

JR ELECTRIC SUPPLY

**“CONSULTORIA PARA LA EVALUACIÓN FINAL DE LOS
PROYECTOS CONTEMPLADOS EN EL PROGRAMA DE
REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
(PROYECTO DE PRÉSTAMO BID NO. EC-L1117)”**

**ECUADOR: PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA
NACIONAL DE TRANSMISIÓN / EC-L1117.
CONTRATO DE PRÉSTAMO 3167/OC-EC**

Evaluación final Socio-económica ex post.

(Versión 1)

JR ELECTRIC SUPPLY

Agosto de 2021

TABLA DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	OBJETIVOS.....	4
2.1.	OBJETIVO GENERAL	4
2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
3.	ANTECEDENTES	4
3.1.	ALCANCE	6
3.2.	METODOLOGÍA.....	6
4.	DESARROLLO	7
4.1.	REVISIÓN INICIAL.....	7
4.1.1.	PERFIL DEL PROYECTO (PP).....	7
5.	ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO	9
5.1.	Mejora de la Gestión	9
5.2.	Consideración para el Análisis Financiero y Económico.	9
5.3.	Actualización de precios de eficiencia.....	16
5.4.	Precio de cuenta de la divisa.....	16
5.5.	RPC para los costos de operación y mantenimiento de transmisión.....	19
5.6.	RPCs de los costos de inversión de los proyectos	19
5.7.	ESTIMACIÓN DEL RETORNO ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS.....	20
5.8.	Resultados por proyecto	21
6.	ANÁLISIS SOCIAL	24
6.1.	SALVAGUARDAS	25
6.1.1.	OP-710 Reasentamiento Involuntario	25
6.1.2.	OP-765 Pueblos Indígenas	25
6.1.3.	PROGRAMAS DE GESTIÓN	25
6.1.4.	SEGUIMIENTO Y EVALUACION.....	25
6.1.5.	CONSULTA Y PARTICIPACION INFORMADAS - COMUNICACIONES EXTERNAS Y MECANISMOS DE QUEJA	25
7.	LECCIONES APRENDIDAS.....	26
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	26

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un componente esencial para el desarrollo socio-económico y humano de una nación que persiga su bienestar y progreso, siendo necesario tomar como prioridad la adecuada obtención, desarrollo y uso sostenible de fuentes energéticas para sus ciudadanos. La accesibilidad a la energía es particularmente esencial para la reducción de la pobreza y para mejorar el nivel de vida. Sin embargo, la creciente demanda energética ha elevado la preocupación por la sostenibilidad y fiabilidad de la producción energética actual, los patrones de consumo y el impacto del uso de combustibles fósiles en el ambiente.

Al momento, uno de los retos importantes en la región de América Latina y el Caribe (ALC), es garantizar el abastecimiento de energía ambientalmente sostenible y que simultáneamente, se satisfagan los objetivos sociales y económicos de la población. En este aspecto, dos de las metas principales del sector energético son, promover el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles y reducir el impacto de la energía sobre el clima.¹

En los últimos 10 años, el sector eléctrico de Ecuador ha experimentado cambios significativos a partir de importantes inversiones en infraestructura como las analizadas en ésta consultoría y adecuaciones en el marco legal, regulatorio e institucional.

Los esfuerzos de una política integral llevada a cabo condujeron a una transformación del sector eléctrico, apuntalado por una reducción sostenida de las pérdidas eléctricas, técnicas y no técnicas y un incremento en la demanda del servicio. En particular, se destacan acciones e iniciativas relacionadas con la adecuación al marco legal, regulatorio e institucional, el fortalecimiento de las empresas eléctricas de distribución, y el reforzamiento y la modernización de la infraestructura del Sistema Nacional de Distribución.

Sobre esta base, Ecuador ha desarrollado instrumentos de planificación energética que se encuentran enfocados en promover el uso eficiente de la energía, el uso de energías renovables y la disminución de las pérdidas; sin embargo, no parten de un horizonte alineado a la mitigación y adaptación al cambio climático. En este sentido, la reducción de emisiones, es el resultado de un beneficio mutuo de la implementación de los planes de desarrollo del sector energético. Evidenciándose de tal manera, la necesidad de una reestructuración de los sistemas energéticos a través de la inclusión de un panorama holístico, que permita una visión integral del sector energético y el medio ambiente.²

En el presente documento analiza y evalúa el cumplimiento social y económico del PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN - PROYECTO DE PRÉSTAMO BID NO. EC-L1117, CONTRATO DE PRÉSTAMO 3167/OC-EC luego de su implementación a través del análisis de cumplimiento de los requisitos establecidos por los distintos documentos contractuales, más específicamente de las Cláusulas 4.10 y 4.11 del Contrato y de lo indicado en los instrumentos de control³.

Además, presenta un compendio de las principales hallazgos y lecciones aprendidas durante la implementación del Programa desde el punto de vista socio - económico, con el objeto de servir de referencia y apoyo a proyectos similares para Ecuador y otros países de la región que estén interesados en invertir en la expansión y mejora de sus líneas de transmisión.

¹ Banco Internacional de Desarrollo, El sector energético. Oportunidades y desafíos, agosto 2016.

² Retos y oportunidades del mercado energético ecuatoriano. Paola Ramírez Peñaherrera, Analista Técnico de la Información IIGE.

³ Perfil del Proyecto, Informe de Gestión Social y Ambiental, Planes de Manejo Ambiental.

El análisis pondera las actividades realizadas en los Componente 1 del Programa ya que los proyectos contenidos en él ya están implementados y es posible su evaluación.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el cumplimiento ex post del componente socio económico del PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN - PROYECTO DE PRÉSTAMO BID NO. EC-L1117, CONTRATO DE PRÉSTAMO 3167/OC-EC.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Presentar y describir los criterios centrales de evaluación planteados en los documentos contractuales.
- b) Sistematizar los aspectos sociales y ambientales de los proyectos implementados.
- c) Presentar los hallazgos, oportunidades de mejora y recomendaciones respecto a las actividades realizadas desde el punto de vista socio económico

3. ANTECEDENTES

ANTECEDENTES DEL PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN - PROYECTO DE PRÉSTAMO BID NO. EC-L1117, CONTRATO DE PRÉSTAMO 3167/OC-EC

- Mediante Decreto Ejecutivo No. 220 de 14 de enero de 2010, publicado en Registro Oficial No. 128 de 11 de febrero de 2010, se creó la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELECTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
- Con Resolución No. CELEC EP-GG-2010-001 del 11 de febrero de 2010, el Gerente General, Encargado, creó la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC de la corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.
- La República del Ecuador suscribió el 23 de junio de 2014 con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Contrato de Préstamo del “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador – Fase II” 3167/OC-EC^{4 5}.
- El Programa tiene como objetivo general el “contribuir a la mejora de las condiciones de operación del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), asegurando la provisión de energía de calidad a los centros de consumo a nivel nacional y de intercambio regional.
- Los objetivos específicos del Programa son: (i) reforzar los sistemas de 230-kV y 138-kV del SNT; (ii) incrementar los niveles de confiabilidad del SNT; y (iii) contribuir al desarrollo de la integración energética en el Sistema de Extra Alta Tensión (EAT) en la región, como parte del Corredor Eléctrico Andino.
- El Programa contempla la ejecución de los siguientes componentes (numeral 2.02 y 2.03 del Contrato):
 - **Componente I.-** Expansión y reforzamiento para mejoramiento de la capacidad y calidad de transmisión del SNT (US\$162 MM). El 96,6% de los recursos del Programa financia este componente que incluye la construcción de cuatro nuevos Sistemas de Transmisión (S/T) y la expansión de dos existentes:

⁴ Para una mejor lectura en el documento se utilizará la palabra Contrato para referirse a CONTRATO DE PRÉSTAMO No. 3167/OC-EC

⁵ Para una mejor lectura en el documento se utilizará la palabra Programa para referirse a “PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEL ECUADOR – FASE II”

- S/T Santo Domingo - Esmeraldas de 163 km a 230 kV, S/E's de 230/138 kV;
- S/T Tabacundo (Pimampiro) de 25 km a 230 kV y 138 kV, S/E 230/138 kV y 230/69-kV;
- S/T Durán de 10 km a 230 kV y S/E 230/69 kV; S/T la Concordia - Pedernales de 95 km a 230 kV y dos S/E de 138/69 kV;
- S/T para expansión de S/E a 230/69 kV y 138/69 kV y el incremento de potencia capacitiva en 30 MVAR, y
- S/T para mejoramiento de S/E Esclusas con capacitores de 2x60 MVAR.
- **Componente II.-** Diseños definitivos para el desarrollo de la Infraestructura de Interconexión Eléctrica con Perú en EAT. (US\$5,6 MM) Este componente financiará diseños definitivos y desarrollo de las especificaciones ambientales del sistema EAT y que incluye: localización geográfica del proyecto, topográfica, mecánica de suelos, trazos de ruta e infraestructura existente, criterios de diseño, configuración del sistema propuesto, costos, clima, áreas de accesorios, normas y regulaciones aplicable.
- En el numeral 4.02 del Contrato se indica que el organismo ejecutor proporcionará al Banco toda la información que éste requiera durante las visitas técnicas semestrales que se realicen para revisar el avance del Programa y hacer los ajustes que se deriven de su ejecución. Adicionalmente, a estas visitas técnicas, se prevén visitas de supervisión fiduciaria una vez por año y se prevén auditorías externas contables y operacionales del Programa para validación del uso de los recursos del financiamiento y de los procesos y controles internos operativos que se implementarán.
- La Cláusula 4.09 del Contrato sobre **"Compilación de datos e informes de evaluación"** indica en el literal c) que el Prestatario, por intermedio del Organismo Ejecutor, presentará para la aprobación del Banco el

"Informe de la evaluación final, la cual será contratada en un plazo máximo de dos (2) meses después de que se haya desembolsado el noventa y cinco por ciento (95%) de los recursos del Préstamo. La metodología y contenido de la evaluación final deberá llevarse a cabo de acuerdo con los términos y la metodología acordada con el Banco" (...).
- En la CLAÚSULA 4.10 del Contrato del Programa el Prestatario denominado "Medidas ambientales y sociales" se compromete a, por intermedio del Organismo Ejecutor, llevar a cabo la ejecución de las actividades comprendidas en el Programa, de acuerdo con el Plan de Gestión Ambiental y Social y el Manual Operativo del Programa, los cuales deberán incluir los aspectos considerados en el Informe de Gestión Ambiental y Social preparado para el Programa.
- La CLÁUSULA 4.11. sobre Condiciones especiales de ejecución indica que el Prestatario, a través del Organismo Ejecutor, deberá presentar, a satisfacción del Banco, previo al inicio de las obras comprendidas en el Componente 1 del Programa, evidencia de: (a) los permisos y licencias que de conformidad con la legislación Ecuatoriana se requiera para la construcción de los proyectos del Programa; (b) los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y el Plan de Manejo y Gestión Ambiental y Social (PMGAS), junto con el presupuesto correspondiente para su ejecución; (c) la licencia ambiental correspondiente; (d) la resolución de imposición de servidumbre para el caso de las nuevas líneas de transmisión; (e) la tenencia legal de cada uno de los terrenos donde se ubicarán las Subestaciones Eléctricas; (f) la inclusión de las especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del PGAS en los contratos de construcción y fiscalización de las obras previstas; y (g) haber realizado al menos una consulta pública para cada proyecto, la cual deberá incluir:

(i) la descripción del proyecto; (ii) la descripción de los impactos probables; (iii) la descripción de las medidas de manejo propuestas de los impactos identificados (PMGAS); (iv) descripción del sistema de captura y procesamiento de quejas y reclamos; y (v) espacio para la recepción de sugerencias al proyecto propuesto o a su PMGAS.

- De acuerdo con el Perfil del Proyecto aprobado por el BID para el programa, en concordancia con la Política de Medio Ambiente y de Cumplimiento Salvaguardias (OP-703), se ha clasificado en la Categoría “B” el “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador – Fase II” 3167/OC-EC y sus proyectos que lo conforman.
- EL Informe de Gestión Ambiental y Social, elaborado en noviembre de 2013, describe los aspectos ambientales y sociales del Programa, el estado de regularización ambiental de cada uno de ellos, el estado de cumplimiento del proyecto con las políticas del BID respecto a salvaguardas, los impactos ambientales y sociales del Programa

3.1. ALCANCE

El presente documento analiza y evalúa el cumplimiento de los aspectos socio económicos del Proyecto. Este análisis se realiza en función de las cláusulas del Contrato y de lo indicado en los instrumentos de control⁶.

Además, presenta un compendio de los principales hallazgos y lecciones aprendidas durante la realización del Programa, esto con el objeto de servir de referencia y apoyo a proyectos similares en la realización de estudios de impacto ambiental para Ecuador y otros países que estén interesados en implementar líneas de alta tensión.

3.2. METODOLOGÍA

Para valorar el cumplimiento de los aspectos socio económicos del Programa, considerando las cláusulas del contrato, y los parámetros establecidos en los instrumentos de control del Préstamo 3167/OC-EC se planteó la siguiente metodología de acuerdo a las siguientes fases:

1. Revisión Inicial
2. Análisis
3. Hallazgos

La revisión inicial identificó los requisitos aplicables para la evaluación desde el punto de vista socio económico por la implementación del Programa y consistió en determinar las obligaciones del Prestatario, los estándares y productos esperados con su correcta implementación. De esta primera fase se desprendieron todos los requisitos y estándares, metas que debía cumplir CELEC-Transelectric.

Una vez identificados los elementos de análisis se identifica el insumo documental o la fuente a revisarse para su evaluación

Finalmente, y con el objeto de reunir las experiencias y lecciones aprendidas de las personas que han colaborado con la ejecución del Componente 1 y 2 se generaron preguntas que fueron respondidas en entrevistas llevadas a cabo de manera remota. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta sucintamente la manera en cómo se llevó la evaluación del producto.

⁶ Perfil del Proyecto Aprobado, TDRs,

4. DESARROLLO

4.1. REVISIÓN INICIAL

En esta primera fase se identificó los requisitos aplicables para la evaluación del y consistió en determinar los aspectos relacionados con el cumplimiento de las obligaciones del Prestatario.

En esta fase se revisó la siguiente documentación:

- Perfil de Proyecto Aprobado
- Informe de Gestión Ambiental y Social

4.1.1. PERFIL DEL PROYECTO (PP)

El Perfil de Proyecto (Echeverría, 2018) contiene los justificativos del Programa de Reforzamiento de la Línea de Transmisión EC-L1117 (en el que se indica la Estrategia del Grupo BID con Ecuador y los objetivos del Noveno Incremento de Capital), el objetivo general y los objetivos específicos del Programa y Descripción, Los Aspectos de Diseño y Riesgos, Las Salvaguardas Ambientales y Sociales aplicables, Recursos y Cronograma, La Estrategia Socio Ambiental (que indica a su vez el Marco Legal y Regulatorio, el Contexto Socio Ambiental, los principales impactos y riesgos – identificados para la construcción de las L/T y construcción y ampliación de subestaciones –), Estrategia Socio Ambiental – indicando que se realizará la etapa de Debida Diligencia y posteriormente el IGAS que resumirá las medidas de manejo que se requieran para nulificar, mitigar o compensar los impactos ambientales negativos y estimular los positivos – e indica una Cooperación Técnica (CT) que tenía por objetivo apoyar al Gobierno de Ecuador, en la preparación y arranque del Programa EC-L1117.

Respecto a las Salvaguardias con carácter social se identifican las siguientes:

OP-703	Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias
B.6.	Consultas
B.9.	Hábitat y Sitios Culturales
OP-710	Reasentamiento Involuntario
OP-761	Igualdad de Género en el Desarrollo
OP-765	Pueblos Indígenas

El Anexo III del PP establece la Estrategia Socio Ambiental del Programa, que desde el punto de vista social se indica el Contexto Social y Ambiental en el cual se desarrolla el proyecto estableciendo lo siguiente:

- **Contexto Socio - Ambiental**

Respecto al Contexto socio ambiental indica que: “Las obras a ser financiadas por el Programa se localizan en distintas regiones del Ecuador, las cuales, a su vez poseen condiciones socio ambientales muy distintas unas de otras. No obstante, existen ciertas características similares comunes a ciertos grupos de obras que serán financiadas en el marco de esta operación.”

a) L/T Santo Domingo - Esmeraldas

La Línea de Transmisión Santo Domingo-Esmeraldas atraviesa parte de las provincias de Santo Domingo de los Tsáchilas y de Esmeraldas en una longitud de 163 km. Este recorrido se caracteriza por suelos relativamente intervenidos, **particularmente en las parroquias de Majua, Viche, Rosa Zárate y La Unión de Quinindé, y secciones mucho más amplias de suelos intervenidos en La Concordia, Valle Hermoso y Santo Domingo.**

En su recorrido, la línea atraviesa mayormente áreas intervenidas (principalmente agrícola-extensivas) y algunos relictos de bosque secundario. (...).

Se conoce que la nueva línea utilizaría gran parte de la franja de servidumbre de la línea existente a 138 kV. Es importante señalar que muy cerca de la alineación propuesta y de forma paralela se encuentran los corredores del Oleoducto Transecuatoriano y del Oleoducto de Crudos Pesados.

De acuerdo con los resultados obtenidos del Censo del año 2001, la población presente en la zona de influencia del proyecto es predominantemente mestiza (71,81%), en tanto que la población indígena y afroecuatoriana es muy baja (1.49% y 5.90% respectivamente). No obstante, se destaca la presencia de pueblos Tsáchilas en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas.

Las tres actividades productivas más importantes, que se desarrollan en el área de influencia de la línea, en su orden son: agricultura, ganadería, caza y silvicultura (26.23%), comercio al por mayor y menor (20.18%); e, industrias manufactureras (7.66%).

b) Línea de Transmisión en 230 kV para la conexión de la S/E Tabacundo

La construcción de las líneas en 230 kV y una longitud combinada de aproximadamente 25 km para conectar a la S/E Tabacundo, se realizará principalmente sobre suelos caracterizados por la presencia de cultivos estacionales, y vegetación de puna o páramo. En principio, estas líneas no intersecarán el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP) ni regiones de interés ecológico o cultural. **No obstante, las líneas se asentarán en zonas con marcada población indígena.**

c) Línea en 230 kV para la conexión a la S/E Durán

La Línea de Transmisión para conectar la S/E Durán, se implantará en terrenos semiurbanos caracterizados por una fuerte presencia de actividades humanas. **La traza propuesta no intersecará áreas de valor ecológico ni cultural, pero sí zonas medianamente pobladas.**

d) Construcción y ampliación de subestaciones (S/E)

La ampliación de las S/E, por su parte, ocurrirá dentro de los predios donde actualmente funcionan las subestaciones existentes. Éstos corresponden a zonas intervenidas, alejadas en la mayoría de casos de los centros poblados y con caminos de acceso existentes.

- Impactos Sociales del Programa:

Los impactos positivos durante fase de construcción del Programa, por su parte, incluirán a los siguientes:

- i) Generación de nuevas oportunidades de empleo para la población local;

- ii) Mejoramiento y dinamización de la economía local por la compra de materiales y suministros; y
- iii) Mejoramiento de caminos de acceso.

Líneas de Transmisión

- Eventuales problemas con la comunidad debido a la creación de la franja de servidumbre;

Construcción o ampliación de subestaciones

- Incremento del riesgo en la seguridad y salud de los trabajadores

5. ANALISIS SOCIO-ECONÓMICO

Desde el punto de vista empresarial de las empresas eléctricas de distribución, se ha impulsado la reducción del índice de pérdidas de energía, alcanzándose a diciembre de 2018, un valor de 11,40%, disminuyendo 8,21 puntos porcentuales respecto al año 2008, lo que permite a las empresas, a través de la gestión de recaudación oportuna, contar con una mejora en los ingresos percibidos por el servicio brindado, con lo cual se puede invertir en la mejora continua de sus sistemas. En lo que respecta a la cobertura del servicio eléctrico, durante el año 2018 se alcanzó el 97,05%, siendo uno de los más altos de la región.

5.1. Mejora de la Gestión

Mejorar y fortalecer la gestión de las empresas eléctricas del país ha sido otro de los objetivos planteados por el sector eléctrico.

El mejoramiento de la gestión se refleja en los índices alcanzados; es así que se redujo en 8,22 puntos porcentuales las pérdidas de energía eléctrica.

Este logro, nos permite estar por debajo de la media regional, en cuanto a las pérdidas de energía eléctrica en la distribución.

También, se logró incrementar la cobertura del servicio al 97,05%; evidenciándose que las provincias con mayor cobertura fueron Pichincha (99,76%), Galápagos (99,68%), Carchi (99,13%) e Imbabura (98,88%). siendo esta cobertura; una de las más altas de Latinoamérica.

5.2. Consideración para el Análisis Financiero y Económico.

Con el objetivo de realizar la evaluación económica y financiera y poder llevar a un valor monetario el incremento de la demanda, la reducción de las pérdidas y el ahorro de combustible que se genera en las empresas distribuidoras y asignarlo a las líneas de Transmisión y Subestaciones de los proyectos que se realizaron en la presente consultoría, se realizaron los siguientes análisis:

Beneficios por aumento en el consumo de electricidad

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.

A continuación, se muestran las empresas distribuidoras en cada uno de los mercados de influencia de las subestaciones evaluadas y sobre las cuales se obtendrá la información del aumento en el consumo de electricidad, así como su proyección de demanda.

Empresa distribuidora	Barra de entrega del SNT
CNEL Bolívar	SE Riobamba; Guaranda
CNEL Esmeraldas	SE Esmeraldas y SE Quinindé
CNEL Guayas-Los Ríos	SE Pascuales, SE Milagro, SE Quevedo, SE Dos Cerritos, SE Durán
CNEL Manabí	SE Portoviejo, SE Chone, SE Montecristi, SE San Juan de Manta y SE San Gregorio
CNEL Santo Domingo	SE Santo Domingo
Empresa Eléctrica Norte	SE Tulcán, SE Ibarra, SE Tabacundo
Empresa Eléctrica Quito	SE Sta. Rosa, SE Vicentina, SE Pomasqui y SE El Inga, Guangopolo de la EEQSA
Empresa Eléctrica Riobamba	SE Riobamba
Empresa Eléctrica Sur	SE Loja, SE Yanacocha, SE Cumbaratza y SE Bomboiza
Eléctrica de Guayaquil	SE Pascuales, SE Trinitaria, SE Policentro, SE Salitral SE Nueva Prosperina, SE Caraguay, SE Las Esclusas y SE Orquídeas

Se partió de las proyecciones de demanda estimadas por el PME 2016-2023 y 2019-2027, para ser atendidas desde las nuevas subestaciones (y desde las subestaciones aledañas vinculadas) y se incluye la energía proyectada al 2027 para el consumo final restándole las pérdidas técnicas de transmisión y distribución, estimadas estas en 3.08% y 8.35%, respectivamente (valores históricos promedio de 2013)⁷. Se utilizó el promedio nacional de 37.6% como participación del consumo residencial y el 62.4% como consumo de otros sectores, al año 2016.

Proyección venta de energía por unidad de negocio (GWh)

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	81	85	88	91	94	97	101	104	107	111
CNEL-El Oro	937	994	1.034	1.078	1.123	1.170	1.219	1.270	1.322	1.376
CNEL-Esmeraldas	438	457	477	498	521	544	568	592	617	643
CNEL-Guayas Los Ríos	1.759	1.821	1.892	1.972	2.054	2.138	2.226	2.317	2.410	2.507
CNEL-Los Ríos	354	373	389	406	424	442	460	479	499	519
CNEL-Manabí	1.219	1.274	1.328	1.387	1.448	1.509	1.573	1.639	1.706	1.776
CNEL-Milagro	526	561	585	611	639	667	697	727	758	790
CNEL-Sta. Elena	552	577	600	627	654	682	711	741	772	805
CNEL-Sto. Domingo	591	595	617	642	668	695	722	750	779	809
CNEL-Sucumbíos	280	288	299	311	324	337	351	365	379	394
CNEL Guayaquil	4.751	5.340	5.551	5.792	6.042	6.299	6.566	6.843	7.130	7.427
Total CNEL	11.486	12.364	12.860	13.416	13.991	14.581	15.193	15.826	16.480	17.156

⁷ En la evaluación económica no se contabilizaron las pérdidas no técnicas de distribución puesto que ellas corresponden principalmente a consumos no contabilizados realizados por los usuarios que dan origen a beneficios de consumo (originando una transferencia financiera entre las empresas eléctricas y los usuarios que no causa ni costo ni beneficio económico para el país).

Proyección venta de energía por empresa eléctrica (GWh)

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
E.E. Ambato	604	621	643	668	694	720	747	774	803	832
E.E. Azogues	105	108	112	117	121	126	131	136	141	147
E.E. Centro Sur	999	1.022	1.060	1.103	1.146	1.190	1.236	1.283	1.332	1.382
E.E. Cotopaxi	424	444	461	481	502	523	545	568	591	616
E.E. Norte	519	530	550	573	595	619	643	668	693	720
E.E. Quito	3.877	3.989	4.142	4.312	4.487	4.667	4.853	5.045	5.244	5.449
E.E. Riobamba	335	344	357	372	387	402	418	434	451	468
E.E. Sur	320	328	341	354	367	381	395	409	424	439
E.E. Galápagos	46	48	50	52	54	57	59	62	64	67
Total E.E.	7.229	7.435	7.718	8.031	8.353	8.684	9.026	9.379	9.743	10.119

Fuente: Demanda Eléctrica PME 2019-2027

Proyección venta de energía por unidad de negocio (GWh)

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	88	92	96	100	104	108	112	117	121	125
CNEL-EI Oro	1.031	1.103	1.214	1.343	1.460	1.572	1.678	1.777	1.875	1.975
CNEL-Esmeraldas	481	543	591	642	693	744	794	843	892	943
CNEL-Guayaquil	4.947	5.378	5.718	6.042	6.388	6.757	7.143	7.546	7.968	8.413
CNEL-Guayas Los Ríos	1.845	1.952	2.079	2.215	2.355	2.497	2.644	2.794	2.947	3.110
CNEL-Los Ríos	392	412	436	460	486	513	540	568	597	627
CNEL-Manabí	1.548	1.567	1.680	1.808	1.946	2.069	2.189	2.311	2.437	2.569
CNEL-Milagro	599	636	696	760	824	885	945	1.001	1.055	1.113
CNEL-Sta. Elena	656	698	785	873	955	1.022	1.083	1.140	1.194	1.252
CNEL-Sto. Domingo	593	618	654	688	723	771	811	1.026	1.237	1.463
CNEL-Sucumbios	366	388	410	434	459	485	512	540	569	600
Total CNEL	12.547	13.386	14.359	15.366	16.393	17.423	18.451	19.663	20.893	22.190

Proyección venta de energía por empresa eléctrica (GWh)

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E.E. Ambato	653	687	721	756	792	831	872	915	959	1.006
E.E. Azogues	75	118	127	135	144	153	162	171	180	190
E.E. Centro Sur	1.032	1.198	1.373	1.498	1.572	1.646	1.723	1.803	1.887	1.975
E.E. Cotopaxi	576	672	716	763	812	865	920	979	1.040	1.106
E.E. Norte	557	689	727	735	777	822	868	918	968	1.022
E.E. Quito	4.517	4.753	5.142	5.545	5.859	6.151	6.461	6.784	7.129	7.486
E.E. Riobamba	370	606	678	705	732	760	787	813	840	868
E.E. Sur	333	354	371	388	405	424	443	464	485	506
TOTAL E.E.	8.114	9.077	9.854	10.523	11.093	11.652	12.237	12.845	13.489	14.160

Fuente: Demanda Eléctrica PME 2019-2027

Para los consumos incrementales se calculó el beneficio básico producido por la energía incremental recibida, valorando el pago dicha energía a la tarifa media aplicable al conjunto del mercado residencial más el no residencial. Se considera el precio medio en cada uno de los mercados de influencia de las subestaciones evaluadas, las cuales se presentan en las siguientes tablas.

PRECIOS MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, 2020

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valores (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.199,47	181,16	3,48
CNEL-Guayas Los Ríos	2.465,53	85,41	3,46
CNEL-Manabí	1.907,98	65,84	3,45
CNEL-EI Oro	1.333,59	46,03	3,45
CNEL-Milagro	949,25	33,35	3,51
CNEL-Sto. Domingo	790,94	27,68	3,50
CNEL-Sucumbios	783,40	27,06	3,45
CNEL-Sta. Elena	782,49	27,04	3,46
CNEL-Esmeraldas	615,55	21,37	3,47
CNEL-Los Ríos	495,52	17,30	3,49
CNEL-Bolívar	96,92	3,35	3,46
CNELEP	15.420,64	535,59	3,47
E.E. Quito	3.808,73	149,61	3,93
E.E. Centro Sur	1.108,32	25,52	2,30
E.E. Ambato	693,26	14,41	2,08
E.E. Norte	632,27	20,22	3,20
E.E. Cotopaxi	512,43	15,82	3,09
E.E. Sur	380,83	16,23	4,26
E.E. Riobamba	348,88	4,92	1,41
E.E. Azogues	72,59	0,30	0,42
Empresas Eléctricas	7.557,31	247,04	3,27
Total General	22.977,95	782,63	3,41

Fuente: ESTADÍSTICA A N U A L Y M U L T I A N U A L DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO
2020

**Precio medio de la energía facturada por las
distribuidoras, periodo 2011-2020**

Año	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2011	14.931,12	1.189,61	7,97
2012	15.847,99	1.283,32	8,10
2013	16.742,94	1.356,73	8,10
2014	17.958,30	1.611,82	8,98
2015	18.942,59	1.797,70	9,49
2016	18.897,42	1.863,06	9,86
2017	19.427,55	1.901,33	9,79
2018	20.000,62	1.855,92	9,28
2019	20.479,65	1.906,42	9,31
2020	20.095,49	1.851,28	9,21

Fuente: ESTADÍSTICA ANUAL Y MULTIANUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 2020

Los beneficios por el aumento en el consumo de electricidad se estimaron como la variación de la demanda entre un año y otro, y el resultado del precio medio entre la energía comprada versus la energía facturada en los mercados de influencia de las subestaciones evaluadas.

Beneficios por reducción de pérdidas de electricidad

La eficiencia en el transporte de electricidad, se mide por el porcentaje de pérdidas de energía producidas en los sistemas de transmisión y distribución de la red eléctrica, mientras menos pérdidas, más eficiente será el sistema.

El origen técnico de estas pérdidas responde a las características de operatividad, de la infraestructura instalada en los sistemas. En tanto que las pérdidas no técnicas son aquellas originadas por las conexiones clandestinas e ilegales, errores en la medición, falta de gestión en la facturación, errores en consumo estimado, fraude o hurto

Las pérdidas en el sistema nacional de transmisión pasaron de 624,18 GWh, 3,79 % en el 2011 a 895,79 GWh, 3,32 % en el 2020, estos valores, indican que el sector sigue logrando avances en la reducción de pérdidas de energía e incrementando la eficiencia del sistema de transmisión y distribución, como lo muestra el cuadro a continuación:

Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Consumo de Auxiliares (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
2011	16.462,55	15.809,23	29,15	624,18	3,79
2012	17.486,28	16.822,04	30,02	634,22	3,63
2013	18.089,07	17.519,34	24,85	544,87	3,01
2014	19.285,45	18.708,93	25,56	550,97	2,86
2015	20.140,84	19.496,29	27,70	616,84	3,06
2016	23.057,96	22.331,04	39,17	687,75	2,98
2017	23.686,10	22.903,10	45,58	737,42	3,11
2018	24.774,32	23.900,70	75,30	798,32	3,22
2019	27.532,24	26.578,72	56,96	896,57	3,26
2020	26.979,90	25.975,02	109,09	895,79	3,32

Fuente: CENACE

Para el cálculo de la reducción de pérdidas de electricidad para cada proyecto se utilizará el porcentaje de pérdidas a nivel nacional por cada año desde el 2015 y para su proyección se mantendrá la del 2020 para los siguientes años, esto como un promedio ponderado aplicable para el sistema nacional de transmisión, para cada año del análisis.

Lo anterior se realizó para las situaciones "con" y "sin" (manteniendo el porcentaje de pérdida del 2013) proyecto. Por diferencia se determinó la reducción de pérdidas atribuible al proyecto y para determinar los beneficios correspondientes a precios de mercado estas se valorizaron con el Costo Medio de Generación de la energía eléctrica (US\$ 47.9/MWh).

Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2011 vs. 2020

Empresa	2011			2020			Variación Pérdidas (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	
CNEL-Guayaquil	4.850,38	715,10	14,74	5.576,04	774,88	13,90	(0,85)
CNEL-Manabí	1.392,44	407,62	29,27	2.013,95	501,14	24,88	(4,39)
CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	330,68	21,78	2.746,40	424,17	15,44	(6,33)
CNEL-El Oro	749,12	136,97	18,28	1.334,80	220,82	16,54	(1,74)
CNEL-Esmeraldas	451,16	114,99	25,49	617,74	169,32	27,41	1,92
CNEL-Milagro	600,61	137,82	22,95	996,30	132,77	13,33	(9,62)
CNEL-Sta. Elena	449,25	76,28	16,98	831,75	123,31	14,83	(2,15)
CNEL-Los Ríos	343,44	107,17	31,20	506,98	110,02	21,70	(9,50)
CNEL-Sto. Domingo	437,10	46,42	10,62	804,70	95,28	11,84	1,22
CNEL-Sucumbios	211,55	47,18	22,30	784,04	56,19	7,17	(15,13)
CNEL-Bolívar	67,81	8,57	12,64	97,22	5,50	5,66	(6,98)
CNELEP	11.071,39	2.128,79	19,23	16.309,92	2.613,41	16,02	(3,20)
E.E. Quito	3.814,23	257,50	6,75	4.221,47	243,23	5,76	(0,99)
E.E. Centro Sur	838,98	56,65	6,75	1.117,02	73,72	6,60	(0,15)
E.E. Norte	520,95	50,30	9,66	640,59	62,81	9,81	0,15
E.E. Cotopaxi	446,52	31,54	7,06	573,43	51,51	8,98	1,92
E.E. Ambato	502,93	39,32	7,82	695,76	42,31	6,08	(1,74)
E.E. Riobamba	285,34	33,84	11,86	405,52	32,38	7,98	(3,87)
E.E. Sur	270,12	28,53	10,56	607,96	31,62	5,20	(5,36)
E.E. Azogues	97,20	4,90	5,04	90,77	5,50	6,06	1,02
E.E. Galápagos	35,23	2,71	7,69	53,94	3,81	7,06	(0,63)
Empresas Eléctricas	6.811,49	505,29	7,42	8.406,45	546,90	6,51	(0,91)
Total General	17.882,88	2.634,08	14,73	24.716,37	3.160,31	12,79	(1,94)

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de pérdidas presentados para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el 2011, corresponden a los registrados en ese año por la Empresa Eléctrica de Guayaquil.

Beneficios por mejoras en confiabilidad⁸

Los proyectos de Santo Domingo – Esmeraldas a 230 kV, Durán 230/69 kV, Concordia - Pedernales y Tabacundo incluyen la construcción de nuevos sistemas de transmisión que mejorarán la confiabilidad del suministro en el área de influencia directa de cada proyecto, al 2014 suministradas por sistemas de transmisión a 138 kV y por líneas de transmisión con alto nivel de congestión (cargabilidad). Por otra parte, el proyecto de ampliación de la subestación El Inga incluye la instalación de un transformador (230/138 kV) que servirá de suplencia operativa en esta subestación y de reserva de transformación a 230/138 kV para subestaciones ubicadas en otras áreas del SNT, de manera similar se cuenta con nuevos puntos de conexión para las EED e incremento de capacidad para cubrir las demandas, como son las subestaciones Riobamba y San Gregorio. Por lo anterior es de esperar que la demanda que se podrá atender en ausencia de estos proyectos tenga una menor confiabilidad de suministro implicando para ellos beneficios por reducción en la energía de falla esperada.

Para fallas intempestivas de corta duración los beneficios netos por mejora de confiabilidad se estimaron valorando la energía asociada a la reducción de fallas a un costo de déficit estimado de US\$ 1,533/MWh (menos el costo de la energía suministrada de US\$ 40.98/MWh). La

reducción de energía de falla se estimó con base en el pronóstico de reducir la ocurrencia de racionamientos conforme a las estadísticas históricas de los sistemas correspondientes (a saber: a- 1.866 Horas/año para el 2013 en los sistemas a 138 kV Santo Domingo - Esmeraldas y Pomasqui - Ibarra – Tulcán, b- 0.6 Horas/año en la línea a 138 kV Pomasqui – Ibarra, y c- 0.8 Horas/año en los sistemas de transformadores 230/138 kV de Santa Rosa y Pascuales).

Para interrupciones de mediana duración asociadas con fallas severas de transformadores 230/138 kV en el SNT los beneficios netos por mejora de confiabilidad que implicará la disponibilidad del transformador de reserva de El Inga se estimaron valorando la energía asociada a la reducción de los racionamientos a la tarifa media más el excedente del consumidor aplicado al mercado total (con una elasticidad precio de -0.5 este valor resulta igual a dos veces la tarifa media) menos el costo de la energía suministrada de US\$ 40.98/MWh). La reducción de energía de falla se estimó con el supuesto de ocurrencia de eventos graves de falla conforme a las estadísticas históricas de la S/E Machala (1 evento de falla grave en 13 años) y bajo el supuesto de que el traslado del transformador de reserva ahorraría racionamientos durante 10 días.

En base a Estadística de Fallas del Sistema Nacional de Transmisión, se efectuó el análisis de los índices de falla en los puntos del SNT referentes a los proyectos del Programa.

5.3. Actualización de precios de eficiencia

En la evaluación socioeconómica de un proyecto de inversión, se mide el aporte neto de un proyecto al bienestar de la economía, teniendo como premisa el concepto de eficiencia y midiendo la contribución del proyecto al cumplimiento de los objetivos para mejorar el bienestar de la sociedad. Los beneficios y costos económicos del proyecto son diferentes a los financieros⁹, ya que toman en cuenta la existencia de externalidades y efectos indirectos del proyecto sobre la sociedad. Por esto se requiere calcular indicadores que transformen los flujos financieros en flujos económicos, para así comparar entre diferentes proyectos de inversión, valorando estos desde el punto de vista del cambio en el bienestar de la sociedad.

Uno de los principales insumos en la evaluación socioeconómica es el uso de precios – cuenta de los insumos y de factores de producción¹⁰. Los cuales se consideran una medida del valor real de la contribución de la inversión o producción económica de un bien y/o servicio. Dentro de estos precios – cuenta se encuentran: la tasa social de descuento, el precio – cuenta de los insumos, el precio – cuenta de la mano de obra, el precio – cuenta de la divisa y el valor social del tiempo.

Las Razones de Precios de Cuenta (RPC) son números por los que hay que multiplicar cada uno de los costos y beneficios de los proyectos para convertirlos de un numerario a otro. Las RPC que se utilizan en este estudio se estiman para convertir costos y beneficios expresados a precios de mercado en costos y beneficios expresados a precios de frontera¹¹ (o de eficiencia).

5.4. Precio de cuenta de la divisa¹²

En Ecuador la moneda de circulación libre y legal es el dólar norteamericano. Por lo tanto, la tasa de cambio es igual a la unidad y, por definición, no existe subvaluación ni sobrevaluación de la moneda circulante respecto al dólar norteamericano. Sin embargo, existe una tasa sombra de la divisa que, a manera de simplificación, puede estimarse como aquella que conduciría a un

⁹ En el caso de la evaluación financiera del proyecto se consideran los ingresos y los costos del proyecto de inversión, de tal manera que muestra el costo o beneficio de manera particular al grupo de interés.

¹⁰ En el caso de realizar una evaluación financiera los precios utilizados son los de mercado.

¹¹ Metodología Squyre van der Tak

¹² Evaluación económica y financiera. Informe Final. Alberto Brugman Miramón. Diciembre de 2013

equilibrio de la balanza de pagos del país. El Precio de Cuenta de la Divisa (*PCD*) se estima, de manera aproximada, así:

$$PCD = TCE \frac{M + T_m + X - T_x}{M + X}$$

Donde: *TCE*, que en Ecuador es igual a la unidad, representa la relación entre la Tasa de Cambio de Equilibrio y la Tasa de Cambio Vigente; *M* el valor de las importaciones totales; *X* el valor de las exportaciones totales; y, *T_m* y *T_x* el valor de los impuestos, libres de subsidios, a las importaciones y a las exportaciones.

Los datos reportados por la Secretaría Nacional de Aduanas, indica que la recaudación Ad Valorem es de US\$ 1,130 millones para 2015. La balanza comercial del 2015 reportó US\$ 18.365 millones de exportaciones (US\$ 11.668 millones no petroleras) y US\$ 20.458 millones de importaciones (US\$ 11,170 no petroleras ni bienes de capital)¹³. Para estimar un orden de magnitud del *PCD* este análisis considera los valores de exportaciones e importaciones, no petroleros ni bienes de capital, reportados al 2015, en la forma siguiente¹⁴.

$$PCD = TCE \left[\frac{X + M + T_x - T_m}{X + M} \right] = 1.049$$

Precio de cuenta de la mano de obra no calificada

Las estimaciones de factores de cuenta para la Mano de Obra no Calificada (MONC) efectuados para países en vías de desarrollo con índices de desempleo y subempleo de dos dígitos muestran resultados en el rango de 0.4 a 0.5¹⁵. Se actualizó el valor del FC para la MONC en Ecuador en función del análisis realizado en la “ESTIMACIÓN DEL PRECIO CUENTA DE LA MANO DE OBRA CALIFICADA Y NO CALIFICADA”¹⁶ realizada para el Ecuador para el año 2015. El cálculo de FC para la MONC se lo presenta a continuación.

¹³ Información de Balanza Comercial, BCE. 2015

¹⁴ También se realizó una estimación de la *PCD* considerando el valor total de las exportaciones e importaciones y arrojó un valor de 1.029, el cual resulta similar para efectos de su aplicación en la evaluación económica.

¹⁵ Evaluación económica y financiera. Informe Final. Alberto Brugman Miramón. Diciembre de 2013

¹⁶ “ESTIMACIÓN DEL PRECIO CUENTA DE LA MANO DE OBRA CALIFICADA Y NO CALIFICADA”, MARÍA ELENA CHANG AVILÉS, 2015. Ecuador

Estimación del Factor de Cuenta para la MONC

FACTOR PRESTACIONAL	
REMUNERACIONES ADICIONALES	
Décimo tercer sueldo	9,09%
Décimo Cuarto sueldo	11,11%
Fondos de Reserva	8,33%
Utilidades- Empleado Privado	15,00%
Beneficios Sociales	
Transporte	0,46%
Uniformes	2,57%
Alimentación	0,62%
Vacaciones	
Empleado Público	8,22%
Empleado Privado	4,11%
IESS- Aporte Patronal	
	11,15%
% Total de Prestaciones sociales Público	50,93%
% Total de Prestaciones sociales privado	59,87%

A	B	SALARIO DE CUENTA
PROMEDIO	FACTOR PRESTACIONAL PÚBLICO	
	1,509	
\$ 649,50	\$ 980,29	\$ 1.009,32

$$RPC_{mounc} = \frac{\text{Salario Promedio}}{\text{Salario de Cuenta}}$$

$$RPC_{mounc} = \frac{USD 649,50}{USD 1.009,32}$$

$$RPC_{mounc} = 0,644$$

Precio de cuenta de la energía generada

La tabla siguiente muestra los resultados del Costo Medio de Generación (CMG) por tipo de Empresa.

COSTO MEDIO DE LA ENERGÍA GENERADA (2015)

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	865,97	4,31
	T. de corto plazo	25,63	15,07
	Otros	1,10	7,51
Total Generadora		892,70	4,41
Distribuidora	T. de corto plazo	74,49	6,61
	Otros	0,07	11,41
Total Distribuidora		74,55	6,61
Autogeneradora	Contratos	15,77	5,43
	T. de corto plazo	24,24	9,27
	Otros	0,45	4,41
Total Autogeneradora		40,46	7,20
Importación	Contratos	3,13	5,74
	T. de corto plazo	47,98	10,49
Total Importación		51,11	9,99
Exportación	T. de corto plazo	2,62	5,73
	Otros	0,06	11,55
Total Exportación		2,68	5,79
Total		1.061,51	4,72

El CMG trasladable a tarifas en 2015 selecciona el valor 4,72 US\$/kWh., que se utilizará para todos los proyectos.

5.5. RPC para los costos de operación y mantenimiento de transmisión

La estimación de la RPC de operación y mantenimiento de la transmisión se estima, de acuerdo a prácticas acostumbradas, suponiendo que sus costos están compuestos en un 60% por bienes comercializables, 20% por mano de obra calificada, 5% de mano de obra no calificada y 15% de impuestos y transferencias. Esta estructura del costo produce una RPC de 0.85

5.6. RPCs de los costos de inversión de los proyectos

El siguiente cuadro presenta los Factores de Cuenta calculados en este capítulo y su cambio de base del numerario de consumo al de divisas libres en manos del Estado (frontera). En el primero, la unidad de cuenta es el consumo razón por la cual éste se valora por 1. En el numerario de frontera la unidad de cuenta es la divisa, razón por la cual ésta se valora por 1 y, los demás Factores de Cuenta se obtienen, a partir de los calculados en numerario de consumo, dividiendo sus valores por el PCD.

FC en los Numerarios de Consumo y Frontera			
		Numerario	
		Consumo	Frontera
PCD=Precio de Cuenta de la Divisa		1,049	1,000
MOC= Mano de Obra Calificada		1,000	0,953
MONC= Mano de Obra no Calificada		0,644	0,614
FC del Consumo		1,000	0,953
FC de Impuestos y Transferencias		0	0,000

El cuadro siguiente presenta las RPC estimadas para los costos de inversión de cada uno de los proyectos evaluados. En él se han ponderado los diferentes componentes del costo de inversión mediante sus correspondientes factores de cuenta que se presentan en el cuadro anterior.

PROYECTO	VALOR FINAL	BIENES COMERCIALIZABLES	BIENES NO COMERCIALIZABLES	CALIFICADA	NO CALIFICADA	IMPUESTOS y TRANSFERENCIAS	RPC
LOTE 1: Primera Licitación	\$54.853.895,41	31.322.900,08	8.045.080,46	6.758.103,89	2.850.758,61	5.877.052,38	0,858
LOTE 2: Primera Licitación	\$10.347.680,22	7.328.374,18	809.488,86	661.491,15	439.360,96	1.108.623,69	0,866
LOTE 3: Primera Licitación	\$23.182.864,43	14.404.286,43	2.997.481,71	2.329.146,88	967.414,67	2.482.385,17	0,865
LOTE 4: Primera Licitación	\$9.950.615,51	6.633.743,67	890.257,04	880.291,47	480.007,99	1.066.419,12	0,861
LOTE 5: Primera Licitación	\$5.354.130,77	2.634.821,34	1.199.730,83	257.085,18	689.181,40	574.296,40	0,819
LOTE 1: Segunda Licitación	\$30.638.872,12	16.660.602,92	5.140.785,96	3.897.235,67	1.657.359,68	3.280.393,16	0,856
LOTE 2: Segunda Licitación	\$3.335.446,54	2.431.176,06	227.793,33	194.659,75	124.250,91	357.385,77	0,869
LOTE 3: Segunda Licitación	\$24.736.495,00	14.064.031,18	3.925.529,94	2.841.766,92	1.254.962,89	2.651.801,41	0,859
TOTAL	\$162.400.000,00	\$190.959.879,73	\$46.472.304,27	\$34.748.580,38	\$12.204.077,95	\$17.398.357,09	

Fuente: Realizado por el Consultor

5.7. ESTIMACIÓN DEL RETORNO ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS

Se adoptó un período de análisis de 40 años (hasta 2055) igual a la vida útil estimada para los Proyectos. Con el pronóstico de costos y beneficios evaluado para cada proyecto se estimó su retorno económico. Los resultados obtenidos en este análisis constituyen una comparación de los recursos utilizados por la economía ecuatoriana "con" y "sin" dicho proyecto. Con base en los costos y beneficios identificados, se calculó la tasa interna de retorno económico (TIRE) a Precios de Frontera. Del mismo modo, los costos y beneficios identificados se utilizaron para calcular el valor presente de los beneficios netos del proyecto (VPN), utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%, a Precios de Eficiencia.

RESULTADOS OBTENIDOS

Caso base

En esta sección se resumen los costos y beneficios estimados para el Programa y para cada uno de los Proyectos durante el período 2015 - 2027 (12 años), a precios de eficiencia y para un escenario referencial denominado Caso Base. Como condición terminal, durante el período 2027 a 2055 (el resto de su vida útil de 40 años) se extrapolaron los valores obtenidos en los últimos años. También se incluyen los resultados obtenidos para el Valor Presente de los Beneficios Netos (VPN al 12%) y a precios de eficiencia (TIRE).

Evaluación económica a precios de eficiencia

En resumen, la evaluación económica del Programa a precios de eficiencia indica una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de 86.48% y un Valor Presente Neto (VPN) de beneficios netos para el país descontados al 12% de US\$ 1.020 millones, generados básicamente por el ahorro de combustible.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

(PROGRAMA TOTAL, valores en US\$ de 2015)

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS															
INVERSION	-	-	-	74.819.496,88	18.349.803,38	19.061.385,79	18.025.017,17	10.284.823,92	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	10.042.200,00	11.247.264,00	12.596.935,68	14.108.567,96	15.801.596,12	17.697.787,65	19.821.522,17	22.200.104,83	24.864.117,41
GENERACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Costos	-	-	-	74.819.496,88	18.349.803,38	19.061.385,79	28.067.217,17	21.532.087,92	12.596.935,68	14.108.567,96	15.801.596,12	17.697.787,65	19.821.522,17	22.200.104,83	24.864.117,41
INGRESOS															
INCREMENTO VENTAS	-	-	-	-	-	46.811.036,25	60.853.428,00	76.074.138,00	92.490.936,00	110.195.734,50	118.963.941,90	130.895.164,80	143.259.969,60	153.334.560,00	162.409.387,50
AHORRO PERDIDAS	-	-	-	-	-	2.605.773,11	2.854.691,90	3.078.843,42	3.293.821,97	3.150.082,28	3.596.511,30	3.956.162,43	3.956.162,43	3.956.162,43	3.956.162,43
CONFIABILIDAD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AHORRO CONSUMO COMBUSTIBLE	-	-	-	-	-	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20	90.934.599,20
Total Ingresos	-	-	-	-	-	140.351.408,56	154.642.719,10	170.087.580,62	186.719.357,17	204.280.415,98	213.495.052,40	225.785.926,43	238.150.731,23	248.225.321,63	257.300.149,13
BENEFICIOS NETOS	-	-	-	-74.819.496,88	-18.349.803,38	121.290.022,77	126.575.501,93	148.555.492,70	174.122.421,49	190.171.848,02	197.693.456,28	208.088.138,78	218.329.209,06	226.025.216,80	232.436.031,72

TIRE	86,48%
VPN	\$1.020.855.456,10

5.8. Resultados por proyecto

A continuación, se resumen los resultados obtenidos en la evaluación beneficio / costo de cada uno de los proyectos.

Lote 1: Sistema de transmisión Santo Domingo – Esmeraldas

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto a precios de eficiencia indica una tasa interna de retorno económico (TIRE) de 10.79% y US\$ -4.1 millones de valor presente de beneficios netos (VPN) descontados a una tasa de descuento del 12%, básicamente porque no tiene ingreso por ahorro de pérdidas.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS												
INVERSION	24.127.647	9.556.152	7.745.813	1.884.438	1.966.389	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	1.637.468	2.619.949	4.715.909	6.602.272	7.262.500	7.625.625	8.006.906	8.407.251	8.827.614	9.268.994
GENERACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Costos	24.127.647	9.556.152	9.383.281	4.504.388	6.682.298	6.602.272	7.262.500	7.625.625	8.006.906	8.407.251	8.827.614	9.268.994
INGRESOS												
INCREMENTO VENTAS	-	-	6.580.935	7.114.028	7.628.738	8.149.575	8.676.540	9.283.163	9.834.638	11.452.298	13.045.448	14.742.765
AHORRO PERDIDAS	-	-	-	-	1.136.526	1.220.033	1.171.333	1.393.613	1.532.974	1.532.974	1.532.974	1.532.974
Total Ingresos	-	-	6.580.935	7.114.028	8.765.263	9.369.608	9.847.873	10.676.776	11.367.612	12.985.272	14.578.422	16.275.739
BENEFICIOS NETOS	-24.127.647	-9.556.152	-2.802.346	2.609.640	2.082.965	2.767.335	2.585.373	3.051.151	3.360.706	4.578.021	5.750.808	7.006.745

TIRE	10,79%
VPN	\$-4.173.494,67

LOTE 2: AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN RIOBAMBA Y EL INGA

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto a precios de eficiencia la tasa interna de retorno económico (TIRE) resulta de 19.17% y el valor presente de beneficios netos (VPN) de US\$ 6.321 millones.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS												
INVERSION	4.219.462	2.878.604	1.160.726	576.628	19.226	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	909.361	1.454.977	2.327.963	3.026.352	3.328.987	3.495.437	3.670.209	3.853.719	4.046.405	4.248.725
GENERACIÓN												
Total Costos	4.219.462	2.878.604	2.070.087	2.031.605	2.347.189	3.026.352	3.328.987	3.495.437	3.670.209	3.853.719	4.046.405	4.248.725
INGRESOS												
INCREMENTO VENTAS	-	-	1.403.198	2.566.197	3.319.880	3.946.110	4.610.331	5.052.737	5.288.278	5.527.618	5.888.528	6.084.608
AHORRO PERDIDAS	-	-	182.271	270.757	300.695	314.305	294.385	330.602	363.662	363.662	363.662	363.662
CONFIABILIDAD												
AHORRO COSTOS												
Total Ingresos	-	-	1.585.469	2.836.954	3.620.574	4.260.415	4.904.716	5.383.338	5.651.940	5.891.280	6.252.190	6.448.270
BENEFICIOS NETOS	-4.219.462	-2.878.604	-484.618	805.349	1.273.385	1.234.063	1.575.729	1.887.902	1.981.731	2.037.561	2.205.785	2.199.544
TIRE	19,17%											
VPN	\$7.929.433,44											

LOTE 3: SISTEMA DE TRANSMISIÓN DURÁN

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto a precios de eficiencia la tasa interna de retorno económico (TIRE) resulta de 51.05% y el valor presente de beneficios netos (VPN) de US\$ 89.2 millones.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS												
INVERSION	10.054.120	1.794.465	4.953.772	1.995.556	612.916	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	91.371	146.193	233.909	304.082	334.490	351.214	368.775	387.214	406.575	426.903
GENERACIÓN												
Total Costos	10.054.120	1.794.465	5.045.142	2.141.749	846.825	304.082	334.490	351.214	368.775	387.214	406.575	426.903
INGRESOS												
INCREMENTO VENTA	-	-	6.783.143	8.372.616	10.191.258	12.215.171	13.708.749	14.688.353	15.553.066	16.606.628	18.057.743	19.056.525
AHORRO PERDIDAS	-	-	1.040.360	1.119.885	1.201.346	1.286.167	1.233.138	1.414.192	1.555.612	1.555.612	1.555.612	1.555.612
CONFIABILIDAD												
AHORRO COSTOS												
Total Ingresos	-	-	7.823.502	9.492.501	11.392.604	13.501.338	14.941.887	16.102.545	17.108.677	18.162.240	19.613.354	20.612.137
BENEFICIOS NETOS	-10.054.120	-1.794.465	2.778.360	7.350.752	10.545.779	13.197.256	14.607.398	15.751.331	16.739.902	17.775.026	19.206.780	20.185.233
TIRE	51,05%											
VPN	\$111.925.432,90											

LOTE 4: AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN GREGORIO A 230/69 kV

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto a precios de eficiencia la tasa interna de retorno económico (TIRE) resulta de 55.8% y el valor presente de beneficios netos (VPN) de US\$ 32.5 millones.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS												
INVERSION	4.397.658	1.101.797	1.966.957	851.540	196.219	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	2.167.586	3.468.137	5.549.020	7.213.726	7.935.098	8.331.853	8.748.446	9.185.868	9.645.162	10.127.420
GENERACIÓN												
Total Costos	4.397.658	1.101.797	4.134.542	4.319.677	5.745.239	7.213.726	7.935.098	8.331.853	8.748.446	9.185.868	9.645.162	10.127.420
INGRESOS												
INCREMENTO VENTAS	-	-	7.588.296	8.641.613	9.367.722	10.413.809	11.327.909	12.170.686	12.876.574	13.735.833	14.932.718	15.741.548
AHORRO PERDIDAS	-	-	605.367	623.481	673.261	728.086	706.683	812.664	893.931	893.931	893.931	893.931
CONFIABILIDAD												
AHORRO COSTOS												
Total Ingresos	-	-	8.193.663	9.265.095	10.040.983	11.141.895	12.034.592	12.983.350	13.770.505	14.629.764	15.826.648	16.635.478
BENEFICIOS NETOS	-4.397.658	-1.101.797	4.059.121	4.945.417	4.295.744	3.928.169	4.099.494	4.651.497	5.022.059	5.443.896	6.181.487	6.508.059
TIRE	55,8%											
VPN	\$40.826.500,15											

LOTE 5: AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN YANACOA A 138/69 kV

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto a precios de eficiencia la tasa interna de retorno económico (TIRE) resulta de 44.11% y el valor presente de beneficios netos (VPN) de US\$ 14.1 millones.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS												
INVERSION	2.051.801	1.686.255	279.530	120.748	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	52.323	62.787	100.460	130.597	143.657	150.840	158.382	166.301	174.616	183.347
GENERACIÓN												
Total Costos	2.051.801	1.686.255	331.852	183.535	100.460	130.597	143.657	150.840	158.382	166.301	174.616	183.347
INGRESOS												
INCREMENTO VENTAS	-	-	1.632.366	1.952.222	2.068.705	2.234.822	2.357.556	2.494.138	2.605.903	2.757.865	2.971.838	3.100.515
AHORRO PERDIDAS	-	-	158.998	171.972	181.530	190.773	179.571	203.337	223.671	223.671	223.671	223.671
CONFIABILIDAD												
AHORRO COSTOS												
Total Ingresos	-	-	1.791.364	2.124.194	2.250.235	2.425.595	2.537.127	2.697.475	2.829.574	2.981.536	3.195.508	3.324.186
BENEFICIOS NETOS	-2.051.801	-1.686.255	1.459.512	1.940.658	2.149.776	2.294.997	2.393.470	2.546.635	2.671.192	2.815.235	3.020.892	3.140.839
TIRE	44,11%											
VPN	\$17.713.452,29											

LOTE 1: SISTEMA DE TRANSMISIÓN LA CONCORDIA - PEDERNALES 138/69 kV, 66 MVA

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto a precios de eficiencia la tasa interna de retorno económico (TIRE) resulta de 71.46% y el valor presente de beneficios netos (VPN) de US\$ 115.9 millones.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS													
INVERSION	165.823	14.078.012	-	1.613.714	5.396.387	4.610.003	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	613.700	675.070	1.080.112	1.404.146	1.544.560	1.621.788	1.702.878	1.788.021	1.877.423	1.971.294
GENERACIÓN	-	-	-	9.394.200	9.922.900	10.435.450	10.930.150	11.307.550	11.812.450	11.812.450	11.812.450	11.812.450	11.812.450
Total Costos	165.823	14.078.012	-	11.621.614	15.994.357	16.125.565	12.334.296	12.852.110	13.434.238	13.515.328	13.600.471	13.689.873	13.783.744
INGRESOS													
INCREMENTO VENTA	-	-	-	18.278.950	19.307.800	29.803.400	21.267.650	22.002.000	22.984.300	22.984.300	22.984.300	22.984.300	22.984.300
AHORRO PERDIDAS	-	-	-	8.855.584	9.910.975	10.980.676	12.137.567	12.039.865	14.324.633	15.757.096	15.757.096	15.757.096	15.757.096
CONFIABILIDAD													
AHORRO COSTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Ingresos	-	-	-	27.134.534	29.218.775	40.784.076	33.405.217	34.041.865	37.308.933	38.741.396	38.741.396	38.741.396	38.741.396
BENEFICIOS NETOS	-165.823	-14.078.012	-	15.512.920	13.224.418	24.658.510	21.070.922	21.189.755	23.874.695	25.226.069	25.140.925	25.051.524	24.957.652
TIRE	71,46%												
VPN	\$115.899.162,64												

- Se utilizaron los datos de O&M de la evaluación ex-ante en vista que el Proyecto no entra en ejecución total.

LOTE 2: AMPLIACIÓN SUBESTACIONES A 230 kV (S/E ESCLUSAS, INSTALACIÓN BANCO DE CAPACITORES 2X60 MVAR)

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto a precios de eficiencia la tasa interna de retorno económico (TIRE) resulta de 330% y el valor presente de beneficios netos (VPN) de US\$ 298.3 millones.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS												
INVERSION	1.433.334	982.284	312.587	67.556	26.917	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	1.985.367	2.382.441	3.811.905	4.955.477	5.451.024	5.723.575	6.009.754	6.310.242	6.625.754	6.957.042
GENERACIÓN												
Total Costos	1.433.334	982.284	2.297.954	2.449.997	3.838.822	4.955.477	5.451.024	5.723.575	6.009.754	6.310.242	6.625.754	6.957.042
INGRESOS												
INCREMENTO VENTAS	-	-	24.250.194	29.658.326	31.883.711	34.801.014	37.185.347	39.747.377	42.017.983	44.850.972	48.823.920	51.550.658
AHORRO PERDIDAS	-	-	374.580	414.314	443.683	471.107	449.160	513.877	565.265	565.265	565.265	565.265
CONFIABILIDAD												
AHORRO COSTOS												
Total Ingresos	-	-	24.624.774	30.072.640	32.327.394	35.272.121	37.634.506	40.261.254	42.583.248	45.416.236	49.389.185	52.115.922
BENEFICIOS NETOS	-1.433.334	-982.284	22.326.820	27.622.642	28.488.572	30.316.644	32.183.482	34.537.678	36.573.494	39.105.994	42.763.431	45.158.880
TIRE	330%											
VPN	\$298.349.196,12											

LOTE 3: SISTEMA DE TRANSMISIÓN TABACUNDO (PIMAMPIRO) 230/138 kV, 225 MVA

El caso Base de la evaluación económica de este proyecto precios de eficiencia la tasa interna de retorno económico (TIRE) resulta de 71.54% y el valor presente de beneficios netos (VPN) de US\$ 343.9 millones.

RESUMEN DE COSTOS Y BENEFICIOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
COSTOS												
INVERSION	14.211.246	147.896	994.744	7.117.673	2.853.154	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	348.500	453.050	498.355	523.273	549.436	576.908	605.754	636.041
GENERACIÓN												
Total Costos	14.211.246	147.896	994.744	7.117.673	3.201.654	453.050	498.355	523.273	549.436	576.908	605.754	636.041
INGRESOS												
INCREMENTO VENTAS	-	-	-	-	39.097.250	42.941.900	46.418.900	53.912.500	53.912.500	53.912.500	53.912.500	53.912.500
AHORRO PERDIDAS	-	-	-	-	10.563.840	12.210.992	12.431.273	17.522.605	19.274.866	19.274.866	19.274.866	19.274.866
CONFIABILIDAD					2.495.000	2.467.000	1.885.000	3.601.000	3.601.000	3.601.000	3.601.000	3.601.000
AHORRO COSTOS					127.000	143.000	154.000	164.000	164.000	164.000	164.000	164.000
Total Ingresos	-	-	-	-	52.283.090	57.762.892	60.889.173	75.200.105	76.952.366	76.952.366	76.952.366	76.952.366
BENEFICIOS NETOS	-14.211.246	-147.896	-994.744	-7.117.673	49.081.436	57.309.842	60.390.818	74.676.832	76.402.929	76.375.458	76.346.612	76.316.324
TIRE	71.54%											
VPN	\$343.966.030,84											

6. ANÁLISIS SOCIAL

En este capítulo y dada las características del Programa se evalúa el cumplimiento de las Salvaguardas que tiene carácter social. En el Anexo 2 se presenta proyecto por proyecto el análisis realizado

6.1. SALVAGUARDAS

6.1.1. OP-710 Reasentamiento Involuntario

No se reportaron Reasentamientos de Comunidades por afectaciones durante la construcción de los proyectos, sin embargo, se dispone de un Plan de Reasentamiento y Restitución de Activos desarrollado por TRANSELECTRIC en conjunto con el BID, mismo que evita o disminuye la necesidad de desplazamiento físico, y asegura que, en caso de ser necesario el desplazamiento, las personas sean tratadas de manera equitativa y, cuando sea factible y participen de los beneficios que ofrece el proyecto que requiere su reasentamiento.

6.1.2. OP-765 Pueblos Indígenas

No se reportan comunidades indígenas dentro del AID de los proyectos, tampoco se reportaron problemas en cuanto a la gestión con la comunidad, salvo lo usual en este tipo de proyectos, como son desacuerdo en compensaciones, solicitud de mejoras que no son competencia del proyecto o irregularidades en documentos de propiedad de los predios, no obstante, como dato a rescatar, para el S/T Pimampiro (Tabacundo) se tuvo problemas con la comunidad Atach, debido a que se trata de una comunidad netamente agrícola y el polvo que generaba la construcción del proyecto afectó a sus plantaciones.

6.1.3. PROGRAMAS DE GESTIÓN

Los programas de gestión desarrollados en los proyectos, cumplen con los requisitos mínimos previos, establecidos en la estrategia ambiental del Perfil del Proyecto, así como en el informe de gestión ambiental y social, y las especificaciones técnicas ambientales. En este aspecto, los rubros considerados para la ejecución de programas de gestión, fueron suficientes, claros y objetivos.

6.1.4. SEGUIMIENTO Y EVALUACION

El análisis realizado al desarrollo de los proyectos, evidenció un seguimiento y control cercano a cada uno de los proyectos, por parte de los correspondientes departamentos de TRANSELECTRIC y el BID; eso se refleja en los distintos informes mensuales y semestrales disponibles en donde se detalla el avance de ejecución, novedades y otras situaciones de interés de cada S/E, L/T o S/T. Como punto remarcable, el soporte de TRANSELECTRIC a los contratistas ha permitido sortear diversos contratiempos y de esta manera, permitir un desempeño eficaz.

6.1.5. CONSULTA Y PARTICIPACION INFORMADAS - COMUNICACIONES EXTERNAS Y MECANISMOS DE QUEJA

Los proyectos fueron desarrollados en cumplimiento con la normativa nacional vigente, misma que exige la correspondiente socialización del proyecto a través de procesos de participación ciudadana, mediante el cual se levantan comentarios, aportes y quejas. Este tipo de insumos ha servido para conocer de mejor manera el contexto del desarrollo de cada proyecto y así definir líneas de acción para atender a los afectados por las distintas fases de desarrollo. A más del trabajo en territorio, se han implementado mecanismos digitales de recepción de comentarios, los cuales, a más de facilitar la logística, aporta en gran medida a las condiciones de salud y seguridad necesarias para la situación de pandemia

7. LECCIONES APRENDIDAS

Acompañamiento: El acompañamiento continuo por parte de los responsables sociales es necesario e imprescindible. Todo el trabajo en territorio ha sido realizado adecuadamente.

Es importante que, en los proyectos financiados, deban siempre tener una evaluación intermedia que acompañe en la evolución de los proyectos, sus cambios de ser necesarios y el control presupuestario de las etapas.

Capacidades: El equipo técnico encargado de llevar a cabo los aspectos socio ambientales desde CELEC-Transelectric ha facilitado desde el punto de vista social son agentes futuros de cooperación regional. Las capacidades adquiridas en el desarrollo del Programa deben ser extendidas a lo largo de la región.

Inclusión explícita de Salvaguardas: Si bien los planes de manejo ambiental contienen medidas que se relacionan con las salvaguardas ambientales es necesaria su progresiva inclusión en futuros proyectos.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Programa generó importantes impactos positivos al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, reducir pérdidas y atender la necesidad de evacuación de mayor energía generada, incrementando la demanda y los ingresos al Estado Ecuatoriano

El Perfil de Proyecto (Echeverría, 2018) a más de contener los justificativos del Programa de Reforzamiento de la Línea de Transmisión EC-L1117 establece las salvaguardas sociales aplicables para evaluación. Presenta también la Estrategia Socio Ambiental, en el cual se presenta el contexto social que sirvió de base para la evaluación.

El Programa por parte del BID fue catalogado como Categoría “B”, lo que implicaba el cumplimiento entre otras de lo siguiente:

OP-703	Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias
B.6.	Consultas
B.9.	Hábitats y Sitios Culturales
OP-710	Reasentamiento Involuntario
OP-761	Igualdad de Género en el Desarrollo
OP-765	Pueblos Indígenas

Los impactos sociales negativos fueron catalogados de mediana intensidad y se producen principalmente en la fase de construcción, principalmente en la construcción de L/T. Estos impactos fueron manejados por la unidad ambiental y social que cuenta Transelectric. Esta unidad ha facilitado desde el punto de vista social que todos los proyectos de construcción del Programa se hayan culminado sin muchos inconvenientes. Si bien ha existido algunos retrasos por temas sociales es importante mencionar que todos ellos ya han sido superados. La unidad encargada de los aspectos socio ambientales representan un caso de éxito e institucionalmente

debe mantenerse y fortalecerse para que los procesos ya implementados faciliten la construcción o implementación de nuevos proyectos

Así mismo en la parte económica sigue afectando las pérdidas en ciertas localidades, como es el caso de Santo Domingo-Esmeraldas, entre otras, que afectan el TIRE, y que hace que el proyecto se lo recupere a mayor tiempo del esperado.

En cuanto a las políticas y salvaguardas del BID, cabe precisar que, si bien la gran mayoría de estudios ambientales no especifica su cumplimiento, el desarrollo de los proyectos sí ha implementado en buena medida estos requerimientos. El seguimiento por parte de TRANSELECTRIC, así como el BID, han sido clave para un correcto desempeño socio ambiental. Sin embargo, para futuros proyectos es recomendable solicitar, mediante acuerdos legales, el cumplimiento de estos requisitos, con el fin de evitar controversias y malentendidos entre los contratistas.

Los planes de manejo ambiental y las entrevistas realizadas a los administradores del contrato sirvieron de guías para identificar aspectos socio - ambientales que no están registrados documentalmente.

Uno de los aspectos sociales importantes que aparecen en la construcción de líneas de transmisión es el relacionado a la adquisición de los terrenos que están en la franja de servidumbre. Algunos de esos terrenos no tienen escrituras y se complica el proceso de pago por el impacto causado. A partir de los procesos implementados por la unidad de gestión social y ambiental estos han sido resueltos a la actualidad.

En la construcción de la L/T Santo Domingo, misma que atraviesa mayormente áreas intervenidas y que es paralela al SOTE y OCP (la línea de transmisión más larga de las construidas) hubo propietarios de los lotes que no estuvieron de acuerdo con la indemnización por tema de cultivos, siembras de pasto, etc. Estos fueron gestionados adecuadamente.

ANEXO 1 – DESCRIPCIÓN DE POLÍTICAS Y DIRECTRICES DEL BID

Tabla 1. Políticas y Directrices establecidas por el BID

POLÍTICA / DIRECTRIZ		RESUMEN DE OBJETIVO
OP-703	Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias	(i) Potenciar la generación de beneficios de desarrollo de largo plazo para los países miembros, a través de resultados y metas de sostenibilidad ambiental. Asegurar que todas las operaciones y actividades del Banco sean ambientalmente sostenibles, conforme lo establecen las directrices establecidas en la presente Política; e (iii) incentivar la responsabilidad ambiental corporativa dentro del Banco mismo.
B.6.	Consultas	Para las operaciones de Categoría “B” se deberán realizar consultas con las partes afectadas por lo menos una vez, preferentemente durante la preparación o revisión del PGAS,
B.9.	Hábitats y Sitios Culturales	El Banco no apoyará actividades que en su opinión conviertan o degraden significativamente hábitats naturales críticos o sitios de importancia cultural crítica. El Banco no respaldará operaciones que involucren una conversión significativa o la degradación de hábitats naturales tal y como se definen en la presente Política, a menos que: (i) no existan alternativas viables que el Banco considere aceptables; (ii) se hayan hecho análisis muy completos que demuestren que los beneficios totales derivados de la operación superan ampliamente sus costos ambientales; y (iii) se incorporen medidas de mitigación y compensación que el Banco considere aceptables
OP-710	Reasentamiento Involuntario	Minimizar alteraciones perjudiciales en el modo de vida de las personas que viven en la zona de influencia del proyecto, evitando o disminuyendo la necesidad de desplazamiento físico, y asegurando que, en caso de ser necesario el desplazamiento, las personas sean tratadas de manera equitativa y, cuando sea factible, participen de los beneficios que ofrece el proyecto que requiere su reasentamiento.
OP-761	Igualdad de Género en el Desarrollo	Fortalecer la respuesta del Banco a los objetivos y compromisos de sus países miembros en América Latina y el Caribe de promover la igualdad de género y el empoderamiento de la mujer. Al fortalecer su respuesta, el Banco espera contribuir al cumplimiento de los acuerdos internacionales sobre el tema de esta Política. Asimismo, las acciones en cumplimiento de esta Política contribuirán a impulsar las prioridades institucionales y la misión del Banco de acelerar el proceso de desarrollo económico y social de sus países miembros regionales.
OP-765	Pueblos Indígenas	Potenciar la contribución del Banco al desarrollo de los pueblos indígenas mediante el apoyo a los gobiernos nacionales ⁸ de la región y a los pueblos indígenas en el logro de los siguientes objetivos: (a) Apoyar el desarrollo con identidad de los pueblos indígenas, incluyendo el fortalecimiento de sus capacidades de gestión. (b) Salvaguardar a los pueblos indígenas y sus derechos de impactos adversos potenciales y de la exclusión en los proyectos de desarrollo financiados por el Banco

Fuente: Políticas Operativas del Banco Interamericano de Desarrollo

ANEXO 2. MATRIZ DE CUMPLIMIENTO DE SALVAGUARDÍAS POR PROYECTO

TIPO	PROYECTO	TIPO PERMISO	PERMISO AMBIENTAL	IMPOSICIÓN DE SERVIDUMBRE	PMA	PGAS	ETAS	INCLUSIÓN DE POLÍTICAS Y SALVAGUARDAS	NOVEDADES	SOLUCIONES
SE_ELING	SE EL INGA	LICENCIA	036/11	N/A	SI	SI	SI	El EIA establece como objetivo la adopción de políticas y salvaguardas, sin embargo sólo se mencionan y no profundizan a lo largo del documento	No se reportan hallazgos relevantes (es una ampliación)	N/A
SE_LASESC	SE LAS ESCLUSAS	LICENCIA	004/09	N/A	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	No se reportan hallazgos relevantes (es una ampliación)	N/A
SE_RIOBA	SE RIOBAMBA	LICENCIA	038/13	N/A	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	No se reportan hallazgos relevantes (es una ampliación)	N/A
SE_SNGREG	SE SAN GREGORIO	LICENCIA	008/06	N/A	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	No se reportan hallazgos relevantes (es una ampliación)	N/A
SE_YANAC	SE YANACOA	LICENCIA	068/13	N/A	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	Sinergia entre contratistas y comunidades	Se realizó un sembrado de árboles para consolidación de terreno que, pese a no estar considerado en la planificación, se realizaron en conjunto con la comunidad. Asimismo, se construyó una vía de acceso y una red eléctrica que benefició a la comunidad. Existió un apoyo mutuo
ST_CONC_PEDER	LT CONCORDIA - PEDERNALES	LICENCIA	MAE-DNPCA-2018-008812	SI	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	Licencia Ambiental fue otorgada después de un año de inicio del proyecto, por ende no se consideraron rubros que la Licencia Ambiental exige. Se tuvo inconvenientes ya que en ciertas comunidades amenazaron con machetes a los técnicos. Proyecto de electrificación de 165.000 USD para beneficio de 3 familias muy alejadas de la zona. Pagos pendientes a proveedores, se les debería obligar a los contratistas a cumplir con estos pagos.	La contratista tuvo que desembolsar valores para indemnizar a la comunidad. Se contó con el apoyo del abogado y el departamento de gestión socio ambiental. La imposición de servidumbre está amparada por la ley y se debe indemnizar de la manera adecuada. Muchas veces los comuneros suspendieron las obras. A pesar de que ya estaban indemnizados los comuneros seguían exigiendo un pago. se gestionó con el Ministerio este dinero para poder realizar el proyecto, actualmente mucha gente se ha venido asentando en el sitio.
ST_CONC_PEDER	SE CONCORDIA	REGISTRO	213785	N/A	SI	SI	SI	El Registro Ambiental no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas. Cabe mencionar que este permiso se obtuvo a través del SUIA, siguiendo el proceso de automatización de registros ambientales; en estos tiempos el Ministerio del Ambiente ya no exigía licencia ambiental para subestaciones y define un marco cerrado para inclusión de actividades de PMA		
ST_CONC_PEDER	SE PEDERNALES	REGISTRO	213788	N/A	SI	SI	SI	El Registro Ambiental no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas. Cabe mencionar que este permiso se obtuvo a través del SUIA, siguiendo el proceso de automatización de registros ambientales; en estos tiempos el Ministerio del Ambiente ya no exigía licencia ambiental para subestaciones y define un marco cerrado para inclusión de actividades de PMA		

ST_DURAN	LT DURÁN	LICENCIA	031/2017	SI	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	2% de pagos correspondientes a imposición de servidumbre no se cancelaron por falta de documentos legales de posesión de la propiedad, registro de catastro u otros requisitos, incluso algunas propiedades son invasiones.	
ST_DURAN	SE DURÁN	LICENCIA	015/15	N/A	SI	SI	SI	La ficha ambiental no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas del BID	Dentro de la implantación del proyecto había una casita de caña muy dañada, cuando se limpió la zona se colaboró entregándoles a los comuneros las maderas y materiales de la casa vieja y de mal estado, además se facilitó la logística de la maquinaria. Ellos exigían una casa tipo “Hogar de Cristo” en compensación a esa casa, esto no se llevó a cabo porque se trataba de una invasión, ya que la propiedad es del MAGAP.	Se colaboró entregándoles los materiales y maderas de la casa vieja y siempre se tuvo la predisposición de apoyo, atención y que cualquier novedad sea atendida.
ST_STDOM_ESM	LT SANTO DOMINGO	LICENCIA	189/2016	SI	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	<ul style="list-style-type: none"> - Inconformidad con indemnizaciones - Se realizaron reclamos y bloqueos por parte de proveedores en cuanto a pagos - La primera auditoría ambiental presentó ciertos inconvenientes, debido a malentendidos con el contratista y el alcance de sus acciones en los TDR 	<ul style="list-style-type: none"> - Los propietarios de los lotes no estuvieron de acuerdo con la indemnización por tema de cultivos, siembras de pasto. También se identificaron terrenos que no estuvieron legalizados lo cual generó problemas al momento de pagar, sin embargo, todos estos pendientes ya fueron gestionados - Los reclamos y bloqueos no retrasaron el desarrollo del proyecto; se gestionaron y se pudo continuar con los trabajos - Después de dialogar con los contratistas, se pudo desarrollar la Auditoría Ambiental, mismo que estuvo a su cargo
ST_STDOM_ESM	SE ESMERALDAS					SI	SI	Incluido en la Licencia de Santo Domingo; es una ampliación de la SE		
ST_PIMAM	LT PIMAMPIRO	LICENCIA	06-DPAI-2017	SI	SI	SI	SI	El EIA no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas	Se presentaron vestigios arqueológicos de una casa de hace 300 años, este rubro no estaba considerado . Se verifica la presencia de la	Se gestionó con el Instituto de Patrimonio Cultural lo que a su vez generó una ampliación de plazo de hasta 10 meses debido a los permisos que esta cartera de estado

ST_PIMAM	SE PIMAMPIRO	REGISTRO	214505		SI	SI	SI	El Registro Ambiental no detalla la inclusión de políticas y salvaguardas. Cabe mencionar que este permiso se obtuvo a través del SUIA, siguiendo el proceso de automatización de registros ambientales; en estos tiempos el Ministerio del Ambiente ya no exigía licencia ambiental para subestaciones y define un marco cerrado para inclusión de actividades de PMA	comunidad de Atach, quienes se dedican principalmente a la agricultura	genera Se generó trabajo con mano de obra local pero los resultados no fueron buenos. Se contó con gestores sociales los cuales, hasta ahora, realizan reuniones continuas sobre todo con la comunidad de Atach.
----------	-----------------	----------	--------	--	----	----	----	--	--	--