
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL NORTE GRANDE (AR-L1095)**

RESUMEN DEL PROYECTO				
TÉRMINOS Y CONDICIONES FINANCIERAS				
Prestatario: República de Argentina.			Plazo de amortización:	(1)
Organismo Ejecutor: Secretaría de Energía (SE), a través del Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF).			Período de Gracia:	(1)
			Período de Desembolso:	(1)
Fuente	Financiamiento Aprobado (en millones)	Financiamiento Propuesto (en millones)	Tasa de interés:	(1)
BID (CO) AR-L1021:	US\$580,0	US\$580,0	Inspección y vigilancia:	*
BID (CO) AR-L1095:	US\$0,0	US\$300,0	Comisión de crédito:	*
Contrapartida Local:	US\$145,0	US\$357,5		
Total:	US\$725,0	US\$1.237,5	Moneda:	(1)
ESQUEMA DEL PROYECTO				
<p>Objetivo y descripción del proyecto: El objetivo del Programa es reforzar la red nacional de transmisión eléctrica y facilitar la competencia en el mercado mayorista de generación. Asimismo, el Programa constituye una de las condiciones necesarias para mitigar la pobreza y reducir la brecha de desarrollo económico y social de la Región del Norte Grande <i>vis-à-vis</i> el resto del país. Las obras del Programa permitirán satisfacer la demanda de energía eléctrica del sistema, en particular de esta región, en forma oportuna, a menor costo económico, y con niveles de seguridad, eficiencia y calidad adecuados.</p>				
<p>Modificación propuesta: La modificación propuesta, solicitada por las autoridades del Gobierno de Argentina (GdA), prevé la ampliación del monto del financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID o Banco) en US\$300,0 millones, y la ampliación de la contrapartida local en US\$212,5 millones, necesarios para cubrir el incremento en el costo total del Programa resultante de los precios obtenidos en las licitaciones internacionales, que reflejan los incrementos en los precios de los insumos, de la mano de obra local y otros componentes.</p>				
<p>Condiciones contractuales: A los términos del Contrato de Préstamo 1764/OC-AR se adicionará como condición previa al desembolso de los recursos correspondientes al financiamiento adicional que el Banco haya recibido los informes jurídicos que establecen las Normas Generales de los contratos sobre la validez de las obligaciones contraídas por el Prestatario en relación con este Financiamiento Adicional (¶3.3).</p>				
<p>Excepciones a las políticas del Banco: Al aprobar el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR) en agosto de 2006, el Directorio aprobó una dispensa al cumplimiento de la Política de Servicios Públicos del Banco (OP-708) (¶1.11 y ¶1.12).</p>				
El proyecto es coherente con la Estrategia de País:	Sí [X]	No []		
El proyecto califica como:	SEQ []	PTI [X]	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.

⁽¹⁾ El Financiamiento Adicional se sumará al monto del Préstamo 1764/OC-AR, por lo tanto, los términos y condiciones financieras serán los establecidos en dicho Contrato de Préstamo, de modo tal que la fecha de la primera cuota de repago y el plazo para finalizar desembolsos coincidirá con los establecidos en el Préstamo 1764/OC-AR.

I. ANTECEDENTES

A. El Programa de transmisión del Norte Grande (AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR)

- 1.1 La propuesta de financiamiento para el Programa AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR¹, fue aprobada por el Directorio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID o Banco) el 2 de agosto de 2006. El objetivo del Programa es reforzar la red nacional de transmisión eléctrica y facilitar la competencia en el mercado mayorista de generación. Asimismo, el Programa constituye una de las condiciones necesarias para mitigar la pobreza y reducir la brecha de desarrollo económico y social de la Región del Norte Grande *vis-à-vis* el resto del país. Las obras del Programa permitirán satisfacer la demanda de energía eléctrica del sistema, en particular de esta región, en forma oportuna, a menor costo económico, y con niveles de seguridad, eficiencia y calidad adecuados.
- 1.2 El Programa consiste en el financiamiento de una línea de transmisión eléctrica en 500-Kilovolts (kV) de 1.220-kilómetros (km) de longitud que vincula las regiones del Noroeste y Noreste Argentino (Línea NOA-NEA), obras de transmisión y sub-transmisión provincial y regional, incluyendo estaciones de transformación y obras complementarias, en el marco del Programa de Desarrollo e Integración del Norte Grande y de apoyo al desarrollo del sector energético del país.
- 1.3 El Programa contribuye al logro de los objetivos del *Sustainable Energy and Climate Change Initiative* (SECCI, Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático) del Banco, que promueve la sostenibilidad energética y reducción de emisión de Gases Efecto Invernadero (GEI), puesto que una porción sustancial de los beneficios del proyecto resultan de los ahorros que produce la línea en el costo operativo variable de generación del sistema, originada en un menor consumo de los combustibles como resultado de la mejor optimización del sistema de generación nacional, con la correspondiente menor emisión de GEI.

B. Avances en la implementación del Programa

- 1.4 **Financiamiento del Programa.** El Convenio de Préstamo para el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR) fue firmado, entre el Banco y el Gobierno de Argentina (GdA) como Prestatario, el 6 de noviembre de 2006, quedando elegible para desembolsos el 14 de junio de 2007. Al 30 de septiembre de 2009 se han desembolsado recursos que alcanzan al 60,8% del monto del Préstamo, equivalentes a Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (US\$) 352,4 millones.
- 1.5 El Organismo Ejecutor del Programa es la Secretaría de Energía (SE) a través del Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal

¹ Documento PR-3064 - Programa de Transmisión del Norte Grande (AR-L1021). Julio 2006.

(CAF), dependientes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPYS). La ejecución del Componente I avanzó más lento de lo previsto, en parte, por la complejidad, la licitación del contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM), y en parte debido a la necesidad de atender a una protesta presentada en el proceso de licitación. A la fecha, se encuentran en plena ejecución las obras que comprenden el principal componente del Programa que es la línea de extrema alta tensión de 500-kV y las estaciones de transformación asociadas con un avance físico de aproximadamente el 30%. Por su parte en el Componente II de obras provinciales, se ha avanzado con las provincias de Formosa y Misiones, donde se ha reconocido obras con cargo al Préstamo, éstas constan de líneas de sub-transmisión en tensiones de 132-kV y estaciones de transformación. Actualmente se está finalizando la revisión de los proyectos y los pliegos de licitaciones de las obras provinciales previstas para el inicio de la ejecución durante 2009 y 2010.

- 1.6 **Estrategia Ambiental y Social.** La estrategia ambiental y social del Programa AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR, fue aprobada por el Comité de Impactos Ambientales y Sociales (CESI) en sus Actas del 15 de julio de 2005 para el Documento Conceptual de Proyecto (DCP), del 10 de febrero de 2006 y del 7 de abril de 2006 para el Informe de Proyecto y su correspondiente Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS). El alcance del presente Financiamiento Adicional (AR-L1095), no requiere, ni implica cambios en el alcance de la estrategia ambiental y social del Programa AR-L0121 aprobada por el Banco.
- 1.7 Desde la aprobación del Programa AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR, por parte del Banco, no han habido modificaciones a las condiciones de la línea base, ni en la estrategia ambiental y social aprobada por el Banco, que se tomó en cuenta para la evaluación de los impactos ambientales y sociales realizada de la operación. Los mecanismos, arreglos institucionales, flujos y responsabilidades establecidas para la gestión ambiental y social de estas operaciones, se mantienen sin variaciones del esquema original. Han culminado los procesos de licitación y contratación para la supervisión de las obras del Componente I del Programa AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR, que incluyen además de los aspectos técnicos, la supervisión ambiental y social, la cual se encuentra operando. Se han obtenido los permisos y licencias ambientales requeridas de acuerdo al cronograma de ejecución de obras.
- 1.8 El equipo de proyecto revisó los aspectos relacionados al mecanismo de ejecución del Programa, el avance de las condiciones y los acuerdos contenidos en la estrategia ambiental y social del Programa, y con base en la evaluación del equipo y las conclusiones de la reciente visita de supervisión ambiental y social realizada por la Unidad de Salvaguardias Ambientales del Banco (VPS/ESG) al Programa, se concluye que los procesos y procedimientos de gestión ambiental acordados entre el Prestatario, el Ejecutor y el Banco se están cumpliendo adecuadamente.

C. Evolución sector energético

- 1.9 En cumplimiento a lo establecido en el Contrato de Préstamo No. 1764/OC-AR, Cláusula 4.05, el Prestatario ha presentado al Banco cinco (5) informes semestrales sobre la evolución del Sector Energético Argentino, que describen la situación del sector, y en especial el proceso de readaptación del mercado energético. Los informes semestrales han contribuido efectivamente para mantener el diálogo entre el Banco y las autoridades sobre la evolución del Sector Energético Argentino. De acuerdo con los mismos, los lineamientos de política energética que fueron inicialmente enunciados en el documento “Situación del Sector Energético” de abril de 2005, mantienen su plena vigencia, avanzando hacia el objetivo de largo plazo de alcanzar la readaptación de los mercados de energéticos, y aunque la evolución de la situación, ha requerido más tiempo que el previsto cuando se aprobó el Programa AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR, muestra un progreso significativo.
- 1.10 A continuación se presenta una síntesis de las acciones recientes adoptadas por el GdA hacia el objetivo de largo plazo de alcanzar la readaptación de los mercados energéticos:
- a. Incrementos en las tarifas de energía eléctrica a consumidores residenciales. A partir del 1º de octubre de 2008, se sancionaron precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que implicaron nuevos aumentos de tarifa, en todo el ámbito nacional, destinados a que el segmento de los usuarios residenciales de más de 1.000-kWh por bimestre asumiera la fracción de los costos de generación de energía eléctrica que hasta esa fecha eran asumidos por el Fondo de Estabilización. De esta forma los precios mayoristas de los distribuidores de todo el país para los usuarios residenciales resultaron: (a) con consumos bimestrales superiores a 1.000-kWh y hasta 1.400-kWh en el orden de los US\$46/Megawatts hora (MWh); (b) con consumos bimestrales superiores a 1.400-kWh y hasta 2.800-kWh en el orden de los US\$75/MWh; y (c) con consumos bimestrales superiores a 2.800-kWh en el orden de los US\$135/MWh. Estos ajustes entraron en vigencia en octubre de 2008. Transitoriamente, a partir del 1º de junio del presente año, se establecieron precios menores transitorios con vigencia hasta el 30 de setiembre de 2009. A partir del mes de octubre de 2009, los usuarios residenciales deberán volver a pagar los costos (parciales o totales) que tiene el sistema de generación definidos en la resolución de octubre de 2008.
 - b. Transparencia en los subsidios. La disposición aprobada en junio de 2009, fue complementada con una instrucción a las empresas distribuidoras de indicar en sus respectivas facturas el monto de los subsidios para cada tipo de usuario (residencial, no residencial, e industrias), derivado de la diferencia del precio no subsidiado calculado por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico (CAMMESA) en su programación estacional para el invierno de 2009 y los precios finalmente facturados como consecuencia de las modificaciones que van siendo introducidas. Esta información permitirá a los usuarios conocer el monto de la factura que deberían pagar por sus consumos cuando se restablezcan los precios

sancionados en el mercado mayorista, y de esta forma adaptarlos a sus decisiones de consumo.

- c. Renegociación de contratos y revisión tarifaria integral del valor agregado de distribución y de transporte de energía eléctrica. Todos los contratos de servicio público de distribución y transporte de energía eléctrica para las 11 empresas de la órbita federal han completado las renegociaciones establecidas en la Ley de Emergencia Pública de enero de 2002, habiéndose firmado y ratificado por el Estado las correspondientes Actas de Acuerdo. La Revisión Tarifaria Integral (RTI) pactada para 2008 y posteriormente aplazada para febrero de 2009, no se ha concluido aún, pero los estudios se encuentran en ejecución. Sin embargo, es de hacer notar que los aumentos tarifarios, acordados en el marco de las Actas Acuerdo firmadas por la Unidad de Renegociación de Contratos (UNIREN), para todas las empresas han sido implementados y ajustados por incrementos en los costos. Aunque en un primer momento no se incluía a los clientes residenciales, en julio de 2008 y dentro de las pautas fijadas en las Actas Acuerdo, el GdA autorizó un nuevo aumento en el valor agregado de distribución y de transporte de dichas empresas incluyendo a los clientes residenciales, por lo que no se prevé que la demora en completar la RTI tenga impacto significativo sobre los niveles de subsidios existentes.
- d. Conversión de deudas del Fondo de Estabilización Tarifaria. La Ley del Presupuesto General de la Administración Pública N° 26.422, de noviembre de 2008, en su artículo 18 define como aportes no reintegrables, todos los aportes efectuados desde 2003 mediante diversos Decretos y las deudas que el sector había acumulado de acuerdo a los Presupuestos de la Nación de 2006 y 2007. Estos aportes se refieren a los préstamos efectuados desde el Tesoro Nacional al Fondo Unificado Eléctrico y de éste al Fondo de Estabilización que administra CAMMESA. Al convertirse dichos aportes como no reintegrables, los mismos dejaron de ser considerados una deuda, que debería ser cubierta en el futuro por el sector eléctrico. Este aporte de fondos efectuados por el Estado Nacional, que sanea la contabilidad de CAMMESA, ascendería, hasta el mes de abril de 2009, aproximadamente a 22.308 millones de pesos argentinos (aproximadamente US\$6.500 millones). Adicionalmente, en el artículo 19, la Ley mencionada especifica que el Poder Ejecutivo Nacional continuará otorgando durante todo 2009 los aportes no reintegrables necesarios del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles de dicho Fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento del MEM mediante el auxilio financiero al Fondo de Estabilización. En esta forma se ha identificado e implementado una fuente para cubrir los subsidios originados en el atraso en el incremento de los precios de la energía eléctrica.
- e. Aumento en los precios del gas natural. A partir del mes de noviembre de 2008, comenzaron a regir incrementos en el precio del gas natural para los usuarios residenciales de todo el país, los que también, fueron segmentados en función de su localización geográfica y sus niveles de consumo. Este aumento está destinado

a la creación de un Fondo Fiduciario destinado a atender las importaciones de gas natural y toda provisión que sea requerida para atender la demanda interna. En forma paralela a estos incrementos, se acordó, a partir del mes de agosto de 2009, un aumento de la retribución del gas natural a los productores que abastecen la producción de energía eléctrica. El nuevo precio del gas natural se estableció en un mínimo de US\$1,89/MBtu para los productores de Santa Cruz y un máximo de US\$2,14/MBtu para los productores de la Cuenca Neuquina. Estos valores prácticamente duplican el precio que recibían los productores hasta la fecha. La mejor retribución a los productores por el gas natural tiene por objeto generar incentivos para incrementar la producción y poder sustituir consumos de combustible líquido para la generación de energía eléctrica, reduciendo los costos de generación del MEM.

- f. Introducción de nueva generación. Mediante los proyectos de Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), la introducción de señales de precios para la radicación de nueva generación por privados; y la convocatoria a través de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) para la implementación de diferentes proyectos de generación, incluyendo el reciente llamado a suministrar 1.000–*Megawatts* (MW) de energías renovables. Igualmente, se han presentado importantes avances en la ejecución del Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica para garantizar la adecuada capacidad de transmisión en el sistema.
- 1.11 **Políticas del Banco.** Al aprobar el Programa AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR, en agosto de 2006, el Directorio aprobó una dispensa al cumplimiento de la Política de Servicios Públicos del Banco (OP-708), en virtud de las inconsistencias del contexto sectorial en Argentina respecto a OP-708. El principal aspecto considerado es el régimen tarifario no normalizado y su impacto en la sostenibilidad del sector en el largo plazo, así como también, la falta de una implementación de los procesos de renegociaciones de los contratos de concesión de las empresas de transporte y distribuidoras eléctricas (§1.36 del documento PR-3064).
- 1.12 Como se explica en los párrafos anteriores, a pesar de las condiciones adversas en 2008, y en lo transcurrido durante 2009, originadas por los incrementos de precios de los combustibles y por la crisis internacional, el sector produce acciones orientadas a su normalización. Así, las autoridades argentinas han completado la renegociación de los contratos con las empresas, han establecido Regímenes Tarifarios de Transición para las mismas, realizado importantes aumentos tarifarios, adoptado resoluciones para transparentar los subsidios y para asignar una fuente de financiación a los déficits generados. Sin embargo, la normalización completa de las tarifas requerirá acciones y ajustes adicionales, en especial, para mejorar la focalización de los subsidios otorgados a través del reconocimiento del costo de generación, y para formalizar los aumentos transitorios realizados al valor agregado de distribución y de transporte de energía eléctrica.

II. LA MODIFICACIÓN PROPUESTA

A. Ampliación del financiamiento del Programa

- 2.1 Las autoridades del GdA, han solicitado la ampliación del monto del financiamiento del Banco en US\$300,0 millones, y de la contrapartida local en US\$212,5 millones, necesarios para cubrir el incremento en el costo total del Programa resultante de los precios obtenidos en las licitaciones internacionales, que reflejan los incrementos en los precios de los insumos, de la mano de obra local y otros componentes. El Cuadro 1, a continuación, presenta el presupuesto y financiamiento actualizado del Programa, comparado con los valores aprobados inicialmente y el Cuadro 2 presenta el Estado de Ejecución del Programa y Proyección de los Desembolsos por fuente. Los recursos del presente adicional complementarán la financiación de las obras a ser ejecutadas durante 2010 y 2011.

CUADRO 1 – FINANCIAMIENTO (MILES DE US\$)							
		FINANCIAMIENTO APROBADO			MODIFICACIÓN PROPUESTA		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	BID	CONTRA-PARTIDA	TOTAL	BID	CONTRA-PARTIDA	TOTAL
a.	Componente I: Interconexión NEA-NOA	414.554	103.638	518.192	705.517	288.169	993.686
b.	Componente II: Redes de Transmisión y Sub-transmisión Provincial y Regional	123.689	30.922	154.611	144.621	59.070	203.691
	1 Obras en la Provincia de Misiones	42.006	10.502	52.508	49.227	20.107	69.334
	2 Obras en la Provincia de Formosa	25.376	6.344	31.720	35.408	14.463	49.871
	3 Obras en la Provincia de Corrientes	5.703	1.426	7.129	6.076	2.482	8.558
	4 Obras en la Provincia de Salta	38.734	9.683	48.417	41.264	16.854	58.119
	5 Obras en la Provincia de Catamarca	11.870	2.967	14.837	12.645	5.165	17.810
c.	Componente III: Ingeniería, administración e inspección	18.277	0	18.277	19.123	0	19.123
	1 Estudios, consultorías y auditoría	1.845	0	1.845	500	0	500
	2 Inspección técnico-ambiental	11.805	0	11.805	13.660	0	13.660
	3 Unidad Ejecutora del Programa	4.627	0	4.627	4.963	0	4.963
d.	Escalamiento e imprevistos del Programa	23.480	10.439	33.919	10.739	10.261	21.000
	TOTAL PROGRAMA	580.000	145.000	725.000	880.000	357.500	1.237.500
	% Participación	80%	20%	100%	71%	29%	100%

CUADRO 2 - ESTADO DE EJECUCIÓN DEL PROGRAMA Y PROYECCIÓN DE DESEMBOLSOS POR AÑO (MILLONES DE US\$)					
	EJECUTADO A AGO/09	RESTO 2009	2010	2011	TOTAL
TOTAL EJECUCIÓN	430,6	252,9	289,6	264,4	1.237,5
Financiamiento:					
BID – 1764/OC-AR	323,7	138,8	80,0	37,5	580,0
BID - AR-L1095	0,0	0,0	150,0	150,0	300,0
Subtotal BID	323,7	138,8	230,0	187,5	880,0
Local – Ejecutor	106,9	114,1	59,6	76,9	357,5
TOTAL FINANCIACIÓN	430,6	252,9	289,6	264,4	1.237,5

- 2.2 En el mes de octubre de 2008, con el apoyo de consultores internacionales, se realizó una evaluación del incremento de costos resultante de las licitaciones internacionales para la línea de interconexión NEA-NOA (a precios de septiembre de 2008) y una revisión de los impactos en la factibilidad económica del proyecto, cuyos resultados se presentan en las siguientes secciones. Es de anotar que posteriormente a esa fecha, considerando la evolución favorable de algunos de los índices de precios y de los factores de cambio, se ajustó el presupuesto de la línea NEA-NOA, reduciéndose el costo de los US\$1.013,7 millones estimados en septiembre de 2008 a US\$993,7 millones en mayo de 2009, se ajustaron los demás componentes y se redujo la estimación para escalamiento de costos. Las conclusiones obtenidas del análisis técnico, así como de la revisión de la factibilidad económica, no se ven afectadas negativamente por esta reducción de precio, por lo que en las secciones B y C siguientes se mantiene para efectos analíticos el presupuesto obtenido en septiembre de 2008.

B. Justificación del incremento en el costo del Programa

- 2.3 Los resultados obtenidos en los procesos de licitación internacional que conforman la totalidad del componente principal del Programa, la línea de interconexión NEA-NOA, se incluyen en el Cuadro 3, el cual presenta una comparación entre los valores presupuestados para cada licitación de dicho componente al momento de aprobación de la operación y los resultados obtenidos de las competencias internacionales realizadas evaluados a septiembre de 2008.

CUADRO 3 - PROCESOS LICITATORIOS DE LA INTERCONEXIÓN 500-kV NEA – NOA				
Nº de Ref	Descripción del Contrato	Propuesta de Préstamo Julio 2006	Precio Contrato en Septiembre 2008	Variación Porcentual
11	Estructuras Torres Tramo Este	10.879.000	24.219.468	123%
12	Conductores Tramo Este	31.348.000	51.088.121	63%
13	Transformadores Tramo Este	13.378.000	20.220.000	51%
14	Estructuras Torres Tramo Oeste	12.325.000	26.740.315	117%
15	Conductores Tramo Oeste	35.500.000	58.127.138	64%
16	Transformadores Tramo Oeste	13.695.000	19.328.639	41%
17	Construcción - Operación y Mantenimiento (COM) Tramo Este	161.441.000	314.459.016	95%
18	Construcción - Operación y Mantenimiento (COM) Tramo Oeste	149.692.000	323.616.858	116%
Valor de los contratos sin IVA ^(a)		428.258.000	837.799.554	96%
Valor de los contratos agregando el IVA		518.193.000	1.013.737.461	96%

^(a) IVA = Impuesto al Valor Agregado

- 2.4 Se realizó un análisis de la variaciones entre los costos de inversión previstos en julio de 2006 respecto a los observados durante setiembre de 2008, orientado a la comparación entre los precios ofertados para el Componente I, con los correspondientes costos típicos internacionales de las obras que contiene. Sin embargo, este procedimiento no resulta directo por cuanto los dos (2) contratos COM no informan sus costos desglosados entre suministros y la construcción propiamente dicha. Para sobrepasar esta restricción de información, el análisis efectuado se inició

partiendo de la verificación del presupuesto detallado para cada obra que presentó la firma consultora Tranelisa en mayo de 2007.

- 2.5 El presupuesto mencionado, que asciende a US\$774,3 millones de mayo de 2007 con Impuesto al Valor Agregado (IVA) incluido, fue revisado a la luz de indicadores de precios internacionales y de la matriz de conformación del costo total a partir del costo directo de construcción, encontrándose que sus valores pueden considerarse aceptables. El presupuesto ya refleja un incremento de 49,4% respecto al presupuesto que fue considerado en la propuesta de Préstamo de julio de 2006 y, por lo tanto, deja por explicar un remanente de 30,9% respecto a las ofertas actuales. Esta explicación, tiene como principales fuentes el crecimiento de precios de las materias primas (*commodities*) involucradas en el proyecto, principalmente del acero, aluminio y cemento, así como también, el de la mano de obra. Los análisis hasta ahora efectuados muestran que una parte, del orden de 50% del remanente, posee clara sustentación en cambios internacionales de precios. La otra mitad del remanente tendría explicación principalmente en tres causas: (i) en el crecimiento del riesgo país; (ii) la probable menor competencia originada en las Licitaciones Públicas Internacionales (LPI) limitadas; (iii) la probable adopción de las medidas adoptadas por los oferentes, destinadas a protegerse del riesgo cambiario ya que sus contratos están nominados en pesos o poseen un elevado componente en pesos. El hecho de que posiblemente los oferentes han adoptado medidas paliativas del riesgo cambiario se refleja en el hecho de que los contratos que más subieron de precio son precisamente aquellos cuya exposición a la tasa de cambio cubre la totalidad del contrato.
- 2.6 La línea de interconexión responde por el 60% del costo del Componente I. Aunque existen diferencias significativas entre costos de diferentes Líneas de Extra Alta Tensión (LEAT), sí es posible observar que su valor presupuestado se encuentra dentro de los parámetros internacionales. El valor presupuestado por Tranelisa es de US\$313.350/km de mayo de 2007 y presenta variaciones significativas según los tramos. Se considera que una LEAT posee costo estadísticamente similar a la NEA-NOA, si su costo unitario está en el rango de US\$277.547/km a US\$364.538/km. El correspondiente valor reconocido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia para la Unidad Constructiva denominada UCL11 asciende a US\$278.200/km de diciembre de 2006, equivalentes a US\$277.500/km de mayo de 2007. De manera similar, informes utilizados en México, para efectos de presupuestos utilizan para líneas de 400-kV, un valor de US\$290.726/km de mayo de 2007, una vez efectuado el ajuste debido al mayor voltaje y el ajuste por cambio de fechas. El costo promedio observado para la línea de 500-kV Comahue-Cuyo, que ascendió a US\$297.000/km, se encuentra dentro del rango de similitud comentado. Se concluyó que el presupuesto del proyecto de interconexión NEA-NOA está dentro del rango de costos que cabe esperar.
- 2.7 Es importante resaltar que los resultados mencionados en el anterior análisis de precios se originan, principalmente, en la importante presión ejercida sobre los oferentes de bienes eléctricos por la elevada demanda de sus productos que se presentó durante 2007 y que se ha mantenido hasta mediados de 2008. Como resultado de la

desaceleración global de la economía, puede esperarse una disminución de la demanda con un impacto moderador de precios, así como acciones de los gobiernos que influyan en las paridades entre monedas. Estos comportamientos podrían reflejarse eventualmente en una reducción del costo del Programa. En consecuencia, la redeterminación de precios deberá llevarse a cabo en el momento en que resulte más favorable para el país, y su efecto probablemente sería hacia la disminución del monto de los contratos respecto al presupuesto de octubre de 2008.

C. Revisión de la factibilidad económica

- 2.8 Se efectuó una revisión del análisis económico de la propuesta de financiamiento del Programa AR-L1021, en ejecución 1764/OC-AR, a la luz de la nueva información actualmente disponible.² A pesar de que los costos de inversión subieron significativamente, también lo hicieron los beneficios lo cual, unido a una declinación de los costos de Operación y Mantenimiento (O&M), permite concluir que la línea NEA-NOA mantiene sus indicadores económicos de costo beneficio en niveles aceptables y con buenas características de robustez ante cambios importantes de las principales variables que los determinan.
- 2.9 El análisis económico revisado utiliza el mismo numerario de cuenta que el anterior, consistente en precios constantes a los cuales se les ha eliminado, como única transferencia, el IVA.³ Para las simulaciones de energía se empleó el mismo modelo de despacho hidro-térmico usado en 2006, pero con información actualizada sobre los precios de los combustibles; por lo demás, el modelo fue alimentado con la misma proyección de demanda e igual sistema de generación y de transmisión de extra alto voltaje. Por razones de limitación en la información disponible, el análisis omite dos (2) beneficios importantes cuya inclusión mejoraría aún más los resultados económicos: por una parte, la disminución de las pérdidas en el sistema de transmisión de media tensión que desplaza sus flujos hacia el lado de mayor voltaje y, en segundo lugar, la mayor confiabilidad de la red al quedar cerrado el sistema de 500-kV en forma transversal por el lado norte de Argentina.
- 2.10 Las diferencias entre las dos (2) evaluaciones consisten en: (i) la incorporación de los nuevos costos de inversión estimados en US\$915,1 millones de octubre de 2008 los cuales están compuestos por US\$837,8 millones de costos directos contractuales, más US\$11,8 millones de ingeniería, administración y supervisión y US\$43,3 millones de imprevistos; (ii) la consideración de los nuevos costos O&M por valor de US\$3,2 millones, ya determinados contractualmente como canon anual operativo; (iii) la

² Con excepción de las modificaciones físicas del sistema eléctrico que, por una parte no inciden significativamente en los resultados y, por otra parte, permite comparar las simulaciones actuales con las efectuadas en 2006.

³ Por consiguiente, los costos y los beneficios incorporan otras transferencias tales como impuestos directos, impuestos a las utilidades y aranceles. Tampoco se efectuaron correcciones al costo de la mano de obra, al precio sombra de la inversión o de la divisa y, en consecuencia, no es un análisis a precios de eficiencia económica.

inclusión del costo de oportunidad que posee la línea en el último año del horizonte de las simulaciones que constituye su valor de salvamento; (iv) la cuantificación conservadora de los ahorros en Energía No Suministrada (ENS) que, en la actual evaluación, se separan en dos intervalos: el primero, cuantificado en la misma forma de la evaluación original al costo de falla de US\$1.500/MWh, solo durante los primeros dos (2) años en que existe reducción de ENS y, el segundo, cuantificado al costo marginal total de generación de largo plazo estimado en US\$418/MWh, para los años subsiguientes, con lo cual se evita la sobreestimación de un beneficio reduciéndolo al monto equivalente a los costos liberados de la medida paliativa disponible que consiste en generar la energía de falla en lugar de restringir el servicio; y, (v) la cuantificación actualizada de los ahorros que produce la línea en el costo operativo variable de generación, empleando para este efecto, nuevas simulaciones de los despachos efectuadas con los precios de los combustibles vigentes en 2008 y situados en planta de generación que son: US\$693/tonelada de *fuel oil*, US\$1.039/tonelada de *diesel oil*, US\$347/tonelada de carbón y precio del gas establecido para cada región y planta pero en torno a los US\$2/MMBtu.

- 2.11 La evaluación efectuada en 2006 asumió que la inversión de la línea NOA – NEA era de US\$370,0 millones y concluyó que el proyecto tenía Valor Actual Neto (VAN) de US\$106,6 millones de diciembre de 2005 descontados al 12% hasta enero de 2005 y Tasa Interna de Retorno (TIR) del 17,9%. Si solamente se hubiesen modificado los costos de inversión y los de O&M, sin tener en cuenta las modificaciones descritas en el párrafo anterior, el proyecto habría tenido un VAN negativo de US\$294,3 millones y la TIR habría caído al 2,2%. Una vez incorporadas las modificaciones descritas en el párrafo anterior, se concluye que el proyecto posee VAN de US\$251,4 millones de octubre de 2008 descontados al 12% hasta enero de 2007, así como TIR actualizada del 17,7%.
- 2.12 El Cuadro 4 muestra los resultados del Análisis Beneficio Costo actualizado y su sensibilidad a cambios importantes en las principales variables que inciden en los indicadores de bondad del proyecto. Las principales conclusiones son las siguientes: (i) los indicadores de bondad económica son robustos puesto que se mantienen en valores aceptables aún ante grandes cambios de las variables de las que dependen; (ii) el proyecto mantiene TIR positiva aunque no se considere el beneficio debido a su valor de salvamento; (iii) los ahorros en energía no servida y en costo marginal de largo plazo de la generación solo significan el 14% del Valor Presente (VP) de los beneficios razón por la cual el proyecto es bastante insensible a su valoración; y (iv) tal como corresponde a un proyecto típico de interconexión (más que de transmisión), la gran mayoría de los beneficios (86%) se originan en la sustitución de recursos costosos en el margen, por los de generación más eficientes que vuelve accesibles la línea. Como consecuencia, es a la disminución de los costos de los combustibles la única variable que el proyecto muestra elevada sensibilidad, sin embargo, tales precios pueden caer hasta en 75%, antes de que aparezca Valor Presente Neto (VPN) negativo.

CUADRO 4 - SENSIBILIDAD DEL ANÁLISIS BENEFICIO COSTO		
ESCENARIOS	VPN	TIR%
1. Línea NEA –NOA: Caso Base	251,4	17,7%
2. El costo de inversión aumenta:		
a. 15%	186,0	15,8%
b. 30%	120,6	14,2%
c. 45%	55,2	12,9%
3. El costo de O&M aumenta:		
a. 50%	246,6	17,6%
b. 100%	241,8	17,5%
c. 150%	236,9	17,4%
4. No hay valor de salvamento	78,4	14,2%
5. La valoración de la ENS cae:		
a. 50%	240,2	17,4%
b. 100%	234,6	17,3%
6. El CMgLP cae		
a. 50%	228,7	17,2%
b. 100%	217,4	17,0%
7. No se valora la ENS	149,8	15,5%
8. El costo de combustibles cae:		
a. 25%	131,0	15,1%
b. 50%	50,7	13,2%
c. 75%	-6,7	11,8%
9. El proyecto se atrasa 1 año	223,1	17,5%

- 2.13 El proyecto puede considerarse que está programado para su mejor fecha de ingreso a operación puesto que no es posible construirlo en menos tiempo del previsto y el efecto de su atraso de un año representaría una pérdida en VAN de US\$28,3 millones. Las características del uso que tendrá la línea NEA-NOA como un activo de interconexión se reflejan claramente en sus flujos que en 2012 y en el sentido del este hacia el oeste, alcanza un máximo en la semana de análisis de 1.150-MW con valor medio de 410-MW y, en el sentido contrario, de 256-MW y 24-MW respectivamente.

III. RECOMENDACIÓN

- 3.1 **Modificaciones recomendadas.** Con base en la Política de Aumento de Financiamiento por Sobrecostos de las Operaciones en Ejecución (documento GN-2329), y teniendo en cuenta el análisis presentado a partir de la información incluida en este informe y considerando que la propuesta cumple con las condiciones establecidas en el documento GN-2329, a saber:
- El Prestatario ha solicitado la ampliación dentro del plazo vigente para desembolsos.
 - El Programa está siendo ejecutado satisfactoriamente;
 - El sobrecosto fue resultado de circunstancias excepcionales fuera del control del Prestatario;
 - Un ajuste en el volumen o cobertura del proyecto al monto disponible comprometería significativamente la posibilidad de alcanzar sus objetivos;

- e. El aumento de financiamiento permite alcanzar los objetivos de la operación sin afectar su viabilidad económica, financiera, institucional y ambiental;
 - f. El Prestatario no cuenta con los recursos adicionales y no le ha sido posible conseguir financiamiento de otras fuentes en condiciones razonables;
 - g. El Prestatario se compromete a aportar los recursos adicionales de contrapartida para cumplir con un porcentaje aún mayor al previsto originalmente en la matriz de financiamiento del proyecto, incluyendo los sobrecostos; y
 - h. El país se encuentra al día con sus pagos al Banco, de acuerdo con la política vigente.
- 3.2 La Administración recomienda que el Directorio Ejecutivo: (i) apruebe las modificaciones al Préstamo 1764/OC-AR, aumentando en US\$300,0 millones el financiamiento del Banco, con cargo a los recursos del Capital Ordinario (CO), sustituyendo la tabla de costos por la que se presenta en el Cuadro 1; y (ii) autorice al Presidente del Banco o a quien éste designe para celebrar con el GdA el contrato o contratos que sean necesarios para implementar dichas modificaciones.
- 3.3 De acuerdo con los procedimientos del Banco, el Directorio Ejecutivo es el responsable de aprobar un aumento de los recursos de un Préstamo. Considerando las disposiciones del Reglamento del Directorio Ejecutivo, el Directorio Ejecutivo debe conocer este asunto por procedimiento estándar. En caso de obtenerse la aprobación, la Administración procedería a preparar un Contrato Modificatorio que sería suscrito por el Banco y el Prestatario para reflejar los cambios acordados. A los términos del Contrato de Préstamo 1764/OC-AR se adicionará como **condición previa al desembolso de los recursos correspondientes al financiamiento adicional que el Banco haya recibido los informes jurídicos que establecen las Normas Generales de los contratos sobre la validez de las obligaciones contraídas por el Prestatario en relación con este Financiamiento Adicional.**
- 3.4 Las adquisiciones de bienes y servicios, la contratación de obras y la selección y contratación de servicios de consultoría se realizarán de conformidad con las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras Financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (GN-2349-7) y Políticas para la Selección y Contratación de Consultores financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (GN-2350-7).

ANEXO I

Resumen de Matriz de Efectividad en el Desarrollo

- **Documento confidencial** -

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/09

Argentina. Préstamo ____/OC-AR a la República Argentina
Financiamiento Adicional para el Programa de
Transmisión Eléctrica del Norte Grande

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco Interamericano de Desarrollo, 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 adicional al autorizado por Resolución DE-81/06, destinado a cooperar en la ejecución del Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$300.000.000 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.