



# Apoyo al Programa de Transmisión

EC-L1070

2457/0C-EC

## Informe de Terminación de Proyecto

*Equipo de Proyecto Original: Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Jefe de Equipo; Javier Cuervo (ENE/CCO), Jefe de Equipo Alterno; Alberto Levy (INE/ENE); Paola Méndez (INE/ENE); Emilio Sawada (ENE/CPR); Juan Carlos Páez (ESG/CPE); Nancy Jesurun-Clements (INE/RND); Marco Andrés Alemán (PDP/CEC); Santiago Schneider (PDP/CEC); Hyun Jung Lee (LEG/SGO); y Elizabeth Chávez (INE/RND) bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Carlos Melo, Representante del BID en Ecuador (CAN/CEC).*

*Equipo de ejecución y preparación del PCR: Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Virginia Snyder (INE/ENE); Maria Julia Molina (CAN/CEC); Stephanie Suber (INE/ENE); Juan Carlos Páez (ESG/CPE); Gumersindo Velazquez (PDP/CEC); Gustavo Palmerio (PDP/CEC); Vianca Merchán (CAN/CEC).*

## Índice

Enlaces Electrónicos.....	3
Acrónimos y Abreviaciones .....	4
Información Básica (cantidad en dólares americanos US\$) .....	6
I. Introducción .....	7
II. Desempeño del proyecto .....	8
a. Análisis de la Lógica Vertical .....	9
b. Resultados Logrados.....	12
c. Análisis de la Atribución de los Resultados .....	18
d. Resultados Imprevistos .....	20
III. Criterios no centrales.....	26
3.1 Contribución a los Objetivos Estratégicos del Banco .....	26
3.2 Contribución a los Objetivos de Desarrollo de la Estrategia de País .....	27
3.3 Seguimiento y Evaluación.....	27
3.4 Uso de los Sistemas Nacionales.....	29
3.5 Salvaguardias ambientales y sociales.....	30
IV. Conclusiones y Recomendaciones.....	31
4.1 Lógica Vertical .....	31
4.2 Ejecución y Presupuesto.....	31
4.3 Experiencia general con la administración del proyecto .....	32
4.4 Evaluación de Impacto.....	33
4.5 Asuntos no resueltos .....	33

## Enlaces Electrónicos

1. Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM)
2. Documento de Propuesta de Préstamo.
3. Versión Final de Reporte de Progreso del Monitoreo (PMR)
4. Análisis Económico Financiero expost.
5. Informe fiduciario expost.
6. Informe ambiental expost.
7. Evaluación intermedia.
8. Informe final del ejecutor EC-L1070
9. Anexo Técnico EC-L1070.
10. Minuta de la reunión de QRR.
11. Minuta del Taller de cierre.
12. Presentaciones de Taller de Cierre (Metodología PCR).
13. Presentaciones de Taller de Cierre (Evaluación Ambiental expost).
14. Presentaciones de Taller de Cierre (Evaluación Gestión Financiera expost).
15. Presentaciones de Taller de Cierre (Evaluación Adquisiciones expost).
16. Presentaciones de Taller de Cierre (Experiencia del Ejecutor).

## Acrónimos y Abreviaciones

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador – Empresa Pública
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CGP	Coordinador General del Proyecto
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad (actualmente: ARCONEL)
CO <sub>2</sub>	Bióxido de Carbono
DEM	<i>Development Effectiveness Matrix</i> (Matriz de Efectividad de Desarrollo)
EE	Eficiencia Energética
EG	Equipo de Gestión
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EOP	<i>End-of-Project</i> (Fin de Proyecto)
ER	Energías Renovables
GdE	Gobierno de la República del Ecuador
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
ITP	Informe de Terminación de Proyecto (PCR)
km	kilómetros
kV	kilovoltio
kVA	kilovoltio-amperio
kWh	kilovatio-hora
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
LT	Línea de Transmisión
M&E	Monitoreo y Evaluación
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MF	Ministerio de Finanzas
MOP	Manual Operativo del Programa
MR	Matriz de Resultados
MVA	Megavoltio-amperio
MW	Megavatios
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
O&M	Operación y Mantenimiento
PAI	Plan Anual de Inversiones
PCR	<i>Project Completion Report</i> (Informe de Terminación del Proyecto)
PEC	Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción
PEP	Plan de Ejecución Plurianual
PET	Plan de Expansión de la Transmisión
PF	Plan Financiero
P(G)A	Plan (General) de Adquisiciones
PLANREP	Plan de Reducción de Pérdidas Eléctricas
PMAS	Planes de Manejo y Gestión Ambiental y Social
PME	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador (2013-2022)
PMR	<i>Progress Monitoring Report</i> (Informe de Monitoreo de Proyecto)
PNBV	Plan Nacional del Buen Vivir
PNCE	Programa Nacional de Cocción Eficiente
POA	Plan Operativo Anual

POD	Propuesta para el Desarrollo de la Operación
SND	Sistema Nacional de Distribución
SE	Subestación Eléctricas
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo
SGTE	Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
ST	Sistema de Transmisión
TE	TRANSELECTRIC
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
TIRF	Tasa Interna de Retorno Financiero
UE	Unidad Ejecutora
VPN	Valor Presente Neto
VPNE	Valor Presente Neto Económico
VPNF	Valor Presente Neto Financiero
pu	<i>per unit</i> (por unidad)

## Información Básica (cantidad en dólares americanos US\$)

NÚMERO DE PROYECTO (S): EC-L1070
TÍTULO: APOYO AL PROGRAMA DE TRANSMISIÓN
INSTRUMENTO DE PRÉSTAMO: INVERSIÓN
PAÍS: ECUADOR
PRESTATARIO: REPÚBLICA DEL ECUADOR
PRÉSTAMO (S): 2457/OC-EC
SECTOR/SUBSECTOR: ENERGÍA/ELECTRICIDAD
FECHA DE APROBACIÓN DIRECTORIO: 17 DE NOVIEMBRE DE 2010
FECHA DE EFECTIVIDAD CONTRATO DE PRÉSTAMO: 1 DE FEBRERO DE 2011
FECHA DE ELEGIBILIDAD PRIMER DESEMBOLSO: 30 DE MAYO DE 2011
<u>MONTO PRÉSTAMO (S)</u>
MONTO ORIGINAL: US\$64.700.000
MONTO ACTUAL: US\$64.700.000
PARI PASU: 1,37%
COSTO TOTAL DEL PROYECTO:US\$82.119.839 (INCLUYE COFINANCIAMIENTO DEL GOBIERNO DE ECUADOR <sup>1</sup> )
<u>MESES DE EJECUCIÓN</u>
DESDE APROBACIÓN: 55 MESES
DESDE EFECTIVIDAD DEL CONTRATO: 52 MESES
<u>PERIODOS DE DESEMBOLSO</u>
FECHA ORIGINAL DE DESEMBOLSO FINAL: 1 DE FEBRERO DE 2015
FECHA ACTUAL DE DESEMBOLSO FINAL: 15 DE JUNIO DE 2015
EXTENSIÓN ACUMULATIVA (MESES):5 MESES
EXTENSIÓN ESPECIAL (MESES): N/A
<u>DESEMBOLSOS</u>
MONTO TOTAL DE DESEMBOLSOS A LA FECHA: 100%
<u>REDIRECCIONAMIENTO.</u>
ESTE PROYECTO:
¿RECIBIÓ FONDOS DE OTRO PROYECTO? NO
¿ENVIÓ FONDOS A OTRO PROYECTO? NO
METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ECONÓMICO EX POST: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO (DETALLE EN ANEXO)
METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN EX POST: LA EVALUACIÓN EX POST SE REALIZÓ COMPARANDO LAS METAS ACORDADAS UNA VEZ ELEGIBLE EL PROYECTO CON LAS METAS ALCANZADAS AL FINALIZAR EL PROGRAMA.
CLASIFICACIÓN DE EFECTIVIDAD EN EL DESARROLLO:

<sup>1</sup> El aporte local incluye inversiones adicionales en infraestructura, impuesto al valor agregado del proyecto, gastos administrativos, y auditorías financieras.

## I. Introducción

El 1 de febrero de 2011 se suscribió entre el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la República del Ecuador, el contrato de préstamo 2457/OC-EC, para el proyecto “**Apoyo al Programa de Transmisión**”, EC-L1070 (el proyecto). El período de desembolso fue de 4 años y 3 meses, desde la efectividad del contrato; siendo el 1 de febrero de 2015 la fecha del último desembolso original. Durante la ejecución del proyecto, el Gobierno de Ecuador (GdE) solicitó extender la fecha de último desembolso hasta el 15 de junio de 2015.

El objetivo general del proyecto era ampliar y mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica, de manera confiable y eficiente, en varias regiones del país para satisfacer la demanda y promover el crecimiento económico en el mediano y largo plazo. El proyecto atendió a los objetivos del país en el sector, según se establece en el [Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2009-2020<sup>2</sup> \(PME\)](#) y la consiguiente necesidad de impulsar las inversiones prioritarias en conformidad con el Plan de Expansión de Transmisión (PET). El Organismo Ejecutor (OE) fue la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocios CELEC EP-Transelectric (CELEP EP de ahora en más). Los recursos del BID fueron destinados a inversiones en infraestructura, específicamente líneas de transmisión (LT) y subestaciones (SE), y apoyo a la modernización de la gestión de CELEC EP.

El contrato de préstamo contempló la preparación de una evaluación intermedia, la cual se completó en noviembre de 2013, y una evaluación final que fue encargada por CELEC EP-Transelectric al órgano regulador, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y presentada en julio de 2015.<sup>3</sup> Este documento presenta el Informe de Terminación de Proyecto (ITP o *Project Completion Report*, PCR)<sup>4</sup>, cuyo principal objetivo es registrar el desempeño de la operación al final de la fase de ejecución y servir como principal instrumento para documentar los resultados concretos alcanzados por el proyecto y disseminar las lecciones aprendidas. Para esto, se contempla la verificación de las evidencias empíricas que sustenten los hallazgos de la evaluación final, y un análisis detallado de los indicadores de seguimiento acordados en la Matriz de Resultados (MR) del proyecto. El PCR también analiza la dimensión organizacional, sectorial, socio-ambiental, económica-financiera,

<sup>2</sup> El PME es el documento rector del sector, el cual era preparado por el Órgano Regulador CONELEC. A partir de la publicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en 2015, el MEER es el responsable de preparar y publicar el PME. [http://www.conelec.gov.ec/documentos2.php?tpl=1&categ=5&subcateg=114&menu=5&submenu1=59&submenu2=171&idiom=1&orde=titulo\\_doc](http://www.conelec.gov.ec/documentos2.php?tpl=1&categ=5&subcateg=114&menu=5&submenu1=59&submenu2=171&idiom=1&orde=titulo_doc)

<sup>3</sup> El convenio de la operación y a su vez el documento de Monitoreo y Evaluación del Proyecto indicaban que el ejecutor contrataría con recursos del préstamo una evaluación intermedia y final independientes, con firmas o consultores individuales. La evaluación de medio término fue contratada por el ejecutor. Se contrató a un consultor independiente siguiendo las políticas de adquisiciones del Banco. Para la evaluación final el ejecutor solicitó al Banco su NO objeción para que el Órgano Regulador del Sector llevara a cabo la evaluación. Dado el carácter independiente que el Órgano Regulador tiene en el sector y basado en experiencias previas de supervisión de los proyectos eléctricos en red de distribución financiados por el Banco, se acordó con el ejecutor proceder con el acuerdo de contar con el Órgano Regulador para llevar a cabo la evaluación final. En paralelo el Banco contrató las siguientes evaluaciones expost independientes: Evaluación técnica (consultor internacional), evaluación ambiental (consultor local) y evaluación costo-beneficio (consultor internacional).

<sup>4</sup> El *Project Completion Report* (PCR, por sus siglas en inglés).

y fiduciaria del proyecto sobre la base de evaluaciones ex-post independientes contratadas por el BID.

## II. Desempeño del proyecto

Esta evaluación se desarrolla en congruencia con los principios y lineamientos sugeridos para la preparación del PCR del BID. El PCR parte del análisis del avance de los indicadores de producto y el logro de los indicadores de resultado en función de la estructura lógica vertical definida para el proyecto. Este análisis se realiza sobre la base de objetividad, indicadores medibles y verificables, evidencia empírica sólida, así como principios rectores como la transparencia y la equidad.

El documento PCR revisa los cuatro criterios centrales que definen el desempeño de una operación: (i) efectividad; (ii) eficiencia; (iii) relevancia; y (iv) sostenibilidad. También se incluyen en este reporte los criterios no-centrales: (v) contribución a los objetivos estratégicos del Banco; (vi) contribución a los objetivos de desarrollo de la estrategia de país; (vii) seguimiento y evaluación; (viii) uso de los sistemas nacionales; y (ix) salvaguardias ambientales y sociales.

### 2.1 Efectividad

El objetivo del proyecto era ampliar y mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica, de manera confiable y eficiente, en varias regiones de Ecuador para satisfacer la demanda y promover el crecimiento económico en el mediano y largo plazo. Los objetivos específicos fueron: (i) abastecer el crecimiento natural de la demanda; (ii) mejorar las condiciones de servicio de electricidad; (iii) minimizar los riesgos de corte del suministro de energía eléctrica en diferentes zonas del SNI; y (iv) mejorar la capacidad de gestión para el servicio de transmisión de energía eléctrica.

Para alcanzar los objetivos generales y específicos del proyecto se desarrollaron dos componentes, con sus respectivas actividades y productos. El **Componente I** era la **Ampliación de la Infraestructura en Transmisión**, el cual incluía el financiamiento de obras de infraestructura y equipamiento de SE y LT. Las actividades bajo este componente incluyeron obras estratégicas y prioritarias para garantizar el servicio en los principales centros de consumo de energía eléctrica de Ecuador. El **Componente II** era la **Modernización de la gestión del servicio de transmisión**. Bajo este componente se financiaron los costos de equipamiento, sistemas computacionales, consultorías y asistencia técnica para fortalecer las capacidades de gestión de CELEC EP, de reciente creación durante el diseño del proyecto.

La siguiente sección describe y analiza el grado en que el proyecto alcanzó sus resultados esperados dados los productos entregados. Para esto, se parte de un breve resumen del problema identificado y que motivó el diseño de la operación y se describe la conexión lógica que existe entre los productos generados y los resultados planteados. Se demuestra que el proyecto cumplió con la lógica vertical y que logró los resultados establecidos. En el caso del componente I, su ejecución incluyó el desarrollo de cinco productos monitoreados a través de ocho hitos. Para el componente II se desarrollaron tres productos (ver tabla 2). Todos los productos fueron cumplidos durante la ejecución. Esta sección de efectividad tiene cuatro componentes: (i) lógica vertical; (ii) resultados logrados, (iii) atribución y (iv) resultados imprevistos (este último no se califica, solo se evalúa).



## a. Análisis de la Lógica Vertical

Durante el diagnóstico y la etapa de diseño y preparación del proyecto, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Ecuador era mayor que el crecimiento de la oferta, con una diferencia anual estimada en más de 100 Megavatios (MW). En el año 2008, la demanda anual de energía era 5.5% superior a la del año 2007, con un total de 16.315 Gigavatios hora (GWh). La demanda pico coincidente del sistema de 2.785 MW ocurrió en diciembre de 2008, un 2.9% superior a la de 2007. El escenario medio del PME estimaba la necesidad de tener una capacidad de generación adicional de 220 MW en promedio por año para garantizar el suministro de la demanda. Por lo tanto, la falta de capacidad de transmisión existente en 2010 fue lo que determinó la necesidad de financiar la construcción de sistema de transmisión críticos, así como fortalecer las capacidades de gestión de la naciente CELEC EP. Para responder a la situación existente en el país, el PME identificaba acciones para mejorar o expandir tramos radiales y subestaciones, aumentando así la capacidad de transporte de la energía generada, para reducir pérdidas, mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema y reforzar la integración eléctrica con países vecinos.

Con base en un diagnóstico de fallas y una evaluación técnico-económica de mejoras requeridas para la infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), fueron propuestas las inversiones a ejecutar por el proyecto. Consecuentemente, el proyecto financió la construcción de Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones Eléctricas (SE) identificadas en el PME, según la priorización dada por el GdE. Se esperaba que estas nuevas LT y SE, a través de mejoras en la capacidad de transmisión, contribuyeran a satisfacer la demanda incremental de electricidad y a incrementar la capacidad de reserva de transmisión. El aumento en la capacidad de transferencia contribuiría a bajar las pérdidas de energía y potencia en el SNT y a reducir los circuitos sobrecargados y los riesgos de corte.

El proyecto también financió actividades para mejorar la gestión del servicio de transmisión vía la ampliación de un sistema integrado de información, apoyada de un equipo de seguridad y la implementación de un plan de capacitación. El principal objetivo del sistema integrado de información fue contar con un eficiente manejo de información que permita la toma oportuna de decisiones y disminuya los costos totales de operación respondiendo a las necesidades de acceder a toda la información de forma confiable, precisa y oportuna. El Plan de capacitación se enfocó en fortalecer la capacidad de los funcionarios en gestión de proyectos, respondiendo a las necesidades de planificación, ejecución y cierre de los mismos.

Por tanto, la lógica vertical que respalda el proyecto se deduce de los objetivos y acciones propuestas en el PME y estudios y planes asociados, principalmente el PET. La lógica vertical se describe de la siguiente manera: (1) ampliar la infraestructura de transmisión + (2) modernizar la gestión de servicio de transmisión → para así poder: (1) abastecer la demanda incremental de electricidad en las nuevas instalaciones del SNT + (2) aumentar la capacidad de reserva de transmisión.<sup>5</sup> Esta lógica se mantuvo durante la ejecución del proyecto.

Las metas esperadas para los productos del Componente I incluían la construcción, ampliación e interconexión al SNI de cinco productos<sup>6</sup>: (i) SE móvil; (ii) SE Quindé; (iii) Sistema de Transmisión (ST) Santa Rosa- el Inga- Pomasqui; (iv) LT Lago de Chongón-Santa Elena; (v) ST Cuenca-Loja-Cumbaratza. Como se muestra en la Tabla 2, cada ST está constituido de SE y

<sup>5</sup> Ver Anexo (Gráfica 3, p.23 Evaluación Final ARCONEL).

<sup>6</sup> La matriz de resultados incluía el producto –*Ampliación de Bahía de 69 kV en Cuenca*. Este producto fue integrado en el sistema Cuenca-Loja-Cumbaratza y financiado con recursos de aporte local.

LT, que para fines de seguimiento del proyecto se desglosaron en el Informe de Monitoreo del Progreso (PMR – Progress Monitoring Report).

Los productos del Componente I fueron alcanzados con ajustes en la asignación de recursos e incrementos de aporte local. Se observaron cambios en los diseños de las obras, que incluía inicialmente 97% de los recursos del proyecto. Estos cambios se hicieron como parte de las medidas de mitigación social y ambiental; apoyo para avanzar en obras críticas que no habían sido construidas con inversiones paralelas del GdE y necesarias para la entrada en operaciones de las obras del proyecto. El incremento de los costos del proyecto financiado con aporte local, también reflejan ajustes en los precios referenciales<sup>7</sup> al adjudicar los contratos de obras, y el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), no incluido en el diseño original del proyecto.

Más específicamente, los cambios en las obras financiadas incluyen ajustes en el alcance de los diseños iniciales de trabajos en SE para integrar nuevas conexiones que inicialmente serían financiados con otros recursos de la empresa (obra civil en SE el Inga ampliada a 500 kV); modificación de rutas de LT en respuesta a requerimientos de propietarios de terrenos colindantes (LT Santa Rosa-Pomasqui); cambios para evitar paso por áreas protegidas (LT Chungón Santa Elena); modificación de diseños de SE para reubicarlas en otros sitios (SE Yanacocha); cambio en especificaciones técnicas por incorporación de nueva generación-Desiltanisagua (LT Yanacocha-Cumbaratza); nuevos equipamientos por aumento sustancial de la demanda, y por mejoramiento de suelo no previsto (SE Cumbaratza). Las obras fueron licitadas y adjudicadas para construcción en los años 2013 y 2014.

En cuanto al Componente II, originalmente se planteó la entrega de los siguientes productos: (i) ampliación del sistema integrado de información; (ii) capacitación en gestión; (iii) planificación estratégica y estructura organizacional; y (iv) gestión de proyectos. Durante el proceso de ejecución, el Componente II tuvo ajustes. En particular, siguiendo la solicitud del GdE misma que fue aprobada por el Banco al comienzo de la ejecución del proyecto, se redujo la cantidad de productos a entregarse dentro del Componente II. Los productos eliminados de la operación fueron financiadas con recursos propios bajo una iniciativa de mayor alcance lanzada por CELEC-EP (Proyecto e-MIG) para mejorar la gestión empresarial de todas sus unidades de negocio, incluyendo CELEC EP-Transelectric.<sup>8</sup> A continuación se detallan los ajustes del componente II.

La **Planificación Estratégica** fue financiada por el ejecutor con recursos propios confirmando el producto originalmente previsto en el proyecto. CELEC EP elaboró el plan estratégico 2013-2017, aprobado mediante Resolución de Directorio Número 007/2013 del 24 de abril de 2013 y su actualización 2014-2017. Este Plan Estratégico se encuentra vigente. A la fecha un nuevo Plan Estratégico 2016-2020, se encuentra en proceso de revisión y aprobación.

**Estructura Organizacional y Procesos** (definición de la estructura de CELEC EP y estrategia de implementación). Debido a que CELEC EP incluiría esta actividad dentro de su proyecto "Mejoramiento del Modelo de Gestión del Sector Eléctrico", proyecto e-MIG (modelo integral de gestión), se financió con recursos propios, y el BID otorgó la correspondiente "No Objeción" para la reasignación de recursos principalmente para la adquisición, bajo Licitación Pública Internacional, de "Equipos de Seguridad Perimetral para la Protección del Sistema Integrado de

<sup>7</sup> Los precios referenciales de diseño correspondían a precios de mercado de 2010.

<sup>8</sup> Informe Fiduciario Expost -Proyecto e-MIG "Mejoramiento del Modelo de Gestión del Sector Eléctrico "e-MIG".

Información (SII)", como solución para satisfacer un crecimiento gradual de la protección a las redes del SII, y para proteger la red WAN de la Corporación, garantizando la seguridad de comunicaciones de CELEC EP con equipos de generación tecnológica de avanzada. Cabe precisar que la estructura de CELEC EP, fue aprobada mediante Resolución de Directorio No.017/2011 del 13 de junio de 2011, y su estatuto orgánico por procesos, el 19 de marzo de 2013.

A través de la evaluación independiente fiduciaria expost, se incluyó la revisión de los resultados logrados bajo el proyecto e-MIG financiado con recursos locales. El proyecto e-MIG comprende actividades orientadas a implementar el proceso de fusión vertical del sector. Abarca el diseño del modelo de gestión previsto para el gerenciamiento de la empresa integrada y el diseño y planificación de las acciones a emprender para efectuar en años posteriores la fusión entre CELEC EP y CENEL EP. Como resultado del proyecto e-MIG, se desarrolló de un estudio especializado para la adecuación integral del modelo de gestión, operación y mantenimiento de la eficacia de las empresas del sector eléctrico, con la firma *PriceWaterhouseCoopers*, cuyas actividades iniciaron en febrero de 2013 y finalizaron en febrero de 2015, con la entrega del diagnóstico y una propuesta de estructura, modelo de gestión, mapa estratégico, mapas de procesos, y buenas prácticas internacionales, entre otros.<sup>9</sup>

**Gestión de proyectos** (Diseño de los procesos y procedimientos para implementación de proyectos). Esta actividad también fue financiada con recursos propios. Como resultado se creó una Oficina de Gestión de Proyectos (PMO), para la implementación de buenas prácticas internacionales en gestión de los proyectos, apoyada con responsables de proyectos de las Unidades de Negocio, capacitados para el efecto (*Ver mayor detalle en la sección II.3.1 del Informe Fiduciario Expost*)

Dados los cambios mencionados, el Componente II del proyecto fue ajustado para contar con un total de tres productos: (i) Sistema integrado de información ampliado; (ii) Equipo de seguridad para el sistema integrado de información y (iii) Plan de capacitación implementado. Respecto al diseño original se financiaría la Modernización de la gestión de Servicio de Transmisión, incluyendo principalmente la ampliación del sistema integrado de información, gestión de proyectos y capacitación en gestión. Inicialmente también se preveía el financiamiento de la planificación estratégica; estructura organizacional y Procesos de CELEC EP, sin embargo, debido a que CELEC EP incluiría dichas actividades dentro de su Proyecto "Mejoramiento del Modelo de Gestión del Sector Eléctrico" financiado con recursos propios, el BID otorgó la correspondiente "No Objeción" para la reasignación de recursos para la adquisición, bajo Licitación Pública Internacional, de "Equipos de Seguridad Perimetral para la Protección del Sistema Integrado de Información (SII)", como solución a satisfacer un crecimiento gradual de la protección a las redes del SII; además, para proteger la red WAN de la Corporación, garantizando la seguridad de comunicaciones de CELEC EP con equipos de generación tecnológica de avanzada. En este sentido se mantiene la lógica vertical y el cumplimiento de los objetivos del proyecto. Esto se da ya que el OE inicio de manera acelerada y en paralelo al proyecto, la implementación del Plan de Modernización de la Empresa, con lo cual varias de las actividades de este componente fueron absorbidas bajo el nuevo plan con mayor alcance. La evaluación expost de capacidades evidencia su ejecución con recursos de aporte local.

---

<sup>9</sup> Vale reiterar que aunque estos resultados cumplen con el alcance del proyecto, los mismos no son parte de los resultados e impactos esperados del proyecto

## b. Resultados Logrados

El proyecto incluyó los siguientes indicadores de resultados: (i) demanda incremental abastecida con las nuevas instalaciones del SNT<sup>10</sup>, medido en Mega-Vatios hora por mes (MWh/mes), con una meta final de 60.105 MWh/mes para el año 2014, y una línea base de 0 MWh/mes; y (ii) capacidad de reserva de transmisión para atender la demanda del SIN, teniendo como meta final en el año 2014, 1.074 MegaVoltio Ampere (MVA), con una línea base de 349 MVA. Los resultados de demanda incremental abastecida fueron superados, alcanzando 61.927 MWh/mes; así como los de capacidad de reserva de transmisión incrementada alcanzando 1.295 MVA. Los valores de los indicadores de resultados alcanzados confirman los beneficios directos de los productos financiados. El proyecto no incluyó en su diseño indicadores de impacto.

Durante la etapa temprana de ejecución del proyecto se realizaron ajustes en la Matriz de Resultados (MR), que no alteraron la lógica vertical de diseño, los mismos fueron acordados e incorporados en el Manual Operativo (MOP) y registrados en el PMR del proyecto. También se introdujeron hitos en los indicadores de producto para dar un mejor seguimiento al avance físico y financiero de las obras que conforman el Componente I. Sólo los productos relacionados con la construcción de ST incluyeron desglose de hitos dado que para su construcción dependían de la construcción de varias LT y SE. El Producto 3: Sistema de Transmisión Santa Rosa-el Inga-Pomasqui, incluyó la construcción de dos SE y una LT; en tanto que el Producto 5: Sistema de Transmisión Cuenca-Loja-Cumbaratza incluyó la construcción o ampliación de cuatro SE y la construcción de una LT.

La Tabla 1 presenta los ajustes en la MR a nivel de resultados y productos. Se explican las razones de los cambios, acordados entre el Ejecutor y el Banco, y que responden a: (i) ampliación del alcance técnico según necesidades del Sistema de Transmisión Nacional y que reflejan la dinámica actual del sector eléctrico en Ecuador; (ii) financiamiento con recursos de aporte local y bajo una iniciativa de mayor alcance, de actividades inicialmente consideradas en el proyecto, no monitoreadas por el Banco pero si evaluadas como parte de la evaluación final; y (iii) precisiones en la forma de monitorear los indicadores en función de la realidad de los sistemas financiados. Estos cambios contribuyeron a mejorar el monitoreo del proyecto a través del PMR y no afectaron la lógica vertical, sino por el contrario, contribuyeron a superar algunas de metas de resultados inicialmente previstas al incluir nuevas SE y LT en los ST previstos en diseño con un menor alcance.

En función del alcance de la MR reflejada en el PMR, la evaluación final, y las evaluaciones expost independientes (socio-ambiental, económico-financiero-fiduciaria) en este PCR se analizan los resultados alcanzados por el proyecto con corte a junio de 2015. El avance logrado, que se presenta en la Tabla 2, muestra que los cinco productos del Componente I, fueron construidos. Los productos del Componente II, consistiendo en consultorías, capacitación y equipos han sido entregados en su totalidad de conformidad con los ajustes reflejados en el PMR previamente aprobados por el Banco. Las consultorías contratadas bajo el componente II fueron las siguientes: Adquisiciones de licencias para el ERP IFS, adquisiciones de equipos practica seguridad perimetral ERP IFS, capacitación en dirección de proyectos.

---

<sup>10</sup> Expresado en los parámetros: voltajes en barras, factores de potencia, cargabilidad de transformadores y líneas.

**Tabla 1. Cambios a la Matriz de Resultados**

Sección de la Matriz de Resultados donde los cambios se llevaron a cabo	Indicador Original	Indicador Modificado	Tipo de cambio	Razones para el cambio	Fecha de cambio <sup>11</sup>	Fecha de cambio acordado con la entidad ejecutora <sup>12</sup>
Productos/ Componente I	Sistema de Transmisión Motupe-Cumbaratza	Sistema de Transmisión Cuenca-Loja-Cumbaratza integrado	Alcance de la actividad	Se redefinió el indicador. El cambio permitió responder a las necesidades de contar con un sistema ampliado con 4 SE y una LT. El sistema anterior solo consideraba una LT y dos SE.	Julio 2011	Mayo 2011
Producto/ Componente I	Ampliación de Bahía de 69 kV en Cuenca LT Motupe-Yanacocha	Sistema de Transmisión Cuenca-Loja-Cumbaratza integrado	Se fusionaron las actividades bajo una actividad mayor	La SE en cuenca y la LT Motupe-Yanacocha se integraron en un sistema más amplio. No aparecen en el PMR pero como reportado y confirmado en el informe final y visita de campo, si se construyeron.	Julio 2011	Mayo 2011
Producto, componente I	Subestación Quinindé	Subestación Quinindé ampliada	Definición de producto	Se buscó definir el producto en forma más adecuada y específica	Julio 2011	Mayo 2011
Producto, componente I	Sistema de Transmisión Santa Rosa-El Inga-Pomasqui	Sistema de Transmisión Santa Rosa-El Inga-Pomasqui integrado	Definición de producto	Se buscó definir el producto en forma más adecuada y específica	Julio 2011	Mayo 2011
Producto, componente I	Sistema Lago Chongón-Santa Elena	Línea de Transmisión Lago de Chongón – Santa Elena interconectado	Definición de producto	Se buscó definir el producto en forma más adecuada y específica	Julio 2011	Mayo 2011
Producto, componente II	Revisión y Actualización del Plan Estratégico	N/A	Alcance del producto	Fue sacado del proyecto e integrado bajo el Plan de Modernización de la Empresa financiado con recursos de contraparte. <sup>13</sup>	Julio 2011	Mayo 2011
Producto, componente II	Ampliación Sistema Integrado de Información.	Sistema integrado de información ampliado.	Alcance del producto	Se amplió su alcance para considerar la sub-actividad: Equipos de seguridad para el SII.	Julio 2011	Mayo 2011
Producto, componente II	Definición de la estructura organizacional de CELEC EP del Mapa de Procesos, y de los indicadores de gestión para los procesos.	N/A	Alcance del producto	Fue sacada del proyecto e integrada bajo el Plan de Modernización de la Empresa financiado con recursos de contraparte.	Julio 2011	Mayo 2011

<sup>11</sup> Para el proyecto EC-L1070 la fecha de cambio fue durante el proceso de aprobación del PMR.

<sup>12</sup> Para el proyecto EC-L1070 la fecha de cambio acordado con la unidad ejecutora fue durante el proceso de elegibilidad.

<sup>13</sup> El OE de reciente creación al momento de la preparación de la operación, inicio de manera acelerada la implementación del Plan de Modernización de la Empresa, con lo cual varias de las actividades de este componente fueron absorbidas bajo el nuevo plan con un mayor alcance. La evaluación expost de capacidades evidencia su ejecución con recursos de aporte local. Esto aplico para todos los productos modificados en el Componente II.

Sección de la Matriz de Resultados donde los cambios se llevaron a cabo	Indicador Original	Indicador Modificado	Tipo de cambio	Razones para el cambio	Fecha de cambio <sup>14</sup>	Fecha de cambio acordado con la entidad ejecutora <sup>15</sup>
Producto, componente II	Diseño de los procesos y procedimientos para Ejecución de proyectos.	Equipos de seguridad para el sistema integrado de información – SII instalados.	Alcance del producto	Diseño de los procesos y procedimientos para ejecución de proyectos. Fue sacada del proyecto e integrada bajo el Plan de Modernización de la Empresa financiado con recursos de contraparte.	Julio 2011	Mayo 2011
Producto, componente II	Definición y puesta en marcha de un plan de capacitación.	Plan de capacitación implementado.	Alcance del producto	Se adecuó el título de la actividad considerando que la definición ya estaba hecha. Solo se monitoreó su implementación.	Julio 2011	Mayo 2011

<sup>14</sup> Para el proyecto EC-L1070 la fecha de cambio fue durante el proceso de aprobación del PMR.

<sup>15</sup> Para el proyecto EC-L1070 la fecha de cambio acordado con la unidad ejecutora fue durante el proceso de elegibilidad.

**Tabla 2. Matriz de Productos Alcanzados<sup>16</sup>**

Producto/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Medio de Verificación	Metas y Resultados Alcanzados			Fecha en la que las metas fueron alcanzadas
Componente I: Ampliación de la Infraestructura de Transmisión								
P1. SE Móvil disponible	SE disponible (0/1)	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015	
					Valor de Meta revisado	N/A		
					Valor alcanzado	1 <sup>17</sup>		
P2. SE Quindiné ampliada	SE conectada (0/1)	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015	
					Valor de Meta revisado	N/A		
					Valor alcanzado	1 <sup>18</sup>		
P3. ST Santa Rosa - El Inga - Pomasqui integrado	Sistema conectado y disponible (0/1)	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015	
					Valor de Meta revisado	N/A		
					Valor alcanzado	1		
P3.1 SE El Inga conectada y disponible en el SNI.	SE interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015	
					Valor de Meta revisado	N/A		
					Valor alcanzado	1		
P3.2 SE Pomasqui II conectada y disponible en el SNI.	SE interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015	
					Valor de Meta revisado	N/A		
					Valor alcanzado	1		

<sup>16</sup> Avance físico con corte 31 de mayo 2015. Logros técnicos obtenidos con simulaciones del SNT basadas en proyecciones para diciembre 2015. Los supuestos están descritos en la Evaluación Final del Programa, p.17.

<sup>17</sup> Al cierre del proyecto, la SE Móvil se encuentra en operación dentro de la SE Loja abasteciendo la Unidad de Distribución de CELEC en dicha ciudad.

<sup>18</sup> La SE Quindé está finalizada y entró en operación durante la preparación de este documento.

Producto/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Medio de Verificación	Metas y Resultados Alcanzados		Fecha en la que las metas fueron alcanzadas
P3.3 LT Sta Rosa - El Inga- Pomasqui II al SNI.	LT interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
P4.LT Lago de Chongón - Santa Elena interconectado	Km de avance	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	82	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	82 <sup>19</sup>	
P5. ST Cuenca - Loja - Cumbaratza integrado	Sistema (0/1)	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
P5.1 SE Loja ampliada, conectada, disponible al SNI.	SE interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2013
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
P5.2 SE Cumbaratza conectada, disponible al SNI.	SE interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
P5.3 SE Yanacocha (seccionamiento) conectada, disponible al SNI.	SE interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
P5.4 SE Cuenca ampliada, conectada, disponible al SNI.	SE interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2013
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
P5.5 LT Cuenca-Loja-Cumbaratza conectadas al SNI.	LT interconectada	0	2011	Informe final del proyecto y visita de campo	Valor de Meta Original	1	2013
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
Componente II. Modernización de la gestión del servicio de transmisión:							
2.1 P2.1 Sistema integrado de información ampliado	Sistema	0	2011	Informe final del proyecto	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
2.3 P2.2 Equipo de seguridad para el sistema integrado de información	Sistema	0	2011	Informe final del proyecto	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	
2.4 P4 Plan de capacitación implementado <sup>20</sup>	Plan	0	2011	Informe final del proyecto	Valor de Meta Original	1	2014
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1	

<sup>19</sup> Obra completada, diseñada para 230 kV pero operada actualmente a 138 kV como previsto.

<sup>20</sup> La numeración de los productos se incluye respetando la secuencia mostrada en el PMR.



**Tabla 3. Matriz de Resultados Alcanzados**

Resultados/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Medio de Verificación	Metas y Resultados Alcanzados		Fecha en la que las metas fueron alcanzadas
Indicador #1. Demanda incremental abastecida con las nuevas instalaciones del SNT, asociadas al Programa de Transmisión (MWh/mes)	MWh/mes	0	2011	Informe final del proyecto	Valor de Meta Original	60.105	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	61.927	
Indicador #2. Capacidad de reserva de transmisión para atender la demanda del SIN <sup>21</sup> asociadas al Programa de Expansión (MVA).	MVA	350	2011	Informe final del proyecto	Valor de Meta Original	1.074	2015
					Valor de Meta revisado	N/A	
					Valor alcanzado	1.295	

<sup>21</sup> Capacidad de reserva entendida como la nueva capacidad de transformación en el SNT aportada por el proyecto.

### c. Análisis de la Atribución de los Resultados

El proyecto no consideró el desarrollo de una evaluación de impacto, sin embargo con el fin de determinar la contribución de las inversiones realizadas de manera directa sobre los resultados alcanzados, ARCONEL llevó a cabo un análisis técnico<sup>22</sup> para cada producto financiado a través del cual generó corridas de flujos de potencia en corriente alterna, con el sistema *Power Factory*, tomando en cuenta las siguientes consideraciones: (i) demanda máxima del SNI y condiciones de estiaje (octubre 2015 a marzo 2016); y (ii) entrada en operación de dos turbinas del nuevo proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, además de los otros proyectos hidroeléctricos comisionados en 2015.

Los resultados medidos como parte del estudio y según el producto analizado incluyó: capacidad de reserva de transformación; perfil de voltaje; demanda incremental abastecida; pérdidas de potencia y nivel de cargabilidad. La Tabla 4 muestra que la suma total del aporte de cada producto financiado a los indicadores de resultados de Capacidad de reserva<sup>23</sup> y de la Demanda incremental abastecida, es igual a los valores reportados en el PMR. La capacidad de transmisión aumentada en 945 MVA con relación a la línea de base del proyecto representa 10% de la capacidad total actual de transformación del SNT. La demanda incremental<sup>24</sup> abastecida de 61,927 MWh/mes representa aproximadamente 5% de la demanda esperada en 2015<sup>25</sup>. En el informe final se menciona que 50% de las obras realizadas del PET en 138 y 230 kV del período 2011-2015 fueron financiadas con el proyecto.

**Tabla 4. Resultados alcanzados por producto<sup>26</sup>**

COMPONENTE I - AMPLIACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN	Nivel de Objetivo		
	Línea Base (2010)	Meta prevista	Meta alcanzada
<b>1. Subestación Móvil disponible</b>			
Reserva de transformación móvil disponible en SNT (MVA)	32	112	152
<b>2. Subestación Quinindé ampliada</b>			
Capacidad de reserva de la SE Esmeraldas para atender la demanda de su área de influencia (MVA)	76	84	89
Demanda incremental abastecida desde la SE Quinindé (MWh/mes)	0	11.565	12.240
Perfil de voltaje (mínimo) en la barra de 69kV de Quinindé (pu)	0.95	1	1

<sup>22</sup> [Anexo Técnico](#) generado a partir de la evaluación final del proyecto preparada por ARCONEL.

<sup>23</sup> En este caso se entiende capacidad de reserva como la nueva capacidad de transformación en el SNT aportada por el proyecto.

<sup>24</sup> Las nuevas subestaciones proveerán un suministro de electricidad confiable en su área de influencia, lo cual permitirá a los usuarios incrementar el consumo de electricidad pues en ausencia del proyecto no se dispondría de capacidad suficiente para atender la totalidad de la demanda.

<sup>25</sup> La demanda de energía eléctrica en el país en 2015 es de aproximadamente 18.000 GWh- Fuente: ARCONEL.

<sup>26</sup> La tabla 4 detalla los resultados obtenidos por producto en cuanto a: capacidad de reserva, demanda incremental abastecida, nivel de cargabilidad, perfil de voltaje, pérdidas máximas.

<b>3. Sistema de Transmisión Santa Rosa-El Inga-Pomasqui integrado</b>			
Capacidad de reserva para atender la demanda de la zona norte del S.N.I. a través de la SE Pomasqui (MVA)	117	477	412
Nivel de cargabilidad máximo por circuito de la LT Santa Rosa-Pomasqui I, 230kV (%)	38	14	20
Demanda Incremental abastecida desde la SE El Inga (MWh/mes)	0	40104	49680
<b>4. Línea de transmisión Lago Chongón - Santa Elena interconectado</b>			
Capacidad de reserva de la LT Pascuales - Santa Elena para atender la demanda de la Península de Santa Elena (MVA)	72	252	463.16
Pérdidas máximas de potencia en la LT Pascuales-Santa Elena 138kV (MW)	5.5	2.7	0.61
<b>5. Sistema de transmisión Cuenca-Loja-Cumbaratza integrado</b>			
Capacidad de reserva de la LT Cuenca-Loja para atender la demanda de las provincias de Loja y Zamora Chinchipe (MVA)	53	149	179
Nivel de cargabilidad máximo en el transformador 138/69kV de la SE Loja (%)	67	69	1
Nivel de cargabilidad máximo por circuito de la LT Cuenca-Loja, 138kV (%)	47	25	31.5
Demanda Incremental abastecida desde la SE Cumbaratza (MWh/mes)	0	8.4	7.9

A continuación se presenta mayor detalle de la contribución que traen los distintos productos entregados por el proyecto:

**Subestación Móvil (P1):** Al momento de su adquisición la SE Móvil contribuyó a reducir cortes de electricidad en los transformadores de 138/69 kV de la Provincia de Loja. A partir del segundo semestre de 2015, forma parte del plan de emergencia para respaldar la continuidad del servicio eléctrico en la Provincia de Cotopaxi, ante los primeros efectos por la actividad del Volcán Cotopaxi.

**Subestación Quinindé (P2):** Con su entrada en operación esta subestación contribuye a satisfacer la demanda en la zona de Quinindé y Chone, evitando la saturación del alimentador de 69 kV que abastece la SE Esmeraldas y facilitando un nuevo punto de entrega de energía desde el SNT a la provincia de Esmeraldas que se encontraba restringida en suministro eléctrico.

**Sistema Santa Rosa-el Inga-Pomasqui (P3):** Este nuevo sistema de transmisión contribuye a: (i) responder a la demanda incrementada del oriente de Quito, la cual incluye la demanda del nuevo aeropuerto y la de sus alrededores que comprende una zona de gran desarrollo económico y poblacional; (ii) reducir la vulnerabilidad del sistema de sub-transmisión de la

Empresa Eléctrica de Quito que presentaba saturación en 46/23 kV; (iii) a evacuar parte de la energía del nuevo proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair en la zona norte del SNT; y (iv) fortalecer la capacidad de intercambio eléctrico con Colombia a través de la SE el Inga.

**Línea Lago Chongón –Santa Elena (P4):** La entrada en operación de esta LT garantiza: (i) la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la península de Santa Elena; (ii) da confiabilidad a la evacuación de la generación de electricidad de las plantas localizadas en Santa Elena; y (iii) contribuye a reducir la generación térmica local antes desconectada del SNI.

**Sistema Cuenca – Loja –Cumbaratza (P5):** Este sistema contribuye: (i) a abastecer la demanda incremental en el área sur del país, (ii) a garantizar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Sur, (iii) da confiabilidad a la evacuación de la generación eléctrica de las plantas localizadas en la zona; y (iv) a mitigar las pérdidas eléctricas por saturación de circuitos.

#### **d. Resultados Imprevistos**

El proyecto no generó efectos no-previstos relevantes durante su ejecución.

### **2.2 Eficiencia**

En secciones previas se evaluó el alcance de los productos y resultados del proyecto confirmando los beneficios obtenidos en términos de demanda abastecida y capacidad nueva del SNI. El incremento de costos por las razones expuestas anteriormente<sup>27</sup> justifica las metas alcanzadas y rebasadas y se mantienen dentro de la conveniencia de las inversiones como se revisa más adelante.

El costo total original del programa fue de US\$65.600.000, de los cuales el financiamiento BID sumaba US\$64.700.000. A la fecha estos recursos han sido desembolsados al 100%. El aporte local original de US\$900.000 cubría el rubro “Otros Costos”, lo que incluía intereses, auditorías, imprevistos y contingencias. El aporte local fue incrementado y reconocido por el BID hasta un total de US\$17.419.840, de la siguiente forma: (i) Otros Costos por un total de US\$6.902.757, debido al IVA generado por los contratos bajo Componentes I y II, que fue asumido por la contraparte<sup>28</sup>; y (ii) inversión por un total de US\$10.517.082 bajo el Componente I para cubrir el costo de cambios y obras adicionales necesarias para adecuar los diseños a las demandas progresivas del SNT. Como resultado, el costo total del proyecto aumentó a US\$82.119.839, un incremento de 25.2%.

Los ajustes al Componente II se tradujeron en una reducción del financiamiento BID de US\$1.370.400 a US\$1.048.192, la diferencia fue transferida al Componente I, cuyo total final ascendió a US\$63.506.656. Cabe destacar que el ahorro en el Componente II se logró

<sup>27</sup> Se observaron cambios en los diseños de las obras, que incluía inicialmente 97% de los recursos del proyecto. Estos cambios se hicieron como parte de las medidas de mitigación social y ambiental; apoyo para avanzar en obras críticas que no habían sido construidas con inversiones paralelas del GdE y necesarias para la entrada en operaciones de las obras del proyecto. El incremento de los costos del proyecto financiado con aporte local, también reflejan ajustes en los precios referenciales<sup>27</sup> al adjudicar los contratos de obras, y el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), no incluido en el diseño original del proyecto.

<sup>28</sup> El reconocimiento del IVA como aporte local no fue considerado en el diseño de la operación. Durante la ejecución del proyecto, la Unidad de Ejecución de la reciente creada CELEC EP-Transelectric requería del reconocimiento por parte del Ministerio de Finanzas y como consecuencia en el proyecto, de los recursos asociados al IVA para poder iniciar el proceso de licitación y construcción de las obras.

principalmente porque algunos productos originales fueron financiados por el ejecutor con recursos propios. La Tabla 5 resume los ajustes del presupuesto a nivel de productos y componentes.

La ejecución financiera del proyecto refleja ahorros de 26% en el producto P1 (SE Móvil) y de 16% en P4 (LT Chongón – Santa Elena). Por otro lado, hubo incremento de 23% en el costo de la SE Quinindé debido principalmente a la ampliación de las obras civiles. La construcción de los S/T integrados P3 (Santa Rosa – El Inga – Pomasqui) y P5 (Cuenca – Loja – Cumbaratza) dio lugar a incrementos de 16% y 58% respectivamente. Condiciones del terreno y demandas sociales en los sitios de las SE Cumbaratza y Yanacocha hicieron necesarios ajustes en las obras civiles, implicando un incremento de costos de material y construcción. También se amplió el alcance de las obras civiles y equipamientos en las SE El Inga y Yanacocha para responder al incremento de nueva generación.

Dado que el diseño del proyecto incluyó una evaluación económica financiera para evaluar la conveniencia de las inversiones, con el fin de poder confirmar los resultados obtenidos y los supuestos considerados, este PCR contempla una evaluación ex post económica-financiera de los proyectos implementados bajo el Componente I, la cual se concluyó en septiembre 2015. Para esta evaluación se identificó el tipo de impacto en el servicio de electricidad que tiene cada uno de sus cinco productos principales, y se realizó una evaluación del retorno financiero y económico de cada uno de ellos. Finalmente, con el agregado de costos y beneficios de los cinco productos, se realizó la evaluación global del proyecto. Se partió de los análisis técnicos de demanda, flujo de carga y simulaciones del despacho de carga en el SNT realizados por CELEC-Transelectric para la actualización del PET 2014-2023 y se obtuvieron las proyecciones necesarias para estimar los costos y beneficios asociados a cada producto, a nivel anual durante el período 2012 - 2023. Los resultados obtenidos en los últimos años se extrapolaron durante el resto de la vida útil de los mismos, estimada en 40 años. La evaluación del retorno económico se realizó tanto a precios de mercado como a precios de eficiencia utilizando Relaciones de Precios Cuenta (RPC) actualizados para este estudio.

Se partió de la base de que las obras que conforman cada proyecto están contenidas en la expansión de costo mínimo de los sistemas de transmisión del Ecuador y se realizó un análisis marginal para estimar los beneficios y costos asociados a cada proyecto individual el cual consistió en comparar las situaciones "con" y "sin" cada producto, manteniendo incluidas todas las obras restantes. Estos se estimaron en dólares constantes de junio de 2015.

**Tabla 5. Costos del Proyecto**

Comp.	Producto	Costo Total Planeado (US\$) (2011)				Costo Total Revisado (US\$) (abril 2015)				Costo Total Actual (US\$) (cierre 2015)			
		BID	Local	Total	%	BID	Local	Total	%	BID	Local	Total	%
<b>CI</b>	P1. SE Móvil disponible	4.002.754	-	4.002.754	6%	1.798.434	-	1.798.434	3%	1.801.781	1.163.599	2.965.380	4%
	P2. SE Quinindé ampliada	6.234.601	-	6.234.601	10%	7.198.762	-	7.198.762	11%	7,645.044	-	7.645.044	9%
	P3. ST Santa Rosa - El Inga - Pomasqui integrado	25.456.758	-	25.456.758	39%	25.776.805	-	25.776.805	39%	28.460.327	653.830	29.114.156	35%
	P4. LT Lago de Chongón - Santa Elena interconectado	11.383.777	-	11.383.777	17%	9.304.520	-	9.304.520	14%	9.589.157	-	9.589.157	12%
	P5. ST Cuenca - Loja - Cumbaratza integrado	15.618.110	-	15.618.110	24%	16.010.348	4.825.580	20.835.928	31%	16.010.348	8.699.653	24.710.001	30%
<b>CII</b>	2.1 P2.1 Sistema Integrado de información ampliado	1.370.000	-	1.370.000	2%	762.075	-	762.075	1%	762.075	-	762.074	1%
	2.3 P2.2 Equipo de seguridad para el sistema integrado de información	-	-	-	0%	-	-	-	0%	269.989	-	269.989	0.33%
	2.2 P4 Plan de capacitación implementado	400.000	-	400.000	1%	130.640	-	130.640	0.20%	161.280	-	161.280	0.20%
<b>Sub-Total (Componentes)</b>		<b>64.466.000</b>	<b>-</b>	<b>64.466.000</b>	<b>99%</b>	<b>60.981.583</b>	<b>4.825.580</b>	<b>65.807.163</b>	<b>99%</b>	<b>64.700.000</b>	<b>10.517.082</b>	<b>75.217.082</b>	<b>92%</b>
<b>Administración y Otros Costos<sup>29</sup></b>		-	900.000	900.000	1%	-	738.554	738.554	1%	-	6.902.757	6.902.757	8%
<b>Total (Proyecto)</b>		<b>64.466.000</b>	<b>900.000</b>	<b>65.366.000</b>	<b>100%</b>	<b>60.981.583</b>	<b>5.564.134</b>	<b>66.545.717</b>	<b>100%</b>	<b>64.700.000</b>	<b>17.419.840</b>	<b>82.119.839</b>	<b>100%</b>

<sup>29</sup> Intereses, auditorías, imprevistos/contingencias, y otros costos que no están relacionados con productos. Más el IVA generado por los contratos bajo Componente I.

Los conceptos de ingreso o beneficio que fue preciso evaluar para los proyectos correspondieron a: (i) ahorro de combustibles en el SNI debido a la eliminación de restricciones de transporte mediante la construcción de P3-Sistema Santa Rosa–El Inga-Pomasqui, permitiendo el despacho óptimo de la futura central de Coca Codo Sinclair, (ii) el aumento de consumo de electricidad en las zonas de influencias de los proyectos, (iii) la reducción de pérdidas eléctricas en el SNT, y (iv) el incremento de la confiabilidad en el servicio.

Como resultado de la evaluación financiera se calculó el Valor Presente Neto Financiero (VNPF) de cada producto por separado, estimados con una tasa de descuento del 7% en dólares constantes (similar al WACC estimado para las empresas de electricidad en Latinoamérica) y la Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF). Como resultado de la evaluación económica se presentan el Valor Presente de los Beneficios Netos Económicos a precios de mercado (VPN) y a precios de frontera o eficiencia (VPNE), ambos estimados con una tasa de descuento del 12% y la Tasa Interna de Retorno Económica a precios de mercado (TIR) y a precios de frontera (TIRE). Sobre el total de los cinco productos evaluados, se obtuvieron resultados financieros favorables (ver Tabla 5), con un Valor Presente Neto Financiero (VNPF) de US\$ 118,4 millones y una Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF) de 17.6%. La evaluación económica a precios de mercado arroja un VPN de US\$66.8 millones y una TIR de 22% y a precios de frontera una VPNE de US\$114.1 millones y una TIRE de 29.2%.

**Tabla 6. Evaluación económica financiera**

Producto	Resultados económicos-financieros US\$'000		
	VNPF (TIRF)	VPN (TIR)	VPNE (TIRE)
<b>Global Componente I</b>	<b>35,200 (17.6%)</b>	<b>66,813 (22.0%)</b>	<b>114,14 (29.2%)</b>
P1. Subestación Móvil disponible	227 (8.0%)	4.939 (45.6%)	4.119 (40.1%)
P2. Subestación Quinindé ampliada	7.010 (13.0%)	12.523 (25.9%)	6.261 (20.9%)
P3. Sistema de Transmisión ST Santa Rosa - El Inga - Pomasqui integrado	73.132 (19.6%)	29.435 (21.0%)	82.787 (33.3%)
P4. Línea de Transmisión Lago de Chongón - Santa Elena interconectado	13.662 (26.8%)	9.387 (30.5%)	16.527 (44.7%)
P5. Sistema de Transmisión Cuenca - Loja - Cumbaratza integrado	24.073 (13.8%)	9.529 (17.2%)	4.452 (14.7%)

En la evaluación expost la estimación de beneficios se realizó desde el panorama del sector eléctrico que visualiza el PET 2014-2023, mientras que la evaluación inicial exante, que se realizó en el año 2010<sup>30</sup>, se obtuvo con las proyecciones de la época, parte de las cuales se aprecia en el PET 2009-2020. La evaluación expost de los productos se realizó una vez construidos los mismos en forma tal que desde el punto de vista de costos de inversión, conformación técnica y oportunidad de ejecución se pudieron identificar con relativa certeza. La evaluación expost abarcó un análisis financiero y económico (este último tanto a precios de mercado como a precios eficiencia), mientras que la evaluación exante se refirió exclusivamente al enfoque económico.

La evaluación expost confirma la viabilidad económica-financiera del proyecto en su totalidad. Un análisis de sensibilidad muestra que es robusta aún ante reducciones del 15% en la valoración del corte programado, que es el principal factor de incertidumbre de la evaluación.

<sup>30</sup> Apoyo al Programa de Inversiones en Transmisión de Electricidad - Proyecto EC-L1070. Evaluación Económica. Informe Final. Ignacio Coral. Julio de 2010.

Con objeto de evaluar el efecto de los cambios en los costos de inversión de los productos P1 a P5, sería preciso un análisis detallado de los cambios en alcance de los diseños previo a una revisión de los precios referenciales manejados por el sector. Este ejercicio es diferido al aporte local. Considerando los resultados de la evaluación económico-financiera expost y la priorización de las obras en función de beneficios marginales, se concluye que la inversión de los recursos BID bajo esta operación fue oportuna.

## **2.3 Pertinencia**

Con el alcance de las metas de los indicadores acordados, el PCR confirma la pertinencia del proyecto como instrumento para contribuir a los objetivos estratégicos y sectoriales de Ecuador según los lineamientos establecidos en el PME 2013-2022. El PME describe el crecimiento de la demanda eléctrica en los últimos años y la proyección al año 2022, lo cual confirma la dinámica del sector eléctrico y la necesidad de apuntalar con nuevos recursos los cambios que permitan responder a la demanda incremental, tal como se observó durante la ejecución del proyecto.

El proyecto fue muy relevante al apoyar las siguientes metas y objetivos establecidos por el PME: (i) facilitar el Cambio de la Matriz Energética del país, al construir la infraestructura para asegurar la evacuación de la nueva generación hidroeléctrica agregada al SNI; (ii) lograr la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector en cumplimiento con los compromisos voluntarios del Ecuador bajo la Convención Marco para el Cambio Climático (CMNUCC); (iii) mediante el impacto del servicio eléctrico en la población, servicios públicos y sistemas productivos al atender la demanda incremental en cumplimiento con las normas de calidad; (iv) incrementar la eficiencia en el uso de energías primaria, implicando ahorros en costos operativos (combustible para generación térmica evitada) y costos de capital (postergación de nuevos centrales); (v) reducir los costos de operación y mantenimiento del SNT y los sistemas de subtransmisión y distribución; y (vi) facilitar la incorporación de nuevas cargas que promuevan la sustitución de combustibles fósiles por electricidad en el país (como el PNCE, transporte público eléctrico, proyecto de optimización de la generación eléctrica en la actividad petrolera, entre otros, transporte de combustibles con bombas eléctricas).

Se destaca que el proyecto representa aproximadamente 50% de los recursos invertidos en el SNT en el período 2011-2015 (niveles 138 kV y 230 kV), lo cual demuestra su pertinencia y el importante rol del Banco en el sector. Se mantiene la necesidad de seguir fortaleciendo la capacidad del SNT para servir la demanda incremental (Indicador 1.1) y la cargabilidad de los puntos críticos del SNT identificados y priorizados en el PET y estudios de soporte (Indicador 2.1). El apoyo del Banco en la continuidad del desarrollo de infraestructura de transmisión y distribución con la participación de otros organismos multilaterales<sup>31</sup>, confirma la pertinencia del proyecto y demuestra la importancia de fuentes de financiamiento externas para el Ecuador.

De igual manera, es importante resaltar que a lo largo de la ejecución de la operación el proyecto fue capaz de ajustarse y responder a las necesidades del país y a requerimientos nuevos que ayudaron a fortalecer la ejecución. Los ajustes en la matriz de resultados reflejan que ST completos son más efectivos que LT o SE separadas como estaba en la matriz original. Estos cambios también obedecen a la necesidad de responder al sector en cuanto a demanda de energía en puntos específicos, disminución de cargabilidad, e interconexión de sistemas que

---

<sup>31</sup> El apoyo incluye entre otras inversiones para el reforzamiento del SNT y del Sistema Nacional de Distribución a través de las operaciones: EC-L1117, EC-L1136 y EC-L1147.



previamente estaban aislados entre otros. Los cambios realizados en el Componente II, y que fueron detallados previamente, también demuestran la capacidad del proyecto de responder a un cambio en las necesidades locales y de ajustarse y la contribución a los objetivos de fortalecimiento de la gestión originalmente planteados.

## 2.4 Sostenibilidad

Durante la ejecución del proyecto se identificaron tres categorías de riesgos:

- **Fiduciario:** Bajo el riesgo fiduciario se previó una baja capacidad institucional, retraso en las adquisiciones o imposibilidad de hacerlas, dificultad en el manejo de licitaciones complejas y retraso en la entrega de suministros y/o equipos. Para mitigar estos riesgos se llevaron a cabo cursos continuos en el uso de las políticas de adquisiciones del Banco y se acompañó al ejecutor en la elaboración de pliegos de licitación internacional. A pesar de esto, se observaron atrasos en los procesos de aprobación de los procesos licitatorios por parte del ejecutor dado que el departamento de adquisiciones de CELEC EP-Transelectric manejaba todas las adquisiciones de la Unidad de Negocio, los procesos generados en el proyecto se tramitaban según el orden en el que iban ingresando, generándose un cuello de botella para el proyecto. La entrega de la LT Motupe-Yanacocha y de la SE móvil evidenciaron esta situación. Si bien la Unidad de Negocios Transelectric cuenta con amplia experiencia en la construcción de sistemas de transmisión, la gestión socio-ambiental fue débil y también contribuyó a atrasos en la entrega de algunas obras contratadas.
- **Gestión pública y gobernanza;** en este sentido se previeron atrasos en el arranque del componente II; pretensiones adicionales frente a la construcción de las obras por parte de los propietarios; y afectación de sistemas fiduciarios por cambios organizacionales. Se acordó con el ejecutor la implementación, con recursos de aporte local, de algunas actividades del componente II bajo la iniciativa e-MIG, a través de la cual se desarrolló un análisis de la estructura y gobernanza de CELEC EP y de todas unidades de negocio, incluyendo CELEC-Transelectric. Los resultados finales evaluados de forma independiente en el informe fiduciario expost de este PCR, confirmaron alineamiento con los objetivos y metas del proyecto como se explica en la sección de efectividad de este documento. El componente II se ejecutó dentro del tiempo original de vigencia del contrato de préstamo. Por otro lado, si se confirmaron pretensiones nuevas de los propietarios durante el desarrollo de la obras contratadas, y que contribuyeron a atrasos en la entrega de los productos del proyecto. Sin embargo, con la publicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de la Energía Eléctrica (LOSPEE), se establece un mecanismo de mitigación para futuros proyectos, al aprobarse los lineamientos legales para el desarrollo prioritario de la infraestructura eléctrica que beneficie al país, con apego a las normas sociales y ambientales.
- **Sustentabilidad ambiental y social.** Bajo la sustentabilidad ambiental y social, se anticiparon demoras en la aprobación de permisos ambientales; redefinición de áreas protegidas en zonas del proyecto; y liberación de franja de servidumbre en algunos proyectos, principalmente. Si bien el proyecto logró contar a tiempo con los permisos ambientales, si hubo demoras en la liberación de franjas de servidumbre por nuevos propietarios de terrenos, de los cuales ya se contaban con el acuerdo previo de propietarios originales. Para mitigar estos riesgos en futuros proyectos, el ejecutor elaboró informes de seguimiento de los problemas encontrados y que contribuyeron a enriquecer los nuevos lineamientos legales aprobados a través de la LOSPEE, además

de haber fortalecido su estructura de gestión social y ambiental de la unidad de negocio Transelectric.

La sostenibilidad del proyecto toma relevancia a nivel de resultados ya que estos representan cambios positivos en las condiciones de desarrollo del sector y del país. A largo plazo, la sostenibilidad de los resultados alcanzados con el proyecto, depende de la gestión oportuna del Se estima que la sostenibilidad de los resultados y productos es positiva, dado el contexto de continua modernización e inversión en el sector.

SNT, y del SNI en general, para mantener y expandir el servicio eléctrico a la sociedad. El único factor relevante considerado como un posible riesgo para la sostenibilidad del proyecto podría ser la falta de cumplimiento de las inversiones del PMR. La contribución de recursos adicionales en paralelo permitió responder a las necesidades cambiantes del entorno social, ambiental, climático y económico, de los proyectos de transmisión, facilitando el alcanzar y en algunos casos superar las metas establecidas. La existencia de recursos de inversión que permiten avanzar en el fortalecimiento del SNT, incorporar nuevas fuentes de generación hidroeléctrica, mejorar los índices de calidad, disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados, y reducir los costos del servicio para los usuarios y la nación ecuatoriana, es fundamental en la sostenibilidad del sector.

En los últimos años, el GdE ha destinado inversiones significativas en el sector bajo la iniciativa nacional de Cambio de la Matriz Energética que busca duplicar la oferta eléctrica con fuentes renovables. Estas inversiones han incluido la construcción de 8 proyectos hidroeléctricos emblemáticos, además de la primera central de generación eólica Villonaco de 16 MW de capacidad. De la misma manera con recursos de fiscales y de financiamiento internacional (EximBank China, BID, AFD, CAF) se mantienen las inversiones para el reforzamiento del SNT y del Sistema Nacional de Distribución a través de las operaciones: Proyecto 500 kV, EC-L1117, EC-L1136 y EC-L1147. Se espera que los beneficios macroeconómicos esperados en la balanza comercial por implementación de estas inversiones en el sector contribuyan a desplazar el uso de combustibles fósiles en la generación y el sector residencial, lo que confirma la pertinencia de las inversiones del proyecto y el compromiso del sector de asegurar su sostenibilidad. Este sería el único riesgo de los analizados en esta sección que podría representar un problema de sostenibilidad para el proyecto.

### **III. Criterios no centrales**

#### **3.1 Contribución a los Objetivos Estratégicos del Banco**

El proyecto contribuye a los objetivos estratégicos y prioritarios del Noveno Aumento General de Capital (GCI-9) del BID al (i) apoyar a países pequeños y vulnerables, dado que Ecuador es uno de los 19 países clasificados por el Banco como pequeños y vulnerables; (ii) apoyar a las iniciativas de cambio climático, energía sostenible y sostenibilidad del medio ambiente, dado que el proyecto incluye actividades para mejorar la eficiencia energética, mejorar el suministro de energía y la sostenibilidad ambiental al mejorar la capacidad de transmisión y así poder transportar de forma eficaz energía renovable producida principalmente por plantas hidroeléctricas; y (iii) apoyar a la cooperación e integración regional, dado que el proyecto apoya la interconexión eléctrica regional al fortalecer la infraestructura de transmisión actual parque contribuye con un mayor intercambio de energía con Colombia.<sup>32</sup>

<sup>32</sup> La nueva capacidad de transformación instalada en Pomasqui para garantizar el suministro confiable del servicio en la zona norte fortalecerá la capacidad de intercambio de potencia con Colombia. Así mismo el proyecto

### **3.2 Contribución a los Objetivos de Desarrollo de la Estrategia de País**

El proyecto fue diseñado en línea con los objetivos de la estrategia del Banco con Ecuador 2008-2011 (GN-2490) que promovía el apoyo a la infraestructura productiva y como uno de sus objetivos estratégicos el desarrollo de un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía disponible, que garantice un suministro eléctrico confiable y de calidad. A través de la evaluación final del proyecto se confirma el alineamiento con este objetivo dado que las inversiones ejecutadas garantizan el suministro eléctrico hacia los centros de desarrollo industrial, comercial y agrícola como fue explicado en secciones anteriores. Asimismo, la ampliación de la capacidad de transmisión, junto con la reducción de pérdidas y la mejora en la confiabilidad del sistema, lleva a menores costos de entrega y en conjunto a una mayor productividad, mayor actividad económica y competitividad para el país.

Igualmente el proyecto está alineado con los objetivos de la estrategia de país 2012-2017 GN-2680-2 que promueve el desarrollo de una estrategia energética sostenible que facilite el adecuado suministro de energía, contribuya a la diversificación en la capacidad de generación, mejore la confiabilidad del sistema, promueva la eficiencia energética y el incremento de la cobertura eléctrica. El proyecto contribuye con estos objetivos a facilitar el transporte eficiente de los nuevos proyectos hidroeléctricos y eólicos hacia los principales centros de demanda del país, mejorar la calidad del servicio por incremento de la capacidad de la infraestructura de transmisión, y aumento de la cobertura eléctrica al garantizar el suministro de electricidad en las subestaciones de las Empresas Eléctricas del país ([ver Anexo Técnico](#)).

### **3.3 Seguimiento y Evaluación**

#### **i) Diseño del Plan de Seguimiento y Evaluación**

El plan de Seguimiento y Evaluación (M&E, por sus siglas en inglés) contemplaba las siguientes actividades: (a) seguimiento de resultados y logros del proyecto, (b) seguimiento de actividades; (c) seguimiento administrativo y control, (d) evaluación. La MR es el instrumento base para dar seguimiento a los logros del proyecto. A nivel operativo, el monitoreo y supervisión del proyecto se extienden a: (i) el cumplimiento de los trabajos de los contratistas; (ii) la evaluación de los indicadores del proyecto; y (iii) la presentación de los indicadores con los aspectos técnicos, operativos, ambientales, sociales y financieros que permitan el monitoreo de la situación financiera de CELEC EP.

#### **ii) Implementación del plan de Seguimiento y Evaluación**

Los instrumentos de M&E incluyeron visitas técnicas semestrales del equipo del BID para revisar el avance del proyecto, misiones semestrales para el monitoreo de resultados, la revisión de auditorías contables y operacionales del proyecto; los mecanismos de reporte previstos, específicamente los informes semestrales y los PMR. Se realizó una evaluación de medio término cuando se comprometió el 50% de los recursos de financiamiento del BID, lo

---

Sistema Santa Rosa-El Inga-Pomasqui servirá para evacuar parte de la potencia que generara la nueva central hidroeléctrica Coco Codo Sinclair, principalmente en épocas de lluvias y evitar generación térmica forzada y fortalecerá la capacidad de intercambio de potencia con el sistema de Colombia.

cual se completó en noviembre de 2013. La evaluación de medio término fue contratada por el ejecutor a través de un proceso de licitación competitivo. Dentro de los principales hallazgos se encuentra: (i) confirmación del avance de las obras del P2, P3 y P4 según Plan Operativo Anual; (ii) no se había iniciado el proceso para la compra del P1 y para la construcción del P5; y (iii) el análisis sobre la estructura de CELE EP y sus unidades de negocio había sido terminado por la firma *PriceWaterHouse*. La información fue proporcionada por el Organismo Ejecutor: CELEC EP-Matriz y CELEC EP-Transelectric, las mencionadas instituciones presentaron la información requerida sin restricciones y de forma eficiente.

Al alcanzarse el 95% del desembolso, se programó una evaluación final, encargada por CELEC-Transelectric al Órgano Regulador y Control-ARCONEL, previo acuerdo del Banco. El informe correspondiente se presentó con alcance a junio 2015. Las principales conclusiones de esta evaluación forman parte de este documento de PCR. Ambos informes de evaluación de medio término y de fin de proyecto, pueden ser consultados en la sección de enlaces electrónicos del PCR.

### iii) Utilización del plan de Seguimiento y Evaluación

Los elementos esenciales para el monitoreo fueron el [Plan Operativo Anual \(POA\)](#), el [Plan de Adquisiciones \(PA\)](#) y el presupuesto, los cuales se actualizaron periódicamente para alimentar al PMR. La adquisición de bienes y obras fue supervisada de manera ex ante y de conformidad con lo establecido en el PA y Sección IV-A de la [Propuesta de Préstamo](#). Los procesos de licitación ejecutados fueron en su mayoría internacionales. El OE contrató los materiales y equipos en procesos separados a la construcción de los proyectos. Solo el ST Cuenca-Loja (SE + LT) se contrató con licitación pública nacional por el monto referencial inferior a US\$3,0 millones. Dado el tiempo requerido para preparar, evaluar y contratar procesos licitatorios por separado, en 2014 OE decidió licitar el tramo Yanacocha-Cumbaratza en la modalidad de proyecto llave en mano. La experiencia con este tipo de procesos fue exitosa para el OE, por lo que los nuevos proyectos de transmisión con nuevos financiamientos BID<sup>33</sup> están siendo licitados en esta modalidad.

Como parte del proceso de preparación de este PCR, se realizaron evaluaciones económica-financiera, fiduciaria, y socio-ambiental ex post. El PCR estima que la implementación de las herramientas de M&E fue satisfactoria, pero que existe espacio de mejora en el procesamiento de la información recabada por el OE para tomar acciones correctivas pertinentes. La capacidad de respuesta ante problemas durante la implementación de las obras debe reforzarse, lo cual quedó evidente en casos como la imposición de los derechos de servidumbre en el tramo de la LT El Inga-Santa Rosa y las negociaciones con propietarios para avanzar en la construcción (SE El Inga y Yanacocha). Aunque el fortalecimiento de capacidades de gestión de proyectos (componente II) pueda arrojar beneficios durante la implementación de futuras operaciones, debería seguir siendo un tema prioritario.

Existen una serie de barreras que trascienden las capacidades individuales del personal del OE, entre otros: (i) limitaciones en el mandato de su Unidad de Negocios Transelectric y sus respectivas gerencias para interactuar eficazmente con todos los actores; (ii) brechas en las metodologías para evaluar las compensaciones por imposición de servidumbre, en comparación con el valor económico percibido por el propietario (en ciertos casos); (iii) debilidades en el registro de la propiedad de la tierra, dificultando la imposición de derechos de servidumbre y/o enajenación de tierras; y (iv) debilidades en el marco institucional que defina la relación entre CELEC-Transelectric y los municipios, resultando en permisos de

---

<sup>33</sup> EC-L1117-Programa de Reforzamiento del SNT. Aprobado por el Directorio Ejecutivo del BID en junio de 2014.

construcción sujetos a condiciones a discreción de los últimos. Sin embargo, cabe mencionar que con la publicación de la nueva Ley Orgánica del Servicio Público de la Energía Eléctrica en 2015, varios de estos temas fueron revisados para priorizar la construcción de la infraestructura eléctrica a cargo de CELEC-Transelectric.

### **3.4 Uso de los Sistemas Nacionales**

La ejecución del proyecto estuvo a cargo de CELEC EP con el apoyo de su Unidad de Negocio Transelectric. En el proceso de transferencia de recursos del financiamiento estuvo involucrado el MEER y el Ministerio de Finanzas (MF). En el proceso de supervisión la tarea que lleva a cabo el MEER también estuvo respaldada por ARCONEL. Este nivel de integración facilitó la movilización de recursos de aporte local adicional. Por otro lado, se observaron procesos intra- e interinstitucionales complejos que dieron lugar a retrasos en la ejecución. En este aspecto, cabe señalar la limitada autonomía financiera y de gestión de Transelectric a raíz de su incorporación como Unidad de Negocio de CELEC EP.

La evaluación fiduciaria<sup>34</sup> presenta un análisis de las circunstancias y procesos relacionados con la ejecución del proyecto por CELEC-Transelectric. Punto de partida es la identificación de las debilidades institucionales al momento del diseño del proyecto en 2010, debido a la falta de definición de estructura organizacional y de procedimientos y manuales operativos, así como la ausencia de sistemas de control interno de la recién creada empresa CELEC EP. La evaluación concluye que los procesos internos de CELEC EP están en proceso de madurez, con avances significativos: (i) la elaboración de un nuevo plan estratégico 2016-2020 y estructura empresarial; y (ii) la creación de una oficina de proyectos (PMO) con la participación de los responsables de la Unidades de Negocio para impulsar la implementación de mejoras tempranas y la aplicación de buenas prácticas internacionales para la gestión de los proyectos. El avance observado en estos productos supera el compromiso del OE en el proyecto, donde se acordó únicamente la preparación o diseño de las estrategias para implementación.

Cabe observar que la elaboración del presupuesto de las inversiones en las obras debe pasar por el Plan Anual de Inversión (PAI) y el Presupuesto de la Nación, que son competencia de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) y del MF. Desde el año 2014 el ente que planifica la transmisión es el MEER (anteriormente era CONELEC). Transelectric y el Coordinador General del Proyecto (CGP) no tienen injerencia a este nivel para agilizar los procesos. Cuando se planificó el proyecto, no se contaba con el PET 2012-2016 como base para incorporar el proyecto en SENPLADES, por lo cual se decidió insertarlo en el Programa vigente de Ampliación del SNT de CELEC EP.

Un efecto no deseado de esta decisión fue, que el proyecto no quedara visible como programa con recursos financieros garantizados del BID, haciendo las obras innecesariamente objeto de revisiones del presupuesto fiscal, lo cual causó retrasos en la liberación de fondos. En 2014 CELEC EP debió recurrir al uso de fondos propios para cubrir obligaciones de contrato financiadas por el proyecto y así evitar incumplimientos, paralización de obras y multas; estos fondos fueron restituidos en el 2015. La identificación adecuada de futuras operaciones del BID ante SENPLADES, el oportuno reconocimiento del uso y destino de los recursos BID y una mejor comunicación interinstitucional podrían contribuir a agilizar la ejecución financiera a este nivel.

---

<sup>34</sup> Evaluación fiduciaria expost: Informe de Seguimiento y Lecciones Aprendidas, Alicia Ruales, Octubre 2015.

Otros aspectos fiduciarios relevantes incluyen<sup>35</sup>: (i) la rotación de personal del Equipo de Gestión del Proyecto (EGP); (ii) la ocupación sólo parcial de las posiciones de expertos señaladas en el Contrato de Préstamo; (iii) la falta de actualización de los procedimientos y responsabilidades en el MOP; y (iv) la necesidad de asignar personas clave para comunicación intra e interinstitucional. Para futuras operaciones, se sugiere la creación de un comité consultativo para dar seguimiento a los procesos y plazos establecidos y agilizar la coordinación.

### **3.5 Salvaguardias ambientales y sociales**

Los documentos del proyecto prevén posibles impactos socio-ambientales negativos moderados durante la fase de construcción de las nuevas SE y LT, y en menor grado durante su operación. En conformidad con la Política de Medio Ambiente y de Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703), el BID clasificó el Programa como Categoría “B” y activó, por las características del mismo, también las Políticas OP-704 escenario I y OP-765, requiriéndose la presencia a satisfacción del BID de Estudios de Impacto Ambiental (EIA) que incluyan un Plan de Manejo Ambiental y Social<sup>36</sup> (PMAS) para cada proyecto, la adopción de guías ambientales y sociales para el manejo de las inversiones asociadas al proyecto, y la adopción de un Sistema de Recepción y Resolución de Quejas y Reclamos.

Durante el periodo de ejecución del proyecto, ARCONEL mantuvo la responsabilidad del monitoreo de cumplimiento de las normas que en materia ambiental regulan los proyectos eléctricos, siempre y cuando estos no afectasen zonas protegidas<sup>37</sup>. CELEC EP - Transelectric mantuvo la obligación de prevenir, mitigar, remediar y/o compensar los impactos negativos en el ambiente, por el desarrollo de sus actividades de construcción, operación y mantenimiento. La evaluación ambiental y social expost<sup>38</sup> muestra que, en términos generales, el cumplimiento con las normas y buenas prácticas sociales y ambientales fue satisfactorio, limitándose los incidentes reportados a escombros y sustancias químicas no removidas o guardadas inadecuadamente, la falta de seguimiento y bitácora de materiales por parte de contratistas, y descuidos en la gestión de los sistemas contra incendios (generalmente cilindros caducos). Las irregularidades observadas son en gran medida debidas a temas de capacidad interna y la cultura de trabajo entre los contratistas.<sup>39</sup> Los jefes de obra y fiscalizadores de CELEC EP - Transelectric han trabajado continuamente para promover la adopción de las buenas prácticas y promover un cambio positivo entre el personal de los contratistas. La evaluación final muestra una mejora significativa en el cumplimiento de las obligaciones ambientales en las obras del proyecto entre 2013 y 2014<sup>40</sup>.

El Sistema de Atención de Quejas y Reclamos de Carácter Socio-ambiental, aprobado por CELEC-EP Transelectric el 17 de abril de 2012 en cumplimiento a lo dispuesto en el Contrato de Préstamo<sup>41</sup>, está alineado con la Ley de Gestión Ambiental, Art. 44, que dispone que cualquier persona natural, jurídica o grupo humano tienen la facultad de reclamar por las acciones u omisiones de funcionarios públicos que incumplan normas de protección

<sup>35</sup> Para detalles de los aspectos institucionales evaluados, ver Informe Fiduciario Expost, Enlace #5 de este documento.

<sup>36</sup> El tema social incluye el aspecto de seguridad industrial y salud ocupacional.

<sup>37</sup> Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (2015), Art. 77, 80.

<sup>38</sup> Evaluación ambiental y social expost del proyecto. Informe Base, Ing. Carlos Granja Rodríguez, Octubre 2015.

<sup>39</sup> En particular, entre el personal reclutado localmente que muchas veces carece de una formación profesional.

<sup>40</sup> Reportado en la “Matriz de Registro y Sistematización de Hallazgos de Auditoría Ambiental Interna (AAI), para líneas de Alta Tensión y Subestaciones Asociadas”, ver Evaluación Final, julio 2015, p.51.

<sup>41</sup> Contrato de Préstamo 2457/OC-EC, cláusula 4.02 de la “Condiciones Especiales de Ejecución”.

ambiental<sup>42</sup>. No obstante, se presentó un solo reclamo, relacionado con la obligada servidumbre para las torres 137 y 138 de la L/T Santa Rosa – El Inga – Pomasqui, que fue atendido mediante oficio el 8 de noviembre 2013.<sup>43</sup> CELEC EP-Transelectric compensó al reclamante conforme los procedimientos aplicables, enfatizando que ni el personal de la empresa, ni de sus compañías contratistas, haya vulnerado algún derecho del reclamante.

Conforme lo reportado por personal de Transelectric, hubo otros propietarios en la zona que canalizaron su desacuerdo con la obra por fuera del Sistema de Atención. Este hecho fue corroborado por la evaluación ambiental y social ex post, la cual observó que el Sistema de Atención no fue socializado adecuadamente y que generalmente, los actores involucrados en las obras recibieron reclamos y peticiones de los vecinos de manera informal sin llevar un registro. Además de generar atrasos en las obras, repercutió en las relaciones con la comunidad. En este contexto, cabe indicar las limitaciones del mandato de Transelectric frente a los municipios, y las demoras en los pagos a propietarios, en gran parte ocasionadas por trámites administrativos y la estructura interna del ejecutor. Se recomienda evaluar si el Sistema de Atención constituye un mecanismo eficiente para agilizar los procesos preparativos de las obras y garantizar los derechos de los vecinos en futuros proyectos de transmisión eléctrica.<sup>44</sup>

## **IV. Conclusiones y Recomendaciones**

### **4.1 Lógica Vertical**

La lógica vertical del proyecto se mantuvo durante la ejecución del mismo. No se presentaron factores externos o cambios de contexto que pudieran invalidar la lógica del proyecto. Los productos del Componente I y II fueron alcanzados con ajustes en la asignación de recursos e incrementos del aporte local. La atribución de los resultados esperados al proyecto quedó comprobada, y se detalla más en la sección c. Análisis de la Atribución de Resultados. En el primer PMR se introdujeron algunas modificaciones en la definición de los productos (obras) y se aprobaron indicadores de resultado revisados que permitieran establecer una relación más directa entre las intervenciones en el SNT financiadas por el proyecto y los beneficios obtenidos. Estos ajustes no afectaron la lógica vertical del proyecto. El objetivo general y los objetivos específicos del proyecto se cumplieron.

### **4.2 Ejecución y Presupuesto**

Todos los productos previstos fueron realizados, específicamente construidos para el caso de este proyecto (Componente I) o entregados (Componente II). Los recursos BID (US\$64.00.000) fueron desembolsados al 100%. Se observaron cambios menores en los diseños de algunas de las obras para mitigar factores sociales y/o ambientales. El aporte local fue incrementado y reconocido por el BID hasta un total de US\$17.419.840 de la siguiente forma: (i) Otros Costos de US\$6.902.757, debido al IVA generado por los contratos bajo Componentes I y II, que fue asumido por la contraparte; y (ii) inversión de US\$10.517.082 bajo Componente I para cubrir el

<sup>42</sup> Codificación No. 19, publicada mediante Registro Oficial No. 418, de 10 de septiembre de 2014.

<sup>43</sup> Evaluación Final, Julio 201, p.53.

<sup>44</sup> En caso contrario, el fortalecimiento de los derechos locales mediante la reciente la Ley de Gestión Ambiental pudiera ser suficiente a futuro.

costo de cambios y obras civiles adicionales y necesarias en los ST integrados P3 (Santa Rosa–El Inga–Pomasqui) y P5 (Cuenca – Loja – Cumbaratza).

La evaluación expost confirma la viabilidad económica-financiera del proyecto en su totalidad, con un Valor Presente Neto Financiero (VPNF) de US\$35.2 millones y una Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF) de 17.6%. La evaluación económica a precios de mercado arroja un VPN de US\$66.55 millones y una TIR de 22% y a precios de frontera una VPNE de US\$113.8 millones y una TIRE de 29.2%. Se concluye que la inversión fue oportuna.

### **4.3 Experiencia general con la administración del proyecto**

El proyecto fue ejecutado satisfactoriamente por Transelectric, unidad de negocio de CELEC EP. Se estima que existe la capacidad técnica, institucional, financiera y operativa que contribuyó a obtener los beneficios previstos de las inversiones realizadas con los recursos del Banco. Considerando las debilidades institucionales identificadas en la fase de diseño del proyecto, y los cambios en el contexto legal e institucional, cabe resaltar la capacidad profesional y el compromiso del personal del ejecutor con los objetivos del proyecto y el desarrollo del país. No obstante, existe margen de mejora en cuanto al diseño, oportunidad y cumplimiento con los procesos internos y la coordinación interinstitucional. Más aún, existen limitaciones del mandato y competencias de Transelectric que afecten su eficacia al momento de interactuar con los actores sociales (principalmente los propietarios de terrenos y los municipios).

Con relación a la evaluación inicial de las capacidades institucionales y retos identificados durante el diseño del proyecto, el OE de reciente creación, llevó a cabo mejoras sustanciales a través de la iniciativa e-MIG. En la evaluación fiduciaria expost de este PCR, se recomienda continuar con el proceso de consolidación del plan estratégico actualizado 2014-2018 que contribuya a mejorar los esquemas de comunicación interna del organismo, optimizar los procesos de aprobación en beneficio de una implementación más efectiva de los recursos de inversión, fomentar su independencia financiera y flexibilizar la toma de decisiones en sus unidades de negocio.

Al ser esta la primera experiencia para CELEC EP en el manejo de proyectos financiados por el Banco, el BID apoyó con la contratación de un consultor de tiempo completo durante el primer año, para ayudar en el cumplimiento de condiciones para elegibilidad y la puesta a punto de los instrumentos de ejecución y monitoreo según establece en los documentos del proyecto. Si bien, no se pudo evitar la rotación de personal asignado a la unidad de ejecución del proyecto, la continuidad y el liderazgo del coordinador principal fue clave para mantener la ejecución. La dedicación de tiempo completo del personal asignado a la ejecución del proyecto quedó pendiente y forma parte de las mejoras a implementar en nuevos financiamientos con el Banco.

En cuanto a diseño de futuros proyectos similares, se recomienda incluir indicadores de impacto que contribuyan a evidenciar y monitorear otros beneficios de este tipo de inversiones, ejemplo: (i) reducción de pérdidas eléctricas; (ii) reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por desplazamiento de generación térmica aislada con generación eléctrica proveniente de fuentes renovables a través de la expansión del SNI; (iii) incremento de la actividad productiva en zonas beneficiadas. También se recomienda ampliar los indicadores de resultados para integrar la contribución de estos proyectos en la integración eléctrica regional.

Ante el espacio de mejora identificado en la gestión del proyecto, se plantea la oportunidad de crear un Comité Ejecutivo con cuerpo consultivo del proyecto que dé seguimiento, oriente y



contribuya a solucionar los cuellos de botella que no pueden ser solucionados a nivel de la unidad de ejecución. Este Comité también sería la instancia de seguimiento ejecutivo del proyecto que asegure los aspectos de coordinación interinstitucional y la alineación de las actividades del proyecto con el plan estratégico de CELEC EP. Este comité podría ser conformado por el Coordinador General del Proyecto, quien lo presidiría, la Subgerencia Financiera, la Subgerencia Administrativa, pudiendo convocar de ser necesario, a la Dirección de Planificación y Expansión de CELEC EP, a la Dirección Administrativa Financiera y los jefes del Departamento de Diseño; así como a invitados externos, representantes del Ministerio de Finanzas, del MEER y del BID.

#### **4.4 Evaluación de Impacto**

El proyecto no incluía una evaluación de impacto.

#### **4.5 Asuntos no resueltos**

Los beneficios del ST Cuenca-Loja-Cumbaratza se materializan una vez que la LT Yanacocha-Cumbaratza, financiada con recursos de aporte local, se encuentre energizada en diciembre de 2015. La construcción de esta LT se concluyó y actualmente el OE trabaja en las pruebas respectivas previo a energización total.

**Tabla 7. Conclusiones y Recomendaciones**

Conclusiones	Recomendaciones
<b>Lógica Vertical</b>	
<b>Conclusión #1. Se realizaron algunos ajustes al MR. Se aclaró el estado final de los productos perseguidos por el proyecto. Se incluyeron hitos en cada producto para mejorar el monitoreo del proyecto. Se adecuó la definición de consultorías bajo Componente II a avances del sector.</b>	Recomendación #1.1 Se sugiere seleccionar indicadores de producto no correlacionados con factores externos.
	Recomendación #1.2 Se sugiere mantener la MR a un nivel agregado (de producto) que permite el ajuste de subproductos y actividades a las necesidades que surjan durante la ejecución del proyecto, contribuyendo así a la pertinencia de los resultados y la optimización de los recursos invertidos.
<b>Ejecución y Presupuesto</b>	
<b>Conclusión #2. Se observó un incremento de 25.2% del costo total de la Operación, debido a: (i) reconocimiento del IVA como aporte local de las obras financiadas; y (ii) ampliación de sistemas de transmisión; (iii) responder a la estrategia socio ambiental.</b>	Explicación El reconocimiento del IVA como aporte local no fue considerado en el diseño de la operación. Durante la ejecución del proyecto, la Unidad de Ejecución de la reciente creada CELEC EP-Transelectric requería del reconocimiento por parte del Ministerio de Finanzas y como consecuencia en el proyecto, de los recursos asociados al IVA para poder iniciar el proceso de licitación y construcción de las obras.
	Recomendación #2.2 Se recomienda en la medida de lo posible prever durante el diseño ampliaciones sustanciales de productos.
<b>Experiencia con la administración del proyecto</b>	
<b>Conclusión #3. Existe margen de mejora en cuanto al diseño, oportunidad y cumplimiento con los procesos internos y la coordinación interinstitucional. Se observaron limitaciones del mandato y competencias de Transelectric que limitaron su capacidad para interactuar con actores involucrados. Esto estuvo relacionado con la temprana creación de CELEC EP y sus unidades de negocio incluyendo Transelectric.</b>	Recomendación #3.1. No obstante el avance de CELEC EP en materia de estrategia y organización empresarial, se recomienda que en futuras Operaciones se realice un estrecho seguimiento a los procesos internos, así como la coordinación interinstitucional.
	Recomendación #3.2. Se recomienda la creación de un Comité Ejecutivo con cuerpo consultivo del proyecto que dé seguimiento, oriente y contribuya a solucionar los cuellos de botella que no pueden ser solucionados a nivel de la unidad de ejecución
<b>Conclusión #4. Las obras previstas fueron ejecutadas con apego a las salvaguardias sociales y ambientales. Sin embargo, se observaron procesos de discusión con los propietarios de terrenos por no contar en su momento con la normativa adecuada. Se observaron descuidos por parte de los contratistas en aspectos de manejo de residuos de las obras de construcción.</b>	Recomendación #4.1. Se recomienda mantener las visitas de inspección para inducir cambios en la cultura de trabajo.
	Recomendación #4.2. Se sugiere evaluar si el Sistema de Atención constituye un mecanismo eficiente para agilizar los procesos preparativos de las obras y garantizar los derechos de los vecinos.

<b>Conclusión #5. La implementación de las herramientas de M&amp;E fue satisfactoria, pero existe espacio de mejora en el procesamiento de la información recabada por el OE para tomar acciones correctivas pertinentes.</b>	<p>Recomendación#5.</p> <p>Se recomienda mejorar la capacidad de respuesta ante problemas durante la implementación. Esta deficiencia quedó evidente en casos como la imposición de los derechos de servidumbre en el tramo de la LT El Inga-Santa Rosa y las negociaciones con propietarios para avanzar en la construcción (SE El Inga y Yanacocha). Aunque el fortalecimiento de capacidades de gestión de proyectos (componente II) pueda arrojar beneficios durante la implementación de futuras operaciones, debería seguir siendo un tema prioritario.</p>
<b>Evaluación del Impacto</b>	
N/A	el proyecto no incluyó evaluación de impacto
<b>Asuntos no resueltos</b>	
<b>Conclusión #6. Los beneficios del ST Cuenca – Loja - Cumbaratza se materializan una vez que la LT Yanacocha-Cumbaratza, financiada con recursos de aporte local, entre en operación (previsto para noviembre de 2015).</b>	<p>Recomendación #6. Se recomienda monitorear el avance de la LT Yanacocha-Cumbaratza con apoyo del OE durante 2015.</p>

Informe de Terminación de Proyecto  
Programa Apoyo al Programa de Transmisión [EC-L1070, 2657/OC-EC]

Efectividad en el Desarrollo Resumen		
I. Contribución Estratégica		
1. Objetivos de la Estrategia de Desarrollo del BID		
Programa de Préstamo	La intervención contribuye a los siguientes programas de préstamo: (i) apoyar a países pequeños y vulnerables; (ii) apoyar a las iniciativas de cambio climático; y (iii) apoyar a la cooperación e integración regional	
Metas Regionales de Desarrollo	La intervención contribuye a la promoción de Eficiencia Energética por medio de la construcción de nuevas líneas de transmisión y equipos de subestaciones eléctricas, logrando mejorar las condiciones de la infraestructura eléctrica, reduciendo pérdidas de energía y potencia en el sistema, lo cual fortalece la integración eléctrica con otros países de Latinoamérica y contribuye a la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI).	
Contribución a los Productos del Banco (Tal como se definen en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)		
2. Objetivos de Desarrollo de la Estrategia de País		
Objetivo Estratégico del País (Matriz de Resultados)	Crear una estrategia energética de largo plazo que promueva un marco energético sostenible, facilite el adecuado suministro de energía y mejore el acceso a la energía eléctrica	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (Si no se encuadra en la estrategia de país)		
II. Efectividad en el Desarrollo - Criterios Centrales		
	Logro Alto	Peso
	0.88	
1. Efectividad	0.70	40.00%
Logro promedio de resultados atribuibles al proyecto	0.50	60.00%
Logro promedio de productos	1.00	40.00%
2. Eficiencia	1.00	30.00%
3. Relevancia	1.00	20.00%
4. Sostenibilidad	1.00	10.00%
III. Efectividad en el Desarrollo - Criterios No Centrales		
Contribución a los Objetivos de Desarrollo del Banco	Satisfactorio	
Contribución a los Objetivos de Desarrollo del País	Satisfactorio	
Cumplimiento con el Plan de Monitoreo y Evaluación	Satisfactorio	
Uso de Sistemas Nacionales	Satisfactorio	
Salvaguardas Ambientales y Sociales (implementación de medidas de mitigación)	Satisfactorio	
Nota de Efectividad en el Desarrollo		

El objetivo general del proyecto era ampliar y mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica, de manera confiable y eficiente, en varias regiones de Ecuador para satisfacer la demanda y promover el crecimiento económico en el mediano y largo plazo. Los objetivos específicos fueron: (i) abastecer el crecimiento natural de la demanda; (ii) mejorar las condiciones de servicio de electricidad; (iii) minimizar los riesgos de corte del suministro de energía eléctrica en diferentes zonas del SNI; y (iv) mejorar la capacidad de gestión para el servicio de transmisión de energía eléctrica.

La operación fue aprobada por el Directorio del Banco en fecha 17 de noviembre de 2010 y alcanzó la elegibilidad el 30 de mayo de 2011. Los montos desembolsados comprendieron: USD 64.7 millones efectivos con recursos del contrato de préstamo y USD 17.42 millones con recursos de contraparte local. El 100% de los desembolsos fueron ejecutados.

**CRITERIOS CENTRALES**

**Efectividad.** El documento detalla la lógica vertical que guió el diseño de la intervención a través del dimensionamiento de los problemas identificados (i.e. falta de capacidad de transmisión en un escenario de mayor crecimiento de la oferta de energía eléctrica respecto a la demanda) y su vínculo con los productos planteados por la operación (i.e. construcción de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas). Sobre la base del reporte de PMR, se muestra que la operación cumplió con las metas establecidas para los indicadores de resultado y de producto. En cuanto al análisis de atribución, el anexo técnico presentado permite concluir que de la meta alcanzada para el resultado de "capacidad de reserva de transmisión" (1,295 MVA) el 55% (711.92 MVA) corresponde exclusivamente al proyecto. A fin de qué el documento sea autocontenido, hubiera sido recomendable incluir esta conclusión y dar un poco de detalle de los cálculos elaborados en la sección de atribución del documento principal del PCR. En lo referente al indicador de "demanda incremental de electricidad", no es evidente la demostración de atribución en el contenido del documento PCR o en el anexo técnico.

**Eficiencia.** El documento del PCR presenta un análisis expost económico-financiero que cuantifica los beneficios generados en el servicio de electricidad considerando cada uno de los productos implementados en el Componente I de "Ampliación de la infraestructura de transmisión". Los beneficios cuantificados correspondieron a: (i) ahorro de combustibles en el SNI debido a la eliminación de restricciones de transporte en algunos sistemas, (ii) el aumento de consumo de electricidad en las zonas de influencia de los proyectos, (iii) la reducción de pérdidas eléctricas en el SNT, y (iv) el incremento de la confiabilidad en el servicio. El análisis muestra resultados financieros y económicos favorables, concluyendo que la inversión de los recursos BID bajo esta operación fue oportuna.

**Relevancia.** El documento resalta la importancia del proyecto para responder a las prioridades del país establecidas en el Plan Maestro de Electrificación (PME) del Ecuador 2013-2022. Asimismo, se destacan los ajustes hechos para responder a las necesidades y cambios locales. Entre los principales, la reducción de productos a entregarse como parte del Componente II, de "Modernización de la gestión del servicio de transmisión", a fin de facilitar la implementación de una iniciativa de mayor alcance (Modelo Integral de Gestión e-MIG) financiada con recursos locales.

**Sostenibilidad.** El documento identifica dos riesgos que podrían afectar la sostenibilidad futura de los resultados. El primero relacionado a la sostenibilidad financiera para continuar y mantener las inversiones necesarias, donde se destaca el gran compromiso observado por el Gobierno de Ecuador reflejado en los recursos significativos que se destinaron al sector y que reducen la probabilidad de ocurrencia de este riesgo. Por otra parte, se mencionan posibles debilidades de gestión, pero se remarca la reciente aprobación de la Ley Orgánica de Público de Energía Eléctric (LOSEE) que contribuirá a fortalecer la institucionalidad y a la conformación de equipos específicos que ayuden a garantizar el monitoreo y ejecución de las inversiones requeridas.

**CRITERIOS NO CENTRALES**

El documento justifica la alineación de la operación con los Objetivos Estratégicos del Banco en tres áreas: (i) apoyar a países pequeños y vulnerables; (ii) apoyar a las iniciativas de cambio climático; y (iii) apoyar a la cooperación e integración regional. Asimismo, se describe la alineación con los objetivos estratégicos definidos en la Estrategia del Banco con el País (EBP) 2008-2011, así como con la EBP actual, que promueve el desarrollo de una estrategia energética sostenible que facilite el adecuado suministro de energía, contribuya a la diversificación en la capacidad de generación, mejore la confiabilidad del sistema, promueva la eficiencia energética y el incremento de la cobertura eléctrica.

## ANEXO TÉCNICO

### EVALUACIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN DEL PROYECTO A LAS METAS ALCANZADAS

#### Indicadores de Resultados – Proyecto Apoyo al Programa de Transmisión Eléctrica del Ecuador.

El presente análisis técnico<sup>1</sup> consistió en corridas de flujos de potencia en corriente alterna, con el sistema *Power Factory*. Los resultados medidos como parte del estudio y según el producto analizado incluyó: capacidad de reserva de transformación; perfil de voltaje; demanda incremental abastecida; pérdidas de potencia y nivel de cargabilidad. La Tabla 4 muestra que la suma total del aporte de cada producto financiado a los indicadores de resultados de capacidad de reserva y de la demanda incremental abastecida, es igual a los valores reportados en el PMR. La capacidad de transmisión aumentada en 945 MVA con relación a la línea de base del proyecto representa 10% de la capacidad total actual de transformación del SNT.

Indicadores de Resultado (a)	Línea Base	Meta planeada	Meta Alcanzada
Capacidad de reserva de transmisión para atender la demanda del S.N.I., asociadas al Programa de Expansión (MVA).	350	1.074	1.295 <sup>2</sup>
Demanda incremental abastecida con las nuevas instalaciones del SNT, asociadas al Programa de Transmisión (MWh/mes).	0	60.105	61.927,92 <sup>3</sup>

La contribución del Proyecto “Apoyo al Programa de Transmisión Eléctrica del Ecuador”, en el Sistema Nacional de Transmisión -SNT-, según sus indicadores se detalla a continuación:

#### **CAPACIDAD DE RESERVA:**

##### **Subestación Móvil disponible**

El año base 2011, se consideró para la capacidad de reserva de transmisión la única subestación móvil existente en CELEC EP-TRANSELECTRIC que se encontraba instalada en la Subestación Chone, cuya capacidad es de 32 MVA.

De acuerdo con el convenio de ejecución de la operación de financiamiento 2457/OC-EC y su Matriz de Resultados, se estableció como meta final una capacidad de reserva de 112 MVA en subestaciones móviles.

<sup>1</sup> Anexo Técnico generado a partir de la evaluación final del proyecto preparada por ARCONEL.

<sup>2</sup> El proyecto contribuyó con 711.92 MVA de esta nueva capacidad de reserva.

<sup>3</sup> El proyecto contribuyó con 61.927,92 MWh/mes, equivalente al 100% de la nueva demanda incremental esperada.

En el 2015, al cierre del proyecto se superó la meta comprometida, alcanzando una capacidad de reserva de transmisión de 152 MVA, que resulta de considerar la potencia del transformador de la subestación móvil existente de 32 MVA, y las nuevas subestaciones móviles adquiridas que aportan una capacidad de 120 MVA, las cuales se encuentran instaladas en Loja y Chone respectivamente<sup>4</sup>.

De manera particular el aporte del producto Subestación Móvil a la nueva capacidad de reserva comprometida en el convenio de ejecución es igual a 60 MVA.

### **Subestación Quinindé ampliada**

En el año base 2011 la SE Esmeraldas contaba con una capacidad de reserva de 76 MVA. La meta planificada de fin de proyecto fue de 84 MVA. La meta alcanzada fue de 89 MVA. La capacidad de reserva actual de 89 MVA en la zona de Esmeraldas, se desglosa de siguiente manera:

SE Esmeraldas existente: 40 MVA (150 MVA capacidad nominal – capacidad de operación 110 MVA)

SE Quinindé nueva: 49 MVA (67 MVA capacidad nominal – capacidad de operación 18 MVA)

Total de reserva actual en la zona= 89 MVA.

El aporte del proyecto a la reserva actual fue de 49 MVA.

### **Sistema de Transmisión Santa Rosa-Inga-Pomasqui integrado**

En el año base 2011 se contaba con una capacidad de reserva de transmisión de 117 MVA en la SE Pomasqui de la zona norte. La meta planificada de fin de proyecto fue de 477 MVA. La meta alcanzada fue de 412 MVA. La capacidad de reserva actual de 412 MVA, se desglosa de la siguiente manera:

SE Pomasqui existente: 206 MVA (300 MVA capacidad nominal – capacidad de operación 94 MVA)

SE Pomasqui ampliada: 206 MVA (300 MVA capacidad nominal – capacidad de operación 94 MVA)

Total de reserva actual en la zona= 412 MVA.

El aporte del proyecto a la reserva actual fue de 206 MVA.

### **Línea de transmisión Lago Chongón Santa Elena interconectado**

En el año base 2011 se contaba con una capacidad de reserva de transmisión de 72 MVA correspondiente a la LT Pascuales-Santa Elena para atender la demanda de la Península de Santa Elena. La meta planificada de fin de proyecto fue de 252 MVA. La meta alcanzada en el año 2015 fue de 463.16 MVA. La capacidad de reserva actual de 463.16 MVA, se desglosa de la siguiente manera:

LT Pascuales-Santa Elena existente: 192.25 MVA (226.10 MVA capacidad nominal – capacidad de operación 33.84 MVA)

LT Chongón-Santa Elena nueva: 270.91 MVA (318.60 MVA capacidad nominal – capacidad de operación 47.69 MVA)

---

<sup>4</sup> Los nuevos equipos son para un nivel de voltaje de 138/69 kV.

Total de reserva actual en la zona= 463.16 MVA.

El aporte del proyecto a la reserva actual fue de 270.91 MVA.

### **Sistema de transmisión Cuenca-Loja-Cumbaratza integrado**

En el año base 2011 se contaba con una capacidad de reserva de transmisión de 53 MVA para atender la demanda de las Provincias de Loja y Zamora Chinchipe. La meta planificada de fin de proyecto fue de 149 MVA. La meta alcanzada en el año 2015 fue de 179 MVA. La capacidad de reserva actual de 179 MVA, se desglosa de la siguiente manera:

ST Cuenca-Loja<sup>5</sup> y ST Loja Cumbaratza existentes<sup>6</sup>: 53 MVA

ST Cuenca-Loja ampliado<sup>7</sup> y ST Loja-Cumbaratza<sup>8</sup> nuevo: 126.01 MVA (246.85 MVA capacidad nominal – capacidad de operación 67.84 MVA – capacidad de reserva de los Sistemas de Transmisión existentes 53MVA )

Total de reserva actual en la zona= 179.01 MVA.

El aporte del proyecto a la reserva actual fue de 126.01 MVA.

### **CONCLUSIÓN**

El Proyecto sumó al SNI 711.92 MVA de capacidad de reserva de transmisión, de una capacidad total actual de 1.295 MVA.

### **DEMANDA INCREMENTAL**

Abastecida con las nuevas instalaciones del SNT (MWh/mes).

#### **Subestación Quinindé construida:**

La demanda incremental abastecida desde la subestación Quinindé (MWh/mes) para el año 2011 se consideró nula. Para el 2015 se planificó abastecer una demanda de 11.565 MWh/mes. Con la construcción de esta SE (17 MW), se calcula que es posible abastecer una demanda de 12.240 MWh/mes.

El aporte atribuido al proyecto es de 12.240 MWh considerando que en 2011 no se contaba con la capacidad para abastecer la demanda registrada.

---

<sup>5</sup> El ST Cuenca-Loja existente contaba con el primer circuito de la LT Cuenca-Loja 138kV y las subestación Cuenca y Loja a 138 kV.

<sup>6</sup> El ST Loja-Cumbaratza existente contaba con una LT Loja-Cumbaratza de 69kV y una Subestación de 69kV provisional en Cumbaratza.

<sup>7</sup> En el ST Cuenca-Loja ampliado se construyeron las siguientes obras: LT Cuenca-Loja 2do circuito de 138kV, ampliaciones de las subestaciones Cuenca y Loja de las posiciones y bahías de línea y de transformador a 138kV.

<sup>8</sup> En el ST Loja-Cumbaratza nuevo se construyeron las siguientes obras: LT Motupe-Yanacocha de 138kV, construcción de Subestación Yanacocha, seccionamiento a 138 kV; y construcción de Subestación Cumbaratza, 138/69 kV.

Respecto de los niveles de voltaje, en el año 2011 se consideró un voltaje mínimo de 0,95 pu en la barra de 69 kV de la subestación Quinindé, planificándose alcanzar para el año 2015 un voltaje de 1.0 pu.

#### **Sistema de Transmisión Santa Rosa-Inga-Pomasqui integrado**

La demanda incremental abastecida desde la subestación El Inga para el año 2011 se consideró nula. Para el 2015 se planificó alcanzar una demanda incremental de 40.104 MWh/mes. Considerando en las simulaciones una demanda máxima de 69 MW en esta subestación, se prevé alcanzar una demanda incremental de 49.680 MWh/mes.

El aporte atribuido al proyecto es de 49.680 MWh considerando que en 2011 no se contaba con la capacidad para abastecer la demanda registrada.

Respecto al nivel de cargabilidad por el circuito de la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui 230 kV, para el año 2011 se consideró un porcentaje del 38%, planificándose para el 2015 un 14%. De acuerdo a las simulaciones se prevé alcanzar el 20% de cargabilidad cuando este sistema se encuentre operando.

#### **Línea de transmisión Lago Chongón Santa Elena interconectado**

En cuanto a las pérdidas máximas de potencia de la línea de transmisión Pascuales-Santa Elena 138 kV, para el año 2011 se consideró 5,5 MW, planificando disminuirlas a 2,7 MW para el año 2015. De acuerdo a las simulaciones efectuadas, las pérdidas a obtenerse en el sistema serían de 0,61 MW.

#### **Sistema de transmisión Cuenca-Loja-Cumbaratza integrado:**

La demanda incremental abastecida desde la subestación Cumbaratza (potencia Nominal 33MVA) para el año 2011 se consideró nula. Para el 2015 se planificó alcanzar una demanda incremental de 8,43 MWh/mes. Como resultado de las simulaciones se tiene que en esta subestación, se prevé alcanzar una demanda incremental de 7,92 MWh/mes.

El aporte atribuido al proyecto es de 7,92 MWh considerando que en 2011 no se contaba con la capacidad para abastecer la demanda registrada.

Respecto del nivel de cargabilidad máxima en el transformador 138/69 kV de la subestación Loja, para el año 2011 se consideró una cargabilidad del 67% y se planificó que para el año 2015 se alcance una cargabilidad del 69%. Al efectuar las simulaciones, se alcanza una cargabilidad de la subestación Loja del 100% .

La cargabilidad máxima por el circuito de la línea de transmisión Cuenca-Loja 138 kV considerada para el año base 2011 fue del 47%, planificándose para el año 2015 alcanzar una cargabilidad del 25%. En las simulaciones efectuadas se tiene que la cargabilidad máxima una vez que se encuentre operativo el sistema alcanzaría el 31,5%.



## CONCLUSIÓN

El proyecto contribuyó al SNI en cuanto al abastecimiento de la demanda incremental con las nuevas instalaciones ejecutadas con financiamiento del Préstamo 2457/OC-EC en 61.927,92MWh/mes.

## CUADRO DE INDICADORES A NIVEL DE DETALLE

COMPONENTE I - AMPLIACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN	Nivel de Objetivo		
	Línea Base (2010)	Meta Planificada	Meta Alcanzada
<b>1. Subestación Móvil</b>			
Reserva de transformación móvil disponible en SNT (MVA)	32	112	152
<b>2. Ampliación de Bahía de 69kV en Cuenca</b>			
Perfil de voltaje (mínimo) en la barra de 69kV de EE Azoguez (pu)	0.97	0.99	-
<b>3. Subestación Quinindé</b>			
Capacidad de reserva de la SE Esmeraldas para atender la demanda de su área de influencia (MVA)	76	84	89
Demanda incremental abastecida desde la SE Quinindé (MWh/mes)	0	11.565	12.240
Perfil de voltaje (mínimo) en la barra de 69kV de Quinindé (pu)	0.95	1	1
<b>4. Sistema de Transmisión Santa Rosa-El Inga-Pomasqui</b>			
Capacidad de reserva para atender la demanda de la zona norte del S.N.I. a través de la SE Pomasqui (MVA)	117	477	412
Nivel de cargabilidad máximo por circuito de la LT Santa Rosa-Pomasqui I, 230kV (%)	38	14	20
Demanda Incremental abastecida desde la SE El Inga (MWh/mes)	0	40.104	49.680
<b>5. Sistema Lago Chongón - Santa Elena</b>			
Capacidad de reserva de la LT Pascuales - Santa Elena para atender la demanda de la Península de Santa Elena (MVA)	72	252	463,16

COMPONENTE I - AMPLIACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN	Nivel de Objetivo		
	Línea Base (2010)	Meta Planificada	Meta Alcanzada
Pérdidas máximas de potencia en la LT Pascuales-Santa Elena 138kV (MW)	5.5	2.7	0,61
<b>6. Sistema Motupe Cumbaratza</b>			
Capacidad de reserva de la LT Cuenca-Loja para atender la demanda de las provincias de Loja y Zamora Chinchipe (MVA)	53	149	179
Nivel de cargabilidad máximo en el transformador 138/69kV de la SE Loja (%)	67	69	100
Nivel de cargabilidad máximo por circuito de la LT Cuenca-Loja, 138kV (%)	47	25	31.5
Demanda Incremental abastecida desde la SE Cumbaratza (MWh/mes)	0	8,43	7,92