



Informe de Terminación de Proyecto

PCR

Nombre de los Proyectos:

Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (AR-L1021); y Financiamiento Adicional para el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (AR-L1095)

País: Argentina

Sector/Subsector: Energía/Electricidad

Equipo de Proyecto Original AR-L1021 (1764/OC-AR): Emilio Sawada (RE1/FI1), Jefe de Equipo; Gastón Astesiano (RE1/FI1); Luis Uechi (RE1/FI1); Rafael Acevedo-Daunas (RE1/FI1); Ricardo Pinheiro (RE1/FI1); Felipe Targa (RE1/FI1); Cristina Price (LEG/OPR); Carlos Sampaio (LEG/OPR); Diego Caminal (COF/CAR), y Annabella Gaggero (RE1/FI1).

Equipo de Proyecto Original AR-L1095 (1764/OC-AR-1): Carlos Trujillo (INE/ENE), Jefe del Equipo; Alejandro Fros (ENE/CAR), Co-Jefe de Equipo; Alejandro Melandri, José Ramón Gómez, y Haydemar Cova (INE/ENE); Samuel Vinocur y Gumercindo Velázquez (CSC/CAR); y Gerónimo Frigerio (LEG/SGO), bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Daniel Oliveira, Representante (CCS/CAR).

Número de los Proyectos: AR-L1021 y AR-L1095.

Número de Préstamos: 1764/OC-AR; 1764/OC-AR-1

Fecha del CRG:

Fecha de Aprobación Final del PCR:

PCR Equipo: Edwin Malagón, Jefe de Equipo, (ENE/CAR), Emilio Sawada, Cecilia Correa, y Cecilia Seminario (INE/ENE); Juan Alberti (Consultor ENE/CAR).

Índice

I. INFORMACIÓN BÁSICA	1
II. EL PROYECTO.....	2
A. CONTEXTO DEL PROYECTO	2
B. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	3
i. Objetivo(s) del Desarrollo	3
ii. Componentes	3
C. REVISIÓN DE LA CALIDAD DEL DISEÑO	4
III. RESULTADOS	4
A. EFECTOS DIRECTOS.....	4
B. EXTERNALIDADES.....	7
C. PRODUCTOS	8
D. COSTOS DEL PROYECTO.....	9
IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	9
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS	9
B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/AGENCIA EJECUTORA.....	15
C. DESEMPEÑO DEL BANCO	15
V. SOSTENIBILIDAD	15
A. ANÁLISIS DE FACTORES CRÍTICOS	15
B. RIESGOS POTENCIALES.....	16
C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL.....	16
VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO	16
A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS.....	16
B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX-POST.....	16
VII. LECCIONES APRENDIDAS.....	17

Anexos

Abreviaturas y Acrónimos

CAF	Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CCNP	Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública
CFEE	Consejo Federal de Energía Eléctrica
COM	Construcción, Operación y Mantenimiento
DCP	Documento Conceptual de Proyecto
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
EBPA	Estrategia del Banco con el País
EIA	Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental
EMSA	Electricidad de Misiones S.A.
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENS	Energía No Suministrada
FONINVEMEM	Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
GTPS	Grupos Técnicos Provinciales
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
IIRSA	Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana
ISDP	Informe de Seguimiento de Proyecto
LEAT	Línea de Extra Alta Tensión
LEE	Ley 25.561 de Emergencia Económica
LPI	Licitación Pública Internacional
LPN	Licitación Pública Nacional
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEMSP	Mercado Eléctrico Mayorista Sur Patagónico
MPFIPYS	Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios
NEA	Noreste Argentino
NOA	Noroeste Argentino
PGA	Plan de Gestión Ambiental
POAS	Plan Operativo Anual
PRA	Pliego de Requerimientos Ambientales
RO	Reglamento Operativo
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SECI	Sistema de Evaluación de Capacidad Institucional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SING	Sistema Interconectado Norte Grande de Chile
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económica
TRANSENER	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A.
TRANSNEA	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino S.A.
TRANSNOA	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A.
UEP	Unidad Ejecutora del Programa
UNIREN	Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos
VAD	Valor Agregado de Distribución
VPNE	Valor Presente Neto Económico

I. Información Básica

DATOS BÁSICOS (MONTO EN US\$)

NO. De PROYECTOS: AR-L1021; AR-L1095

Prestatario: República Argentina

Agencia Ejecutora (AE): Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios Públicos, a través del Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (el CAF)

Préstamos: 1764/OC-AR y 1764/OC-AR-1

Sector: Energía/Electricidad

Instrumento de préstamo: Inversión

TÍTULO: Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (AR-L1021); y Financiamiento Adicional para el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (AR-L1095).

Fecha aprobación Directorio: 02 de agosto de 2006 (AR-L1021) y 30 de noviembre de 2009 (AR-L1095).

Fecha efectividad contrato préstamo: 06 de noviembre de 2006 (AR-L1021) y 19 de marzo de 2010 (AR-L1095).

Fecha elegibilidad primer desembolso: 14 junio 2007 (AR-L1021); y 29 junio 2010 (AR-L1095)

Meses en ejecución

* **desde aprobación:** 86 meses (AR-L1021); 89 meses (AR-L1095); desde aprobación de AR-L1021 hasta completar ejecución de AR-L1095: 129 meses.

* **desde efectividad del contrato:** 89 meses (AR-L1021); 93 meses (AR-L1095). Desde efectividad de AR-L1021 hasta completar ejecución de AR-L1095: 126 meses.

Períodos de desembolso

Fecha original desembolso final: 06 de noviembre de 2011 (AR-L1021); y 06 de noviembre 2011 (AR-L1095)

Fecha actual desembolso final: 28 de setiembre 2013 (AR-L1021); y 09 de mayo 2017 (AR-L1095)

Extensión acumulativa (meses): 66 meses

Extensión especial (meses):

Monto préstamos

* **Monto original:** US\$580.000.000 (AR-L1021); y US\$300.000.000 (AR-L1095)

* **Monto actual:** US\$580.000.000 (AR-L1021); US\$300.000.000 (AR-L1095)

* **Pari Passu (si aplica):** 71%/29% (Total AR-L1021, AR-L1095)

Desembolsos

Monto a la fecha: US\$ 880.000.000 (100 %)

Costo Total del Proyecto (Estimado Original):

US\$1.276.903.324 (incluye cofinanciamiento del Gobierno de Argentina)

Redireccionamiento

Este proyecto:

- **recibió fondos de otro proyecto?** []

- **Envío fondos a otro proyecto?** []

- **N/A** [X]

De/Para No. Proyecto	Para No. Sub-préstamo	Monto

* Monto actual (ajustado para redireccionamiento)

Reducción de Pobreza (PTI): Si

Equidad Social (SEQ): Si

Clasificación ambiental: A

En estado de "Alerta"

Está el proyecto "en alerta" por PAIS: No

De ser afirmativo, favor indicar razones (Clasificaciones OD, PI, y/o indicadores relevantes de PAIS):

Comentarios de relevancia de la clasificación de alerta de este proyecto (si aplica):

Resumen de la Clasificación de Desempeño

OD	<input checked="" type="checkbox"/> Muy Probable (MP)	<input type="checkbox"/> Probable (S)	<input type="checkbox"/> Poco Probable (PP)	<input type="checkbox"/> Improbable (MI)
PI	<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (I)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)
SO	<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

II. El Proyecto

A. Contexto del Proyecto

Al momento de diseño del programa, el Gobierno de Argentina iniciaba acciones integrales tendientes a una reparación histórica de desequilibrios regionales en la región de Norte Grande. Las nueve provincias incluidas eran Catamarca, Corrientes, Chaco, Formosa, Jujuy, Misiones, Tucumán, Salta y Santiago del Estero.

En apoyo a ese programa, en noviembre de 2004, se formalizó un Protocolo de Intenciones suscripto entre los presidentes de la República Argentina y del B[.]o. En aquel entonces se incluían 110 proyectos por un monto de US\$900 millones de inversión en infraestructura vial, hídrica y de transmisión eléctrica. La estrategia país consideraba el enorme desfasaje regional que existía en el país.

El programa de transmisión evaluado en este documento era parte de un esfuerzo integral para mejorar el desarrollo de la región, que aglutinaba cerca de ocho millones de habitantes (20% del país), pero sólo generaba el 10% del Producto Interno Bruto, y exporta el 7% del total nacional. La tasa de analfabetismo era 5,5%, más del doble de la media del país. La mortalidad infantil era de 22,0 por mil sobre una media nacional de 16,8 por mil. La proporción de hogares con necesidades básicas insatisfechas era 24,7% sobre una media nacional del 14,3%.

La estrategia del Banco en Argentina para el período 2004-2008, a la salida de la profunda crisis que había sufrido el país en años anteriores, proponía áreas de acción dentro de las que incluía el apoyo para mejorar la eficiencia y la calidad en la provisión de los servicios públicos e infraestructura. Adicionalmente, se esperaba se apoyen acciones para la integración física regional en el marco de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA). El proyecto se enmarcaba en este contexto.

En las posteriores actualizaciones de la Estrategia del Banco, los objetivos de desarrollo del proyecto mantuvieron vigencia. En la actualización del 2010 se continuaba proponiendo el apoyo al financiamiento de inversiones en el subsector de transmisión eléctrica. En la Estrategia de País 2012-2015 se explicitaba que la cobertura del servicio eléctrico en la Región de Norte Grande era deficiente y que se explicaba, entre otros motivos, por la limitada capacidad de transmisión troncal y regional. Finalmente, en la Estrategia de País 2016-2019 se incluyó el mayor acceso a servicio público de energía como uno de los principales resultados obtenidos en el marco de la estrategia previa, con la construcción de 1.208 km de líneas de transmisión eléctrica en extra alta tensión, lo que ha beneficiado cerca de 6.600.000 personas. Más aún, el programa es consistente para el contexto actual, considerando que desde el 2015, desde el nuevo Gobierno, se lleva adelante el denominado Plan Belgrano, un programa social, productivo y de infraestructura que fue puesto en marcha para saldar la deuda histórica que la Argentina tiene con las 10 provincias del norte¹.

Paralelamente, el proyecto fue consistente con los objetivos de la Estrategia de Energía del Banco: (i) el apoyo a las reformas institucionales, estructurales y económicas (sostenibilidad institucional, económica, financiera, ambiental, social y política); (ii) el desarrollo de patrones de producción y consumo de energía eficientes y a la vez ambientalmente sostenibles (sostenibilidad ambiental); (iii) la movilización de capital para el financiamiento del sector (sostenibilidad financiera); y (iv) la integración de los mercados energéticos de la región.

El PCR confirma la relevancia del programa como instrumento para contribuir con los objetivos estratégicos del país y de intervención del Banco, considerando la validez de la relación de causalidad entre los productos del proyecto y los resultados, y su

¹ El Plan Belgrano cubre las nueve Provincias del Norte Grande y agrega a la Provincia de La Rioja.

consistencia y relevancia con la realidad y necesidades del país y objetivos de desarrollo.

B. Descripción del Proyecto

i. Objetivo(s) del Desarrollo

El objetivo primario del programa fue reforzar la red nacional de transmisión eléctrica y facilitar la competencia en el mercado mayorista de generación. Esto constituía una condición necesaria 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 permitieron así 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.

El proyecto se estructuró con una lógica vertical de intervención que esperaba obtener los resultados mencionados: (i) reforzar la red nacional de transmisión eléctrica y facilitar la competencia en el mercado mayorista de generación; y (ii) Satisfacer la demanda de energía eléctrica del sistema en la región del Norte Grande. Los resultados se iban a medir en base al aumento del grado de electrificación en la región y con la mejora en la relación de Energía no Suministrada (ENS) con respecto a la demanda abastecida en los sistemas de transmisión regional.

El préstamo original (AR-L1021) por US\$580 millones fue ampliado con otro préstamo (AR-L1095) de US\$300 millones, ampliación que fue necesaria para cubrir el incremento en el costo total del programa resultante de los precios obtenidos en las licitaciones.

El programa fue planteado con un esquema de financiamiento de construcción de las obras por parte del Estado, y la operación y mantenimiento por parte del sector privado. En ese sentido este esquema se consideró como una de las variantes de estructuración esquemas público – privados (PPP).

ii. Componentes

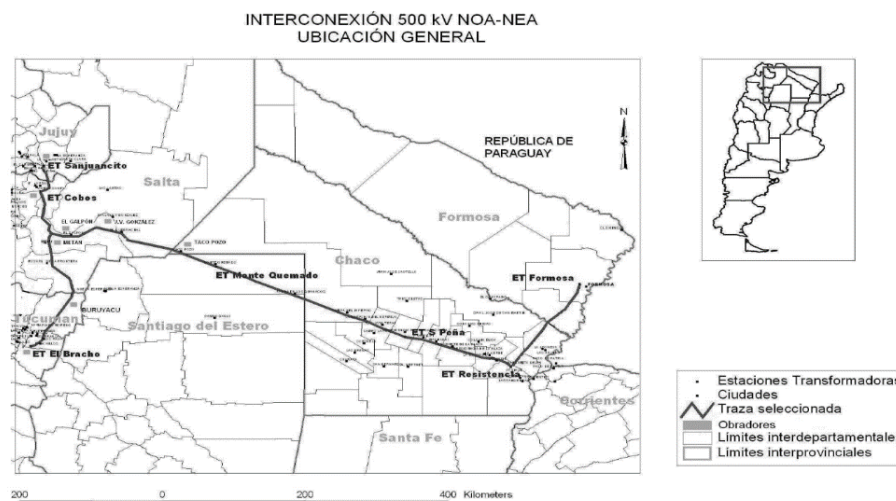
Los objetivos específicos incluían los siguientes componentes: (i) interconectar los sistemas eléctricos del Noroeste (NOA) y Noreste (NEA) por medio de una línea en extra alta tensión de 500 kV y estaciones transformadoras asociadas, y (ii) consolidar y expandir las redes de transmisión y subtransmisión provincial y regional en la Región del Norte Grande.

Eso se tradujo en los siguientes productos:

- a) obras civiles y electromecánicas para la Interconexión NEA-NOA;
- b) obras civiles y electromecánicas para las redes de Transmisión y Subtransmisión Provincial y Regional del Norte Grande.

Estas obras se complementaron con un componente de ingeniería, administración e inspección.

Al respecto de la ubicación general de la obra más importante, a continuación, se incluye un mapa ilustrativo:



C. Revisión de la Calidad del Diseño

El programa se estructuró con un Componente I correspondiente a la Línea NOA-NEA cuyo monto fue originalmente equivalente al 70% del total del préstamo (AR-L1021) alcanzando al 80% con la ampliación del préstamo (AR-L1095), un Componente II vinculado a obras provinciales y regionales distribuidos en 19 obras, un Componente de Ingeniería, Administración e Inspección, y un monto destinado a escalamiento e imprevistos del programa.

El Componente I constituyó la “muestra representativa” del programa de obras múltiples. Las obras del Componente I se completaron dentro del plazo previsto en la aprobación de la ampliación del préstamo. Las obras del Componente II se demoraron en completarse porque se requirió más tiempo para la identificación, estudios, ingeniería, diseño y licencias ambientales. El diseño de la operación fue adecuada con respecto al Componente I que representó el 80% del monto del préstamo del BID. Sin embargo, deja como lección aprendida la importancia de concentrar esfuerzos en los proyectos cuya preparación no está suficientemente avanzada al momento de aprobación del programa de obras múltiples.

Revisión de la Calidad del Diseño			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Plenamente Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Menos que Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Insatisfactorio (I)

III. Resultados

A. Efectos Directos

El programa fue ejecutado en su totalidad. El monto del préstamo original (US\$580 millones) y el de su ampliación (US\$300 millones) fue desembolsado en un 100%.

El programa alcanzó todos los resultados propuestos, el principal de ellos relacionado el mayor acceso al servicio público de energía eléctrica. En la Región del Norte Grande había 1.215.514 hogares conectados a la red eléctrica (2003) cifra que se incrementó a 1.888.400 (2014) según datos de CAMMESA. Es decir, se conectaron 672.886 nuevos usuarios a la red.

El grado de electrificación en la Región del Norte Grande pasó de 77.3% a 89.55% entre 2003 y 2015. De esta forma se superó la meta esperada que era del 87.0%.

El programa contribuyó a mejorar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico en la región beneficiando a cerca de 6.600.000 personas.

El incremento de la capacidad de interconexión del sistema en 1.150 MW, mediante la construcción de los tramos Este y Oeste de la línea de interconexión de extra alta tensión, y las obras provinciales con redes de transmisión, y estaciones de transformación, permitieron reducir el porcentaje de energía no suministrada (ENS) tanto en la Región del Norte Grande como en todo el Sistema Interconectado (SADI). Se logró un 14% de reducción, levemente inferior a la meta esperada que era del 15%.

A nivel nacional, en el SADI, las inversiones realizadas contribuyeron a la reducción de la ENS en un 73%, comparando el periodo 2010-2014 frente al 2000-2004. Este valor superó ampliamente la meta esperada que era del 12%². Con la ejecución del Proyecto la red de transmisión troncal en las regiones del NOA y del NEA pasaron de una estructura radial a una red mallada contribuyendo a la seguridad y estabilidad del sistema.

El programa también contribuyó a importantes efectos indirectos. La infraestructura de transmisión del programa contribuyó a los intercambios de energía con el Sistema Eléctrico Chileno en 2014 (sistema SING de Chile), importando 147 GWh y exportando 12 GWh entre 2014 y 2017.

El consumo per cápita de energía eléctrica en la región también se incrementó pasando de 1.69 MWh/año a 3.17 MWh/año.

El consumo de energía en el sector productivo también registró incrementos sustantivos. En el sector comercial el consumo pasó de 1.000 GWh/año a 2.100 GWh/año, y en el sector industrial pasó de 2.461 GWh/año a 3.222 GWh/año.

Componente 1. Las obras de los tramos Este y Oeste de las Líneas de Extra Alta Tensión (L.E.A.T.) han implicado el desarrollo de 1208 km de líneas en 500 kV en corriente alterna, con una capacidad máxima de 1.150 MW.

Se completaron todas las obras previstas en el Componente incluyendo líneas de transmisión, ampliación y nuevas subestaciones y obras complementarias, que se ejecutaron en las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Chaco y Formosa.

Este Componente se complementó con una acción ambiental importante, una "compensación forestal" que fue una buena práctica sustantiva y rescatable del proyecto, que se detalla en apartados posteriores de este documento. La etapa de preparación de este componente comenzó cuando ya se había avanzado bastante en las obras de transmisión. Esto implicó que dicha compensación culminara luego de finalizadas las obras. Una lección aprendida es que las actividades de compensación forestal en este tipo de proyectos se deberían tratar de comenzar en forma simultánea con las obras del proyecto.

Componente 2. Las obras de este componente corresponden a proyecto provinciales y regionales en tensiones inferiores a 500 kV. Se ejecutaron obras nuevas y de repotenciación que en su conjunto alcanzan unos 600 km de líneas de transmisión en tensiones menores a 500 kV e incluyeron la construcción y/o ampliación de 19 obras entre estaciones transformadoras, líneas de Alta Tensión y obras complementarias que contribuyeron a dotar al sistema de mayor seguridad y confiabilidad. Los proyectos fueron ejecutados en las Provincias de Corrientes, Misiones, Formosa y Salta.

² A esta reducción contribuyeron las obras financiadas por el programa y otras inversiones llevadas adelante a nivel nacional no financiadas por el programa.

Componente 3. Con los recursos de este Componente se financiaron diseño, ingeniería e inspección de las obras de los Componentes 1 y 2.

LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO (OD)

Objetivos de Desarrollo(s) (Propósito)

Reforzar la red nacional de transmisión eléctrica y facilitar la competencia en el mercado mayorista de generación. Asimismo, 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, dado que la demanda de energía eléctrica del sistema, en particular de esta región, será atendida oportunamente y a menor costo económico, con niveles de seguridad, eficiencia y calidad adecuados de suministro.

1. La relación de la ENS a nivel del SADI en 500 kV con respecto a la demanda abastecida se disminuye en un 12% promedio (durante el período 2010-2014) con respecto al valor promedio del período 2000-2004 (1,06x10⁻⁴ promedio para una ENS de 8.412 MWh/año promedio).

Clasificación: MP

Indicadores Claves de Efectos Directos (reducción lograda a nivel del sistema interconectado SADI)

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
1.1B 0% (2000-2004)	1.1I N/A	1.1E 12% (2014)	1.1 73% (2014) Sistema CAMMESA

2. Después de concluidas las obras de la Línea NEA-NOA en 500 kV, estará disponible una capacidad de interconexión de 1.150 MW que permitirá incorporar nueva capacidad eléctrica al sistema del orden de los 600 MW medios anuales (no acumulativos).

Clasificación: MP

Indicadores Claves de Efectos Directos

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
2.1B 0 MWh (2003)	2.1I N/A	2.1E 1.150 MW (2014)	2.1 1.150 MW (2014) Sistema CAMMESA

3. El grado de electrificación en la Región Norte Grande pasa de 77,3% en 2003 a 87,0% en 2014.

Clasificación: MP

Indicadores Claves de Efectos Directos

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
3.1B 77,3% (2003)	3.1I N/A	3.1E 87% (2014)	3.1 89,55% (2014) Informe Sector Eléctrico Minem, siELAC-OLADE.

4. En la Región del Norte Grande, la relación de la Energía No Suministrada (ENS) con respecto a la demanda abastecida en los sistemas de transmisión regionales se disminuye en un 15% promedio (durante los tres años posteriores a la finalización de todas las obras del programa) con respecto al valor promedio del período 2000-2004 (2,54x10⁻⁴ promedio para una ENS de 2.277 MWh/año promedio).

Clasificación: MP

Indicadores Claves de Efectos Directos (reducción lograda en la Región del Norte Grande)

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
4.1B 0% (2000-2004)	4.1I N/A	4.1E 15% (2014)	4.1 14% (2014) Sistema CAMMESA

5. Existe intercambio de energía eléctrica entre el SING chileno y el SADI argentino dentro de los cinco (5) años posteriores a la finalización de todas las obras del programa.

Clasificación: MP

Indicadores Claves de Efectos Directos

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
5.1B 0/1 (2009)	5.1I N/A	5.1E 1 (2014)	5.1 1 (2014) Informe mensual de mercado CAMMESA

6. El consumo industrial en la Región Norte Grande pasa de 2.505 GWh en 2003 a 6.500 GWh en 2014.

Clasificación: P

Indicadores Claves de Efectos Directos

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
6.1B 2.505 GWh (2003)	6.1I N/A	6.1E 6.500 GWh (2014)	6.1 3.222 GWh (2014) Informe anual sector eléctrico Minem.

Reformulación.
N/A
Reajuste ISDP: indicar si y cuándo el ISDP fue reajustado, y explicar cambios que resultaron de este ejercicio.
N/A
Resumen del(os) Objetivo(s) de Desarrollo Clasificación (OD):
<input checked="" type="checkbox"/> Muy Probable (MP) <input type="checkbox"/> Probable (P) <input type="checkbox"/> Poco Probable (PP) <input type="checkbox"/> Improbable (I)
<p>El programa alcanzó los resultados propuestos, el principal de ellos relacionado el mayor acceso al servicio público de energía eléctrica de calidad, beneficiando a cerca de 6.600.000 personas. El nivel de la cobertura del servicio en la región de Norte Grande pasó del 77.3% a al menos 89.55% en 2014. La energía no suministrada (ENS) se redujo en un 14% en ese mismo periodo. A nivel nacional las inversiones realizadas permitieron la reducción de la ENS en un 73%, comparando el periodo 2010-2014 frente al 2000-2004. Adicionalmente, como se había planteado al inicio del programa, la nueva infraestructura de transmisión contribuyó a la reactivación de los intercambios de energía con el Sistema Eléctrico Chileno, importando 147 GWh y exportando 12 GWh entre 2014 y 2017. El consumo industrial en la Región del Norte Grande se incrementó de 2.505 GWh (2003) a 3.222 GWh (2014).</p> <p>Estrategia de País: La estrategia del Banco en Argentina para el período 2004-2008, proponía áreas de acción dentro de las que incluía el apoyo para mejorar la eficiencia y la calidad en la provisión de los servicios públicos e infraestructura. En la Estrategia de País 2012-2015 se explicitaba que la cobertura del servicio eléctrico en la Región de Norte Grande era deficiente y que se explicaba, entre otros motivos, por la limitada capacidad de transmisión troncal y regional. Finalmente, en la Estrategia de País 2016-2019 se incluyó el mayor acceso a servicio público de energía como uno de los principales resultados obtenidos en el marco de la estrategia previa.</p> <p>Los resultados alcanzados por el proyecto dan lugar a cambios positivos en las condiciones de desarrollo del sector eléctrico para la Región Norte Grande del país. El proyecto contribuyó en las condiciones físicas para poder suministrar un servicio de calidad con una vida útil prevista de 30 años. Se fortaleció y amplió la capacidad de las líneas de transmisión que unen los grandes centros de generación (NOA y Yacyretá) con los principales centros de consumo, facilitando el intercambio energético entre las distintas regiones y permitiendo un mejor aprovechamiento de la capacidad de generación instalada. Los resultados también son muy relevantes para el impulso de nuevas iniciativas de desarrollo en la región, como es el caso del Plan Belgrano, un programa social, productivo y de infraestructura que fue puesto en marcha para abordar los usuales problemas Argentina enfrenta en las 10 provincias del norte.</p> <p>Paralelamente, el proyecto fue consistente con los objetivos de la Estrategia de Energía del Banco: (i) el apoyo a las reformas institucionales, estructurales y económicas (sostenibilidad institucional, económica, financiera, ambiental, social y política); (ii) el desarrollo de patrones de producción y consumo de energía eficientes y a la vez ambientalmente sostenibles (sostenibilidad ambiental); (iii) la movilización de capital para el financiamiento del sector (sostenibilidad financiera); y (iv) la integración de los mercados energéticos de la región.</p>

B. Externalidades

- i) Nueva subestación. Un producto no anticipado fue la instalación de una nueva subestación en Santiago del Estero, que se desarrolló por fuera de este programa, y que fue posible gracias a la construcción la nueva interconexión NOA-NEA. Eso implicó resultados específicos para dicha sub-región, en términos de mayor electrificación y reducción de ENS, al igual que en el resto del programa.
- ii) Participación de la comunidad en la compensación forestal. En institutos de educación primaria de la zona de influencia del proyecto se desarrollaron actividades de capacitación a maestros y alumnos, suministrando material instructivo sobre la importancia de los árboles. Una de las formas innovadoras para lograr la participación de las instituciones educativas (escuelas rurales) fue la gestión desarrollada para la obtención de bombas de agua, para los establecimientos que no contaban con una instalación de esta clase, a cambio de que participaran en los procesos de capacitación mencionados y en la siembra de los plantines.
- iii) Sistema UEPEX. En cuanto a los sistemas financieros administrativos, en el país se utiliza el Sistema UEPEX, que constituye una herramienta amigable que contribuye a realizar una administración efectiva, eficiente y económica de la aplicación de los fondos provistos por financiamiento externo, para programas o proyectos específicos. Su objetivo principal es optimizar las tareas de gestión y registro de las unidades ejecutoras (UE). Al respecto, la UEP del programa participó en la mejora continua de dicha herramienta. En las primeras etapas del proyecto, la misma funcionaba como una herramienta formal para cargar toda la información. A instancias de la UEP en este caso se aportaron ideas que fueron recogidas y aplicadas para que la herramienta fuera más intuitiva para sacar conclusiones y así mejorar la toma de decisiones.

C. Productos

PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI)			
Componentes (Productos)	Indicadores Claves del Producto		
Componente 1: Obras Civiles y Electromecánicas para la Interconexión NEA-NOA 1. Producto #1: Tramo Oeste de la línea de interconexión de extra alta tensión y EETT construidas y operando Costo total Producto 1: US\$ 496,0 millones Contrapartida: US\$ 150,7 millones BID: US\$ 345,3 millones Desembolso BID: 100% Clasificación: MS	<u>Productos Planeados</u> <u>Línea de Base</u> <u>Intermedia</u> <u>Al Término del Proyecto</u> 1.1B 0 Km (2005) 1.1I N/A 1.1E 571 Km (2014)		<u>Fin de Proyecto</u> <u>Término de Proyecto</u> 1.1 571 Km (2014) Informe de Proyecto/Sistema CAMMESA
Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica). <input type="checkbox"/> N/A			
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente) (si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios. <input type="checkbox"/> N/A			
Componente 1: Obras Civiles y Electromecánicas para la Interconexión NEA-NOA 2. Producto #2: Tramo Este de la línea de interconexión de extra alta tensión y EETT construidas y operando Costo total Producto 2: US\$ 480,2 millones Contrapartida: US\$ 145,2 millones BID: US\$ 335,0 millones Desembolso BID: 100% Clasificación: MS	<u>Productos Planeados</u> <u>Línea de Base*</u> <u>Intermedia</u> <u>Al Término del Proyecto</u> 2.1B 0 Km (2005) 2.1I N/A 1.1E 637 Km (2014)		<u>Fin de Proyecto</u> <u>Término de Proyecto</u> 2.1 637 Km (2014) Informe de Proyecto/Sistema CAMMESA
Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica). <input type="checkbox"/> N/A			
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación por el Gerente). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios. <input type="checkbox"/> N/A			
Componente 1: Obras Civiles y Electromecánicas para la Interconexión NEA-NOA 3. Producto #3: Compensación Forestal Tramo Este realizada Costo total Producto 3: n/a Contrapartida: n/a BID: n/a Desembolso BID: 100% Clasificación: MS	<u>Productos Planeados</u> <u>Línea de Base</u> <u>Intermedia</u> <u>Al Término del Proyecto</u> 3.1B 0 OC (2005) 3.1I N/A 3.1E 1 OC (2014) OC= Obra Compensada		<u>Fin de Proyecto</u> <u>Término de Proyecto</u> 3.1 1 OC (2014) Informe de Proyecto/Sistema Cammesa
Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica). <input type="checkbox"/> N/A			
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente) (si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios. <input type="checkbox"/> N/A			
Componente 1: Obras Civiles y Electromecánicas para la Interconexión NEA-NOA 4. Producto #4: Compensación Forestal Tramo Oeste realizada Costo total Producto 4: n/a Contrapartida: n/a BID: n/a Desembolso BID: 100% Clasificación: MS	<u>Productos Planeados</u> <u>Línea de Base</u> <u>Intermedia</u> <u>Al Término del Proyecto</u> 4.1B 0 OC (2005) 4.1I N/A 4.1E 1 OC (2014) OC= Obra Compensada		<u>Fin de Proyecto</u> <u>Término de Proyecto</u> 4.1 1 OC (2014) Informe de Proyecto/Sistema Cammesa
Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica). <input type="checkbox"/> N/A			
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente) (si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios. <input type="checkbox"/> N/A			

Componente 2: <i>Obras civiles y electromecánicas para las redes de Transmisión y Subtransmisión Provincial y Regional del Norte Grande</i> 5. Producto #5: Obras Provinciales con Redes de transmisión, subtransmisión y Estaciones de transformación terminadas Costo total Producto 5: US\$ 286.8 millones Contrapartida: US\$ 106,0 millones BID: US\$ 180,8 millones Desembolso BID: 100% Clasificación: MS	Productos Planeados <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div> Línea de Base 5.1B 0 O (2005) </div> <div> Intermedia 5.1I N/A </div> <div> Al Término del Proyecto 5.1E 20 O (2014) </div> </div>			Fin de Proyecto Término de Proyecto 5.1 19 O (2014) Informe de Proyecto/Sistema Cammesa
	O= Obras			

Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).
☐ N/A

Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente)(si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.
☐ N/A

Resumen del Progreso en la Implementación Clasificación (PI):			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (I)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

D. Costos del Proyecto

(miles US\$)							
	Aprobado AR-L1021			Aprobado AR-L1095			Variación
	BID	Contraparte	Total	BID	Contraparte	Total	
Comp I. NOA NEA	414.554	103.638	518.192	705.517	288.169	993.686	91.7
Comp II. Provincial y Regional	123.689	30.922	154.611	144.621	59.070	203.691	31.7
Comp III. Ing, adm e inspección	18.277	0	18.277	19.123	0	19.123	4.6
Escalamiento e imprevistos	23.480	10.439	33.919	10.739	10.261	21.000	38.0
TOTAL	580.000	145.000	725.000	880.000	357.500	1.237.500	70.6
%	80	20	100	71	29	100	

NOTA. Las principales diferencias en los costos correspondieron al aumento de los precios de las materias primas de las obras que se reflejaron en los resultados de las licitaciones realizadas, los cuales fueron justificados y aprobados por el Directorio con la aprobación de la ampliación AR-L1095. El incremento del financiamiento BID fue del 51.7%; el incremento de la contrapartida local fue superior alcanzando al 146.5%.

(miles US\$)							
	Aprobado AR-L1095			Costo Final			Variación
	BID	Contraparte	Total	BID	Contraparte	Total	
Comp I. NOA NEA	705.517	288.169	993.686	680.321	295.913	976.234	-1.7
Comp II. Provincial y Regional	144.621	59.070	203.691	180.819	106.021	286.840	40
Comp III. Ing, adm e inspección	19.123	0	19.123	18.860	866	19.726	3
Escalamiento e imprevistos (*)	10.739	10.261	21.000	0	0	0	-
TOTAL	880.000	357.500	1.237.500	880.000	402.800	1.282.800	3.6
%	71	29	100	69	31	100	

NOTA. El aumento de costo entre el monto aprobado en la ampliación del préstamo (AR-L1095) y los costos finales fueron marginales (3.6%). Las principales diferencias han surgido de los ajustes en las porciones en moneda local y en los ajustes por inflación (redeterminaciones).

(*) Los montos correspondientes a escalamiento e imprevistos fueron asignados a los componentes I, II y III.

IV. Implementación del Proyecto

A. Análisis de los factores críticos

- i) **Sobrecostos.** Después iniciada la ejecución del préstamo original (AR-L1021), con el resultado de los procesos de licitación y adjudicación de los contratos correspondientes al proyecto de la línea NOA NEA (líneas, subestaciones y obras complementarias) surgieron diferencias sustanciales en los costos. Como

consecuencia, el Gobierno de Argentina solicitó una ampliación del préstamo por US\$300 millones que fue aprobado en noviembre 2009 (AR-L1095).

El incremento de costos que implicó el préstamo complementario tuvo una serie de causas. Una parte sustantiva correspondió al crecimiento de precios de las materias primas en el mercado internacional, principalmente del acero, aluminio y cemento, así como también, el de la mano de obra. Otros factores que influyeron fueron el crecimiento del riesgo país y postura de los oferentes para protegerse del riesgo cambiario ya que sus contratos estaban nominados en pesos o poseían un elevado componente en pesos.

La justificación de estos sobrecostos fue discutida y analizada en detalle en la aprobación de dicha ampliación del préstamo.

Los costos actualizados estimados al momento de la aprobación de la ampliación del préstamo (AR-L1095) (2009) y los costos finales agregados al completarse las obras de todo el Programa (2017) no tuvieron desvíos significativos (2.6%).

Analizado por componentes: El costo actualizado estimado del Componente I (Línea NOA NEA y sus subestaciones) fue de US\$993 millones y el costo final fue equivalente a US\$ 976 millones registrando una disminución del 1.7%. El costo actualizado estimado del Componente II (obras provinciales y regionales en tensiones menores a 500 kV) fue de US\$203 millones y el costo final fue equivalente a US\$ 286 millones registrando un aumento del 40.%.³ Las principales diferencias de costos en los proyectos del Componente II han surgido de los ajustes en las porciones en moneda local y en los ajustes por inflación (redeterminaciones) de los contratos, como así también por ampliaciones en el alcance de algunas obras (ejemplo, compra de un mayor número de equipos para una subestación).

- ii) **Plazos de Ejecución.** El plazo de ejecución de la obra principal de este programa, la Línea NOA NEA incluyendo sus subestaciones, que constituyó la muestra representativa del programa de obras múltiples, se retrasó en aproximadamente dos años considerando los plazos originalmente previstos a la aprobación del primer préstamo (AR-L1021). Considerando el plazo ajustado estimado a la aprobación del préstamo adicional la ejecución se realizó dentro del período estimado⁴.

Sin embargo, la ejecución del programa en su integridad sufrió retrasos importantes. Estos se debieron fundamentalmente a los proyectos del Componente II, obras provinciales y regionales en tensiones menores a 500 kV, que no formaron parte de la muestra representativa y que no estaban suficientemente preparados al momento de la aprobación del préstamo. Hubo demoras para completar los estudios, desarrollar el diseño e ingeniería de estas obras, obtención de las licencias ambientales, como asimismo demora en los procesos de sustitución de algunas obras por otras que se consideraron más prioritarias. Adicionalmente, la ejecución de estas obras coincidió con el periodo en que aumentó el ritmo de la inflación en el país por lo cual estos contratos tuvieron más "redeterminaciones" (ajustes por inflación) y retrasos en la liquidación y pago de estos ajustes lo cual afectó financieramente a los contratistas, y por ende en el ritmo de las obras.

³ Aún quedan pendiente de completar la construcción de algunas obras provinciales menores (Proyectos LAT 132 kV ET Eldorado II y Construcción de EETT A. del Valle y San Vicente y O. Complementarias que serán financiadas con contrapartida (el monto agregado que resta ejecutar es del orden de US\$ 20 millones).

⁴ El plazo desde el proceso de licitación de las obras del NOA NEA, desde su llamado (el mismo día para ambos tramos) hasta su adjudicación fue de 37 meses tanto para el Tramo Este, como para el Tramo Oeste.

El ajuste por inflación se ha implementado a través de las llamadas "redeterminaciones" que eran aprobadas por parte de la Secretaría de Energía. Se aplicaba cuando los costos de una serie de rubros principales y previamente estipulados alcanzaban un valor tal que resultara una variación de precios promedio superior al 10%. La inflación fue importante en el período de desarrollo del proyecto. La inflación en el período 2007 y 2009 fue del 7.8% anual promedio. La inflación entre 2010 y 2017 fue superior, del 19.3% anual promedio. Los datos que se incorporaban en las fórmulas de redeterminación eran proporcionados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos los cuales en algunos casos no reflejaban adecuadamente los incrementos del mercado. Por otro lado, la Secretaría de Energía registró demoras en la aprobación que permitiera proceder al pago de las redeterminaciones, con sus implicancias en el flujo financiero de los contratistas y en el ritmo de las obras.

Una lección aprendida es la importancia que se le debe dar a los mecanismos de redeterminación de precios de los contratos y su implementación, especialmente en los períodos de alta inflación.

Otra lección para los programas de obras múltiples es la importancia de focalizar los esfuerzos en los proyectos que no forman parte de la muestra representativa ya que generalmente son estas obras las que pueden provocar el retraso en la ejecución de todo el programa.

Con respecto a la **ejecución del Componente I** se puede destacar lo siguiente: Las obras implicaron el movimiento de alrededor de 3500 personas trabajando en siete centros geográficos diferentes. Debe valorarse el logro de ese hito considerando el esfuerzo de trabajar en la zona menos desarrollada de Argentina, con las dificultades en la infraestructura logística y de alojamiento en dicha región.

Al respecto del contrato Construcción, Operación y Mantenimiento (COM) celebrado entre la UEP y el Contratista, cabe rescatar que la UEP seleccionó a los denominados "contratistas nominados" para la provisión del conductor de aluminio acero, estructuras metálicas reticuladas y transformadores de potencia, que debían proveer éstos a los dos contratistas principales quienes los contratarían según lo establecido en sus respectivos pliegos de licitación y en las reglamentaciones vigentes. Fue un mecanismo adecuado para evitar la sobrestimación de costos de estos productos por parte de los proveedores principales y asegurar su calidad. Esta práctica ha sido destacada por parte de los distintos agentes participantes del proyecto.

Con respecto a la ejecución del Componente II se puede destacar lo siguiente: Las obras se distribuyeron en las Provincias de Corrientes, Misiones, Formosa y Salta⁵ incluyendo las siguientes líneas de alta tensión (LAT) de 132 kV y Estaciones Transformadoras (ET):

⁵ Originalmente había algunas obras en la Provincia de Catamarca que fueron sustituidas por otras obras que fueron consideradas prioritarias para fortalecer el sistema.

PROVINCIA	OBRA
MISIONES	LAT DE 132 KV SAN VICENTE 132/33/13,2 KV - ZONA RUTA 14 SAN VICENTE Y ZONA CENTRO NORESTE PROVINCIAL Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
	ET 132/33/13,2 KV OBERÁ Y LAT DOBLE TERNA DE 33KV OBERÁ - LEANDRO N. ALEM Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
	ET SAN VICENTE 132/33/13,2 KV Y ET POSADAS CENTRO Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
	LAT DE 132 KV ROCA - SAN ISIDRO 1ER. TRAMO CANDELARIA - POSADAS
	LAT DE 132 KV ROCA - SAN ISIDRO 2DO TRAMO CANDELARIA - ROCA - MINERAL Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
	ET ROCA 132/33/13,2 KV Y AMPLIACIÓN DE ET PUERTO MINERAL 132/33/13,2 KV
	LAT DE 132 KV SIMPLE TERNA PUERTO MINERAL - ELDORADO II Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
	ET ELDORADO II 132/33/13,2 KV
	ET OBERA II Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
	ET ARISTÓBULO DEL VALLE 132/33/13,2 KV Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
	ET SAN VICENTE 132/33/13,2 KV Y OBRAS COMPLEMENTARIAS
FORMOSA	LAT 132 KV GRAL SAN MARTÍN (CHACO)- EL COLORADO (FORMOSA) Y PIRANÉ (FORMOSA)
	LAT 132 KV IBARRETA - LAS LOMITAS 1ER. TRAMO IBARRETA - ESTANISLAO DEL CAMPO
	LAT DE 132 KV IBARRETA - LAS LOMITAS 2DO. TRAMO ESTANISLAO DEL CAMPO - LAS LOMITAS
	ET LAS LOMITAS 132/33/13,2 KV.
	LAT 132 KV ENTRE LAS LOCALIDADES DE CLORINDA, LAGUNA BLANCA Y EL ESPINILLO
	ET LAGUNA BLANCA 132/33/13,2 KV Y LA AMPLIACIÓN DE ET CLORINDA 132/33/13,2 KV
	ET EL COLORADO II 132/33/13,2 KV
CORRIENTES	LAT 132 KV ET MERCEDES - ET GOYA OESTE
SALTA	ET 132/33/13,2 KV ORÁN

Originalmente al momento de la aprobación del préstamo AR-L1021 se habían pre-identificado distintos proyectos de líneas y subestaciones. De ellos, fueron ejecutados 19 proyectos considerando las prioridades de las provincias.⁶

Entre la fecha final de obra programada en las licitaciones y la fecha de finalización real, el promedio de retrasos de las obras del Componente II fue de 719 días, con un máximo de 1670 días en el caso de la estación transformadora (ET) Eldorado II y 182 días en el caso de la ET Las Lomitas.

Todas las adquisiciones financiadas con recursos del Préstamo fueron realizadas conforme a las políticas y procedimientos del BID, tal como están definidas en los documentos GN-2349-9 y GN-2350-9. Con financiamiento BID en total se realizaron 19 procesos de licitación para todo el programa. Se registraron cinco casos de procesos de licitaciones declaradas desierta o canceladas. Se registró un caso de protesta formal que se resolvió satisfactoriamente sin necesidad de proceso de arbitraje.

Las licitaciones realizadas con recursos de contrapartida exclusivamente fueron realizadas conforme a las políticas del país.

⁶ El número de proyectos en el Componente II ha variado también según la forma en que se han agrupado las obras en las licitaciones. Por ejemplo, dos subestaciones pueden haberse presentado originalmente como dos proyectos separados, pero sustituido por un solo proyecto bajo una sola licitación y un solo contrato. Se incluye la ET de Eldorado II cuenta con un avance del 85% y está siendo completada con recursos propios, se espera sea completada en 2019.

- iii) **Análisis Costo – Beneficio.** El análisis costo-beneficio inicial, realizado en 2006, para el período 2007-2016 mostraba un Valor Presente Neto Económico (VPNE) de US\$107 millones, expresado en precios de mercado sin impuestos y descontado al 12%. La Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) ascendía al 18%. El 40% de los beneficios correspondía al valor esperado del déficit evitado de ENS y el resto al menor costo variable de generación térmica. Aquí se asumía que la inversión de la línea NOA – NEA era de US\$370,0 millones (AR-L1021).

Al momento de solicitar el financiamiento adicional (AR-L1095) se desarrolló un nuevo análisis costo-beneficio donde se consideraron los costos ajustados de inversión estimados en US\$915,1 millones de octubre de 2008. Además, se consideraron los costos de O&M por valor de US\$3,2 millones, ya determinados contractualmente como canon anual operativo, la inclusión del costo de oportunidad que posee la línea en el último año del horizonte de las simulaciones que constituye su valor de salvamento, una cuantificación conservadora de los ahorros en Energía No Suministrada (ENS) y 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.

Con las modificaciones y actualizaciones el análisis costo-beneficio resultó con un VAN de US\$251,4 millones y una TIRE actualizada del 17,7%.

En este proyecto no se tenía previsto una evaluación económica ex post. A continuación, se incluye una evaluación de los costos del proyecto y del tiempo de ejecución.

- iv) **Análisis de atribución de resultados.** La importancia de las obras desarrolladas por el proyecto fue creciendo con el transcurso de los años, en particular la asociada a la NEA-NOA. Las obras contribuyeron a mejorar el grado de electrificación y permitieron disminuir la relación de Energía no Suministrada (ENS) con respecto a la demanda abastecida. En particular, al respecto del uso e impacto del cierre en 500 kV entre las regiones, de no haberse completado estas obras los indicadores de resultados mencionados serían indudablemente diferentes.

Sin el proyecto, ante falla de alguna de las líneas de 500 KV que componían el vínculo radial a la región NOA, esta zona hubiera quedado aislada del sistema integrado con sus riesgos asociados y posibles cortes automáticos de demanda por subfrecuencia en caso de actuar como región importadora de energía en el sistema. Adicionalmente, en los casos de desconexión de líneas de 500 kV por mantenimientos programados, si bien se adecuaba previamente el despacho de generación de la región para poder operar aislada sin cortes de demanda, existía un riesgo asociado por el hecho de operar aislada del resto del SADI, por ejemplo, ante la indisponibilidad o falla de algún generador de gran porte que llevaba a la región a un proceso de subfrecuencia con cortes automáticos de demanda.

En cuanto a la región NEA, si bien la misma tenía dos vínculos de alimentación en 500 kV, ante la indisponibilidad o falla de alguno de ellos (fundamentalmente la línea Rincón - Paso de la Patria), el abastecimiento a la misma quedaba, dependiendo del nivel de demanda en el momento de la falla, en condiciones de bajas tensiones y posibles cortes por ese motivo.

La entrada en servicio de la interconexión NOA-NEA ha eliminado prácticamente los riesgos de los escenarios citados. No obstante, en el período estudiado ocurrieron una serie de fallas en la línea, más allá de las programadas por mantenimiento. Las fallas se debieron a tormentas, incendios, fuertes vientos, fallas de interruptores, de reactores en línea, problemas en protecciones de la

línea, entre otros. Los cortes de energía en la zona obedecieron a otros factores ajenos a la línea en 500kV del proyecto, tales como problemas en líneas de menor tensión, al aumento de la demanda y a la existencia de pocas subestaciones vis a vis la demanda.

- v) **Salvaguardas ambientales y sociales.** La estrategia ambiental y social del programa AR-L1021 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 Financiamiento Adicional (AR-L1095), no requirió, ni implicó cambios en el alcance de la estrategia ambiental y social del Programa AR-L0121 aprobada por el Banco.

Los mecanismos, arreglos institucionales, flujos y responsabilidades establecidas para la gestión ambiental y social de ambas operaciones no tuvieron variaciones. Los procesos de licitación y contratación para la supervisión de las obras del Componente I incluían, además de los aspectos técnicos, la supervisión ambiental y social, la cual operó sin inconvenientes. Se obtuvieron los permisos y licencias ambientales requeridas de acuerdo al cronograma de ejecución de obras.

Al respecto de las salvaguardas ambientales, es digno de resaltar tres temas: (i) el sistema de compromiso y entrega de plantines en el marco de la compensación forestal; (ii) el sistema de manejo de la información relacionada con el proceso de reforestación implantado; (iii) las tareas que realizó la inspección para certificar los trabajos de reforestación que hace el contratista; y (iv) el liderazgo del CAF tanto en el diseño del sistema de implementación de planillas para el control y seguimiento, como en la suscripción de los convenios el CAF.

Otros asuntos claves positivos también identificados incluyen: la inclusión en los pliegos de licitación de especificaciones técnicas ambientales; el involucramiento de las autoridades provinciales en el monitoreo ambiental del proyecto; la utilización de los viveros de las escuelas agro técnicas para la producción de los plantines, con lo cual se logra además un beneficio para los estudiantes; y particularmente en el caso de Misiones, la participación activa de la Autoridad Ambiental (el Ministerio de Ecología) en el seguimiento de los proyectos.

- vi) **Alineamiento estratégico.** En este programa se trabajó de forma estricta en un tema transversal de especial interés del Banco: el cambio climático y la sostenibilidad ambiental.

Las tareas de reforestación previstas como medida de compensación por la limpieza de la franja de dominio han sido terminadas totalmente en los tramos NEA y NOA, y recibidas a satisfacción por la inspección y el CAF.

Los trabajos de reforestación en el NEA fueron terminados a satisfacción con la plantación de los 500.000 árboles que se había previsto como parte de las medidas de compensación por la imposición de la franja de servidumbre para la línea. En el NOA, de los 322.000 árboles requeridos como medida compensatoria por la deforestación de la franja de servidumbre, se ha logrado distribuir la totalidad en las provincias de Salta, Jujuy, San Luis, Neuquén y Santiago del Estero. En conjunto este número se superó en un 30%, y las especies fueron redistribuidas en distintas provincias.

El Ejecutor ha efectuado una excelente labor de ordenamiento de la información que permite identificar todo el ciclo de producción y siembra de los plantines, desde el proceso de pedido formal de los plantines por parte de los beneficiarios

(municipios y gobiernos provinciales), pasando por la siembra y llegando hasta la verificación en campo del número de plantines “prendidos”.

La supervisión por parte del CAF ha permitido verificar en campo el número de plantines entregados, la cantidad sembrada y el número de plantas que han requerido ser resembradas. Las tasas de germinación que se han logrado en el vivero son de casi el 90% (tasas mayores al 75% se consideran muy satisfactorias) y de supervivencia del plantín sembrado luego de un periodo seco es de casi el 80% (supervivencias de más de 70% se consideran muy exitosas).

B. Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora

El desempeño de la Agencia Ejecutora fue satisfactorio. Los retrasos en la ejecución, especialmente los correspondientes al Componente II (obras provinciales y regionales) fueron atribuibles principalmente a factores externos a la Agencia Ejecutora, en particular en los procesos y toma de decisiones a nivel provincial. Los miembros del equipo de la Agencia Ejecutora se capacitaron y se familiarizaron en los procedimientos de adquisiciones del Banco y contribuyeron a mejorar el sistema de gestión financiera. La relación entre la Agencia Ejecutora y el Equipo del Banco fue fluida y coordinada. Los problemas que surgieron durante la ejecución fueron resueltos satisfactoriamente a través de un diálogo permanente entre los equipos.

Clasificación del Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

C. Desempeño del Banco

La ejecución del programa estuvo a cargo del equipo basado en la Representación del Banco en Argentina. Después de la “realineación” del Banco (Julio 2007) bajo la nueva estructura organizacional del BID, el proyecto quedó a cargo de INE/ENE, liderado por el Especialista de Energía basado en la Representación del Banco en Argentina. El Especialista de Energía trabajó en coordinación con los especialistas financieros y de adquisiciones de la Representación como asimismo con los especialistas ambientales y sociales de la Sede. (Ver Anexo III)

Clasificación del Desempeño del Banco			
<input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

V. Sostenibilidad

A. Análisis de Factores Críticos

Los resultados alcanzados por el programa contribuyeron a cambios positivos en las condiciones de desarrollo del sector eléctrico, en particular para la región Norte Grande del país. El proyecto ha contribuido a mejorar las condiciones físicas del sistema de transmisión que permitirá proporcionar un servicio de calidad con una vida útil prevista de 30 años.

No se anticipan problemas de sostenibilidad que estén dentro del control del programa y del sub-sector de transmisión (los potenciales problemas en el suministro eléctrico están más asociados a la falta de generación y a problemas en la distribución).

Las obras desarrolladas bajo este proyecto pertenecen a la red y están siendo operadas por INTESAR, (obras en 500 Kv tramo NOA), LITSA (obras de 500KV tramo NEA), y

por las empresas transportistas regionales (obras menores a 500 kV).⁷ Estas empresas de transmisión eléctrica pertenecen al sector privado, que reciben parte de la tarifa que corresponden a operación y mantenimiento del sistema. Estas empresas tienen incentivos a generar un correcto mantenimiento debido a las penalizaciones potenciales asociadas a las interrupciones. En algunas Provincias continúan perteneciendo a esos estados.

B. Riesgos Potenciales

Los riesgos técnicos en las líneas de transmisión y las subestaciones son limitados. Estos riesgos se pueden mitigar con un adecuado programa de operación y mantenimiento. Los principales riesgos que podrían afectar la sostenibilidad de los resultados se vinculan más a la generación o a la red de transmisión eléctrica que a los riesgos propios de las obras de transmisión. Estos riesgos están asociados a los temas de tarifas (necesidad de incrementos para cubrir los costos) y subsidios (necesidad de reducirlos) especialmente en los segmentos de generación y distribución, aspectos que están siendo atendidos por el actual Gobierno, aunque en forma gradual por las implicancias que tienen los ajustes.

C. Capacidad Institucional

La Agencia Ejecutora se ha desempeñado en forma satisfactoria respondiendo a los requerimientos del Banco demostrando su capacidad para ejecutar proyectos del Banco. El equipo técnico de la Agencia Ejecutora se capacitó y familiarizó con los procesos y las políticas de adquisiciones del Banco lo cual facilitó la ejecución del programa.

Clasificación de Sostenibilidad (SO)			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

VI. Evaluación y Seguimiento

A. Información sobre Resultados

Se presentaron informes semestrales, para la aprobación del Banco, con el avance de la ejecución del programa, y con un Plan Operativo Anual a utilizarse para el seguimiento de la ejecución del programa y proveyendo información para el Sistema de Informe de Seguimiento de Programa (ISDP).

Además, se realizó una inspección técnica y ambiental, y una supervisión en esta materia. La primera, la inspección de las obras y equipos se realizó con el apoyo de firmas consultoras especializadas e independientes. La segunda, la supervisión de las obras civiles y electromecánicas principales y de los programas de mitigación y compensación socioambiental de las obras, fue responsabilidad de las empresas concesionarias de transporte eléctrico que operan y mantienen dichas obras una vez concluidas.

Ha sido relevante la información recolectada por la Agencia Ejecutora durante la ejecución del programa, como asimismo la que ha proporcionado CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA) y el Ministerio de Energía.

B. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex-Post

El Prestatario se comprometió a:

- a) que las obras y equipos comprendidos en el programa fueran mantenidos adecuadamente de acuerdo con normas técnicas generalmente aceptadas; y

⁷ Se exceptúa las obras realizadas en la Provincia de Misiones que son operadas y mantenidas por la Empresa Provincial de Energía, EMSA.

- b) presentar al Banco, durante los cinco (5) años siguientes a la terminación de la primera de las obras del Programa un informe sobre el estado de dichas obras y equipos.

El Prestatario ha presentado al Banco, semestralmente, un informe del Sector Energético del país, que describe la situación del sector, en especial el proceso de readaptación del mercado energético. Dialogando sobre el contenido de este informe en reuniones semestrales de las partes.

El programa no tenía previsto evaluación intermedia ni evaluación ex post.

Se espera que el Banco pueda continuar apoyando el segmento de transmisión eléctrica, entre otros, a través de posibles operaciones público – privadas, proporcionando garantías a eventuales contratos PPP⁸.

VII. Lecciones Aprendidas

El proyecto evaluado fue relevante en el momento de su desarrollo, y sus objetivos de impacto continúan siendo vigentes en el presente. El Norte Grande es una región con menor grado de desarrollo relativo que el resto del país, y el proyecto ha sido un pilar de la estrategia conjunta de intervención entre el País y el Banco desde entonces.

En cuanto a la atribución de resultados, los resultados alcanzados en términos de mayor electrificación de la región y las mejoras en la reducción de energía no suministrada no podrían haberse obtenido sin el desarrollo de este programa. Hoy existe un sistema de transmisión dotado de mayor seguridad y confiabilidad a partir de las obras desarrolladas bajo el programa financiado por el BID.

Las principales lecciones aprendidas que se identificaron y pueden ser utilizadas en operaciones futuras fueron:

Sectorial	
Informes sectoriales	Los Informes Semestrales preparados por el Ejecutor sobre el sector energético a lo largo de todo el período de ejecución del préstamo han resultado ser un instrumento útil para el diálogo entre el Banco y las autoridades sobre la evolución del sector hacia su normalización. Este tipo de práctica puede ser recomendable especialmente cuando el sector está atravesando situaciones complejas que requieren un permanente seguimiento y diálogo sectorial.
Impacto sectorial	La ejecución del proyecto ha tenido múltiples impactos positivos para el sector. El proyecto ha permitido reducir la Energía No Suministrada (ENS) a nivel nacional y en la Región del Norte Grande contribuyendo a mejorar la seguridad y confiabilidad en el sistema. El marco lógico con productos y resultados no incluyó impactos medibles. No obstante, en el marco de la preparación de este PCR se han podido identificar y medir importantes impactos de desarrollo vinculados a una mayor cobertura del servicio eléctrico, mayor consumo a nivel residencial y en el sector productivo, como asimismo la implementación de transacciones internacionales de energía entre Argentina y Chile.
Planeación y diseño	
Esquema de obras múltiples.	El Componente I del Programa correspondiente a la Línea NOA NEA y sus subestaciones fue la “muestra representativa” de la operación. La ejecución de este Componente no tuvo que enfrentar mayores desafíos exceptuando el incremento de costos como resultado de las licitaciones que fue cubierto con un

⁸ Por ejemplo, el Banco está considerando la posibilidad de otorgar una garantía con contra-garantía soberana para proyectos de líneas de transmisión para el sector privado bajo esquemas público-privados (PPP) con el programa de garantías AR-L1081.

	préstamo adicional. Sin embargo, las obras del Componente II tuvieron demoras en estudios, diseño e ingeniería y obtención de licencias ambientales. Esto deja como lección la importancia de concentrar esfuerzos al inicio de la ejecución en los componentes de obras que no forman parte de la "muestra representativa" en los programas de obras múltiples.
Ejecución del proyecto	
Gestión de adquisiciones	El desarrollo de adquisiciones a partir del mecanismo de contratación por "contratistas nominados" para los bienes y equipos (en el caso de este programa correspondieron principalmente a conductores, torres, transformadores) permitió condiciones favorables de precios, evitando sobrestimación de costos de estos productos. Este esquema puede ser recomendable para aplicar en proyectos similares.
Gestión financiera	El cálculo y los procesos de aprobación de las llamadas "redeterminaciones" (ajustes por inflación para obras públicas) tuvieron problemas y sufrieron demoras lo cual afectó la ejecución especialmente en las obras del Componente II. Los sistemas de cálculo de los ajustes y sus procesos de aprobación deben ser cuidadosamente analizados y definidos al inicio del proyecto a fin de minimizar inconvenientes durante la ejecución de los contratos.
Gestión Institucional	La ejecución del programa contribuyó a mejorar los sistemas administrativos, en particular del Sistema UEPEX utilizado en Argentina.
Gestión ambiental y social	
Gestión ambiental	El manejo ambiental fue ejemplar especialmente en el programa de compensación forestal de la línea NOA NEA. Si bien el arranque de la ejecución del plan de reforestación sufrió algunas demoras, el trabajo realizado se destacó en múltiples aspectos, incluyendo el desarrollo de los viveros, sistema de entrega de plantines, la participación de la comunidad especialmente de las escuelas, el manejo de información sobre el proceso, las tareas de inspección y certificación y el liderazgo en todo el proceso por parte de la Agencia Ejecutora.

Anexos:

1. [Acta del Taller de Cierre.](#)
2. [Evaluación del Prestatario.](#)