

**ECUADOR
SECTOR ENERGÍA ENE/CEC**

**PLAN DE INVERSIONES EN APOYO AL AVANCE DEL CAMBIO DE LA MATRIZ
ENERGÉTICA DEL ECUADOR - (EC-L1223)**

**Revisión y validación técnica de los proyectos propuestos para financiamiento
Componentes I y II**

INFORME DE VIABILIDAD TÉCNICA

Gabriel Duran R - Consultor



CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ANTECEDENTES.....	7
2.1	Componentes de Inversión del SNT.....	7
2.2	Componentes de Inversión del SND	8
3	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA – COMPONENTES I y II.....	8
3.1	Viabilidad Técnica - Proyectos para Expansión y Reforzamiento del SNT....	11
3.2	Viabilidad Técnica - Proyectos para Reforzamiento del SND	18
3.2.1	Proyectos para Reforzamiento de la Infraestructura del SND-Subcomponente 2.1	19
	Subcomponente 2.1-Sistema de subtransmisión.....	20
	Subcomponente 2.1-Sistema de distribución	21
3.2.2	Proyectos para Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM con RED) - Subcomponente 2.2.....	24
3.2.3	Proyectos de Electrificación para la Agroindustria - Subcomponente 2.3	28
4	CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES	30
5	ANEXOS.....	33

1 INTRODUCCIÓN

En línea con los objetivos previstos por la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo¹, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha establecido entre los objetivos estratégicos para el sector eléctrico i) incrementar la oferta de generación y transmisión eléctrica; ii) incrementar el uso eficiente de la demanda de energía eléctrica; iii) Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución; iv) incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país; y v) reducir los impactos socioambientales del Sistema Eléctrico².

Por otra parte, el aumento (en desarrollo) de la oferta en generación eléctrica, responde a la política de transformación de la matriz energética impulsada por el Gobierno del Ecuador, por cuanto prevé el abastecimiento eficiente de la futura demanda de energía, a través de una importante participación de generación hidroeléctrica³, condición que, al mismo tiempo y para evacuación de tal energía, conduce a la necesidad de expandir y reforzar el sistema eléctrico del País en sus diferentes etapas⁴. Destacando que, desde el punto de vista de la demanda, las inversiones en el sistema eléctrico nacional, deben también sostener la incorporación de nuevas cargas derivadas de proyectos tales como transporte público, nuevos desarrollos mineros y en particular, producto de la migración masiva de la cocción tradicional, en base a gas licuado de petróleo, hacia cocinas eléctricas. Todo lo cual redundará en un crecimiento estimado de la demanda de un 5.45% anual (pasando de 23.518 GWh en 2016 a 37.912 GWh en 2025)⁵.

¹ Según la Constitución del Ecuador Art. 280.- “El Plan Nacional de Desarrollo es el instrumento al que se sujetarán las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del Estado; y la inversión y la asignación de los recursos públicos; y coordinar las competencias exclusivas entre el Estado central y los gobiernos autónomos descentralizados. Su observancia será de carácter obligatorio para el sector público e indicativo para los demás sectores”. A contar del año 2007, la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES, es la entidad responsable de la generación del citado Plan, lo cual, actualmente se materializa en el “Buen Vivir – Plan nacional 2013-2017”, que corresponde al tercer plan a escala nacional (siendo el Plan nacional de Desarrollo 2007-2010 y el Plan nacional para el Buen Vivir 2009-2013, los instrumentos anteriores).

² MEER - Plan Estratégico Institucional 2014-2017

³ En 2016 la participación de generación hidroeléctrica es del 66.53% (14.999 GWh/año – Ref. ARCONEL-Balance Nacional diciembre 2016 - Energía Entregada para Servicio Público), previendo que hacia el año 2025, la componente de generación hidroeléctrica supere el 80% - Tabla 7-21: Evolución de la generación)

⁴ Que involucran obras en el sistema de transmisión, subtransmisión y distribución

⁵ PME-2016/2025 – Tabla Nro. 1-2: Proyección de la demanda de energía - Caso Base – Escenario de crecimiento Medio

El “Caso Base” Considera el crecimiento tendencial de la demanda, más las cargas de: proyectos de eficiencia energética, transporte, institutos públicos y privados, centros de transferencia tecnológica, empresas de alta tecnología y de desarrollo agroindustrial. Además, se incluyen los nuevos requerimientos de las cargas singulares a ser implementadas en el corto, mediano y largo plazo, que serán conectadas a los sistemas de las empresas distribuidoras y al Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T).

El PME 2016/2025 analiza también el escenario denominado Caso Matriz Productiva Caso Matriz Productiva que suma al caso base la Refinería del Pacífico y los proyectos que forman del Plan Integral para el desarrollo de Industrias Básicas en el país, lo cual constituye un pilar importante en las estrategias para el cambio de la matriz productiva. En este contexto, se prevé la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán crecimiento económico en el país y un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica.

Las inversiones realizadas en el sector eléctrico, en procura de avanzar en el cambio de la matriz energética, como una estrategia fundamental para sustentar el cambio de matriz productiva⁶, a diciembre de 2016 superan los US\$ 11.000 millones⁷, con una distribución anual según se indica en la figura siguiente;

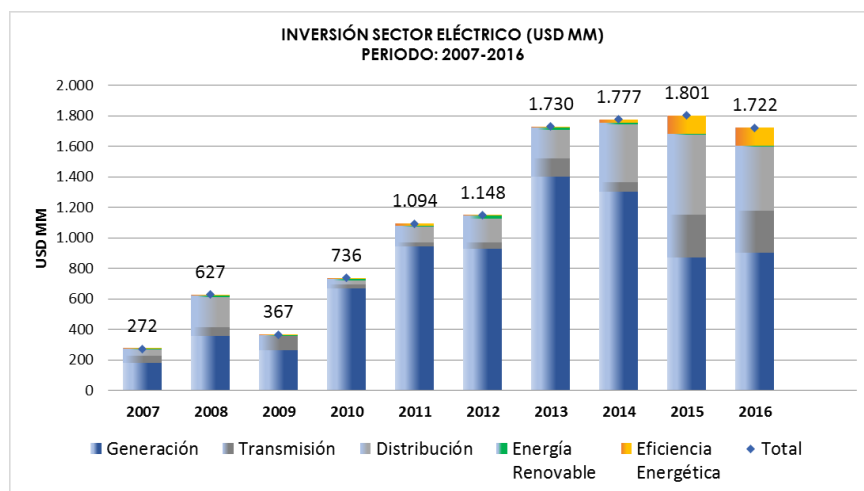


Figura N°1 – Evolución de inversiones en el sector eléctrico 2007-2016

Aproximadamente una tercera parte de estas inversiones (US\$ 3.063 millones) han sido destinadas a expansión y reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y al Sistema Nacional de Distribución (SND) el que incluye las etapas funcionales de subtransmisión (69 kV), distribución en media tensión (13.8 kV); distribución en baja tensión (0.22/0.11 kV); acometidas y sistemas de medición. Tal esfuerzo ha posibilitado la integración al Sistema Nacional Interconectado (SNI) de las centrales de generación hidroeléctricas concluidas al año 2016⁸, garantizando la calidad y confiabilidad previstas para el sistema de transmisión⁹, permitiendo alcanzar con cobertura eléctrica a cientos de nuevos hogares¹⁰; posibilitando el aumento del uso eficiente de la demanda de energía eléctrica con planes como el de Renovación de Refrigeradores ineficientes y el de Cocción por Inducción y Calentamiento

⁶ Proceso de cambio del patrón de especialización productiva de la economía que le permitirá al Ecuador generar mayor valor agregado a su producción en el marco de la construcción de una sociedad del conocimiento (Ref. SENPLADES - Transformación de la Matriz Productiva)

⁷ Condición que ha permitido aumentar la oferta en generación, según previsto en los objetivos estratégicos del MEER en el PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL.

⁸ Las hidroeléctricas Sopladora 487MW; Manduriacu 65MW y Coca Codo Sinclair 1.500MW, fueron puestas en servicio en los años 2015 y 2016 y forman parte de los proyectos emblemáticos incluidos entre las obras que posibilitarán el cambio de la matriz energética en el país.

⁹ El ranking mundial en seguridad energética según el @WECouncil ubica a Ecuador en el quinto puesto en seguridad energética a nivel mundial y en cuarto puesto en América Latina y el Caribe.

¹⁰ Pasando en los últimos 10 años de 93,35% a 97,2%, lo que posiciona a Ecuador, en cuanto a nivel de cobertura eléctrica, entre los más altos de los países de LAC (MEER-Inf Rendición de Cuentas 2016).

de Agua con Electricidad (Programa PEC)¹¹ y, también, incrementar la eficiencia en la gestión por parte de las empresas distribuidoras que componen la estructura de gestión del MEER¹².

Para el financiamiento de las referidas inversiones en el SNT y en el SND, a contar del año 2010, el BID ha firmado con el Gobierno del Ecuador 8 contratos que alcanzan la suma de US\$ 788 millones¹³. Aproximadamente el 50% de las obras físicas asociadas a estos contratos están ejecutadas y 2 de estos ya han sido finalizados y cerrados (Contrato N°2457-OC/EC de Inversiones en el SNT y el Contrato N°2608-OC/EC de obras en el SND para electrificación rural y urbano marginal). Si bien, por el lado de la demanda, todas las inversiones en infraestructura eléctrica incluidas en estas operaciones de financiamiento forman parte de las obras en que se sustenta el cambio de la matriz energética (CME), el contrato N°3710-OC/EC 3711-KI/EC (EC-L1160), es específico en cuanto a la condición de “Programa de Inversiones en Apoyo al Cambio de la Matriz Energética”.

Las obras en curso permiten disponer de la infraestructura necesaria para evacuar la oferta de energía proveniente de las hidroeléctricas que se ponen en servicio, sin embargo, según el Plan Maestro de Electrificación 2016/2025, elaborado por el MEER, las inversiones previstas en el sistema eléctrico, necesarias para responder a la proyección de la demanda de potencia en los 10 próximos años, requieren de recursos económicos por US\$ 10.311 millones¹⁴, para el caso base, de los cuales US\$ 4.747 millones corresponden a obras en el SNT y en el SND.

Ante tales necesidades, el BID prepara una siguiente operación de financiamiento cuyo objetivo es continuar el apoyo para la expansión y reforzamiento de la infraestructura eléctrica que permita acompañar el aumento de la demanda, previsto en 5.41% anual en el PME 2016/2025, la cual será abastecida por los proyectos incluidos en el Plan de Expansión de la Generación en curso de ejecución o no iniciados¹⁵.

La nueva operación, caracterizada como EC-L1223 - “Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador”, incluye financiamiento de obras para expansión y reforzamiento de líneas y subestaciones del SNT y obras para expansión, reforzamiento y modernización del SND, incluido obras para aumento de cobertura eléctrica. El análisis y definición de viabilidad

¹¹ El Programa PEC) busca introducir 3 millones de Cocinas Eficientes de Inducción hasta el año 2023, de las cuales a diciembre de 2016 se han incorporado aproximadamente 580.000.

¹² Condición de mejoramiento sustancial que se observa en; i) la disminución del nivel de pérdidas de energía eléctrica en 10 puntos porcentuales en los últimos 10 años y que permite que el Ecuador se posicione, como el único país en América Latina en tener una reducción sostenida de pérdidas de energía en los últimos años y; ii) la mejora en el nivel de calidad de servicio medido como FMIk: Frecuencia Media Anual de Interrupciones por kVA instalado y TTIk: Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado, que pasa de un indicador FMIk de 15,2 fallas/año en 2012 a 5,59 fallas/año en 2016 y de un TTIk, de 16,69 horas a 6,41 en el mismo período.

¹³ US\$ 268 millones corresponden a obras del SNT, para expansión y repotenciamiento de líneas de transmisión en 230-138 kV y en subestaciones de transformación del SIN.

¹⁴ PME 2016/2025 - Resumen de Inversiones del PME 2016 - 2025

¹⁵ Hasta el año 2023 el PME 2016/2025 da cuenta del ingreso de 2.026 MW de potencia en bornes de generación

técnica de ejecución de tales obras, es objeto del presente informe y su desarrollo se basa en información soporte, aportada por el Organismo Ejecutor (OE) respectivo¹⁶.

En cumplimiento del objetivo planteado, el Consultor revisa el grado de solidez de los proyectos postulados y la viabilidad técnica de su ejecución, en base a un reconocimiento previo del sector de implantación, para el caso de las obras para el SNT y según contenido de antecedentes de respaldo estándares para este tipo de proyectos (estudios, especificaciones, diseños, presupuestos, gestión medio ambiental, según el caso). Esta validación deriva en un cuadro resumen valorado, que incluye el nivel de viabilidad de ejecución de los proyectos postulados en los Componentes que incluyen obras en esta operación¹⁷⁻¹⁸.

Con base en los proyectos que cuentan con la totalidad de los antecedentes, en la siguiente fase de la consultoría se trabaja sobre una muestra de estos casos, procediendo a revisar y validar la coherencia entre componentes incidentes del presupuesto del proyecto y el diseño que acompaña el expediente¹⁹. Esta actividad redunda en una relación de las recomendaciones que se considere procedentes.

En la presente revisión y validación de los proyectos que conforman los Componentes I y Componente II, postulados para financiamiento con la operación EC-L1223, se ha observado que;

- El 73 % de los proyectos financiados cuenta con respaldos documentados y son técnicamente viables²⁰
- Considerando la condición de proyectos con cumplimiento completo y cumplimiento sustancial en cuanto a respaldos documentados, el presupuesto referencial asociado a estas condiciones representa el 87.5%

Estos resultados permiten concluir, que la base de proyectos aportada por OE, correspondientes a financiamiento de proyectos en el sistema eléctrico nacional, es

¹⁶ La Unidad Ejecutora para el caso de los proyectos del SNT es CELEC EP – Transelectric y para proyectos en el ámbito del SND es el MEER.

¹⁷ En esta etapa de preparación de la operación de financiamiento EC-L1223, por tratarse de obras múltiples a desarrollar en todas las empresas eléctricas del País y según lineamientos del BID, el porcentaje de proyectos totalmente respaldados deberá ser igual o superior al 40%. Esto, por cuanto el OE respectivo, cuenta aún con espacio de tiempo para el completamiento de los antecedentes faltantes, lo cual está sólo limitado por la fecha prevista de publicación de los pliegos de licitación.

¹⁸ El cumplimiento parcial del nivel de respaldo exigido, no implica descartar el proyecto, sino que formará parte de la cartera para la cual el OE deberá preparar/anexar los antecedentes faltantes. Esto, por cuanto las entidades respectivas, cuentan aún con plazo para ello (hasta el momento de publicación de los pliegos a efectos de licitación de las obras)

¹⁹ La pertinencia del proyecto es validada por el OE en la fase de priorización de los casos postulados a financiamiento, según necesidades inmediatas contenidas en los respectivos planes de inversión (PME 2016-2025 en este caso).

²⁰ Estos proyectos muestran coherencia entre diseños y presupuestos, aun cuando por tratarse de 20 empresas que participan de esta operación, se observa diferencias en formatos de presentación y en algunos casos mejorables (lo que ha sido informado al respectivo OE).

técnicamente viable y está debidamente respaldada con la información estándar, necesaria para conformar los respectivos pliegos de licitación de obras²¹.

2 ANTECEDENTES

El objetivo general de esta operación de préstamo, es apoyar el avance en la transformación de la matriz energética²², mediante la expansión, reforzamiento y mejora de la eficiencia operacional del sistema eléctrico, de acuerdo a lo previsto en el PME y el PLANEE. Los objetivos específicos son: (i) dar continuidad a los proyectos de reforzamiento y expansión del SNT para facilitar el transporte efectivo de la energía proveniente de los proyectos de generación en desarrollo; (ii) reforzar la infraestructura nacional de transmisión para un mayor intercambio de energía en la región; (iii) facilitar el uso prioritario de la electricidad en el sector agroindustrial, mediante el refuerzo y expansión del SND, así como propiciar el aumento del nivel de cobertura eléctrica en zonas rurales y urbano-marginales; (iv) impulsar la implementación de proyectos de EE; y (v) implementar una estrategia para fomentar la igualdad de género en el sector eléctrico. Los componentes propuestos son²³:

COMPONENTES	FINANCIAMIENTO – US\$			TOTAL IVA Incluido
	(CO)	JICA	LOCAL	
I. Expansión y reforzamiento del SNT	86.240.374	25.123.953	75.658.137	187.022.464
II. Expansión y modernización del SND	61.177.213	43.058.460	17.267.076	121.502.749
III. Apoyo a la implementación del PLANEE y Desarrollo de Capacidades Institucionales	1.995.501	1.404.499	408.000	3.808.000
Administración del programa	586.912	413.088	120.000	1.120.000
TOTAL	150.000.000	70.000.000	93.453.213	313.453.213

Tabla N°1 – Plan de financiamiento según origen de los fondos

2.1 Componentes de Inversión del SNT

El grupo de proyectos que conforman el Componente - I (187,02 millones de dólares), que incluye inversiones tanto en líneas de transmisión (230-138 kV), como en subestaciones del

²¹ La estrategia de licitación asocia adjudicación de procesos “llave en mano”, es decir, se licita y adjudica el conjunto provisión de equipos y materiales incluida la construcción de las obras.

²² Que entre sus políticas asocia el uso eficiente de la energía, lo cual, entre otros ámbitos de actuación, incluye el Plan Nacional de Cocción Eficiente (PNCE) que se materializa con la expectativa del MEER, para incorporación, en sectores residenciales, de 3 millones de cocinas eléctricas de inducción hacia el año 2023, como parte de la migración de la cocción con uso de gas licuado de petróleo a electricidad.

²³ A efectos del presente informe, el análisis de viabilidad técnica, se circunscribe a los proyectos que conforman el Componente I. Expansión y reforzamiento del SNT y al Componente II. Expansión y modernización del SND.

sistema transformación (230/138/69 kV), se muestra de manera agregada por sistema eléctrico involucrado, en el siguiente cuadro;

Ítem	Componente I – Expansión y Reforzamiento del SNT	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	Subcomponente 1.1 - Expansión y Reforzamiento de la Infraestructura del SNT	101.292.239
2	Subcomponente 1.2 - Reforzamiento del SNT para la Interconexión Regional	85.730.225
TOTAL		187.022.464

Tabla N°2 – Inversiones Componente I – RSNT

2.2 Componentes de Inversión del SND

Las inversiones previstas en el Componente - II (121,5 millones de dólares), incluyen obras para reforzamiento y modernización del SND; para aumento de cobertura eléctrica (FERUM)²⁴; así como para apoyar el acceso a la red pública de distribución para la agroindustria, expandiendo el SND hasta las proximidades de sus centros de consumo. Estos proyectos del Componente – II, están incluidos en los siguientes subcomponentes;

Ítem	Componente II – Expansión y modernización del SND	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	Subcomponente 2.1 Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución	60.296.792
2	Subcomponente 2.2 Electrificación Rural y Urbano marginal – FERUM con RED	34.517.417
3	Subcomponente 2.3 Reforzamiento SND para la agroindustria	26.688.540
TOTAL		121.502.749

Tabla N°3 – Inversiones Componente II - Expansión y modernización del SND

3 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA – COMPONENTES I y II

Los proyectos postulados al presente financiamiento, sujetos a calificación de viabilidad técnica, se circunscriben al grupo que constituye el Componente I y Componente II del presente Programa, los que asocian inversiones en el sistema de transmisión y en el sistema de distribución²⁵, en un todo de acuerdo con las proyecciones del plan de expansión contenido

²⁴ Considera proyectos en sectores en que la urbanización eléctrica se ejecuta en base a redes de distribución y no incluye inversiones en zonas aisladas con soluciones sin red.

²⁵ La expansión y repotenciamiento del sistema de distribución incluye obras tanto en el sistema de subtransmisión (69 kV), como en el sistema de distribución (13.8, 0.22 Kv, incluido acometidas y medidores). Ambas soluciones técnicas, aplican a los 3 citados subcomponentes.

en el PME 2016-2025²⁶. La revisión/validación de los proyectos postulados, se ha basado en el contenido técnico y presupuestario que forman parte de los documentos incluidos en los respectivos expedientes (carpetas digitales), facilitados por el MEER, específicamente por CELEC EP-Transelectric en el caso de las inversiones en el SNT y por la Subsecretaría de Distribución y Comercialización, en lo que corresponde a las inversiones en el SND. Documentos que conceptualmente se pueden agrupar en el siguiente orden, según se trate de obras en el SNT o en SND:

- ✓ Memoria del proyecto
- ✓ Planimetría del proyecto (obras civiles, eléctricas, electromecánicas)
- ✓ Planillas de presupuesto del proyecto (detalle de materiales, equipos y mano de obra, valorizado)
- ✓ Especificaciones de equipos y materiales
- ✓ Certificación Medio Ambiental (documentos y/o condición de la gestión)
- ✓ Cronograma de ejecución y puesta en servicio

Con base en las inversiones postuladas por parte de Transelectric, Empresas Eléctricas y Unidades de Negocio de CNEL, en conjunto con Profesionales destacados por estas entidades y el MEER, se discutieron los contenidos de los proyectos postulados y se procedió a calificar conceptualmente la viabilidad de desarrollo de éstos, con base en los antecedentes que conforman cada expediente, implicando las siguientes acciones:

- Análisis de antecedentes presentados como cartera de proyectos sujeta a financiamiento apoyado por el BID (desde el punto de vista contenido documentado). Esta actividad permitió identificación de requerimientos de validación y completamiento de información faltante (situación originada, en parte, por extravío de antecedentes durante el proceso de transferencia de archivos digitales).
- Recomposición del grupo de proyectos que forman parte del Componente I y II. Una determinada cantidad de proyectos se agrega al respectivo componente y otra parte queda pospuesta por redefinición de prioridades y/o por falta de financiamiento²⁷.
- Revisión de la factibilidad tecnológica de ejecución de los proyectos, según las características del diseño, que en el caso de las obras previstas en este financiamiento responden a estándares en uso recurrente por parte de CEL EP-Transelectric. Pudiendo destacar que en el caso del Sistema Las Orquídeas, por razones de ubicación en la ciudad de Guayaquil y de espacio disponible para implantación de la subestación, se ha definido

²⁶ La implementación progresiva del PNCE, prevista para 3 millones de clientes hacia el año 2023, implica una transformación del sistema de distribución, de las acometidas a las viviendas y de los medidores, que pasa de servicio actual a 110 volts a servicio para aplicar el PNCE en 220 vols. Es decir, además del aumento de la demanda proveniente de la aplicación de este Plan nacional de Cocción Eficiente (PNCE) y que obliga a contar con la ampliación de capacidad del sistema eléctrico desde la generación hasta el medidor del cliente, se debe transformar la red distribución/transformación para disponer de 220 volts en la red secundaria.

²⁷ Las necesidades priorizadas y postuladas para financiamiento externo en el sistema de transmisión alcanzaron, en primera instancia los 173 millones de dólares, asociados a 9 sistemas, de los cuales, en esta oportunidad, se están financiando 5 sistemas con 111 millones sin aporte local (TRANSELECTRIC-Pry_Finan._BID IV_V2).

utilizar tecnología a base de equipamiento de potencia encapsulado, características conocidas y aplicadas normalmente en el ámbito eléctrico internacional y aun cuando aún no es tecnología de uso masivo en el MEER, en CELEC EP Transelectric se cuenta con la necesaria experiencia para su implantación y operación²⁸.

- Posibilidades ciertas de localización de las obras en los espacios físicos previstos. Condición esta que, a la fecha, cuenta con espacios para ubicación de las subestaciones incluidas en los sistemas respectivos, en avanzado proceso de adquisición²⁹.
- Existencia razonable de potenciales oferentes en procesos de estas características. Que en el caso que nos ocupa, experiencias recientes producto de los contratos para obras en el SNT 2457-OC/EC (US\$ 64.7 millones, ya concluido) y 2472-OC/EC (US\$ 150 millones, en ejecución), muestran que ha habido el suficiente y necesario número de ofertas, tanto de empresas nacionales como internacionales³⁰.

En lo que corresponde al proceso de calificación de viabilidad de ejecución del grupo de proyectos que conforman los Componentes I y II, surge el siguiente estatus a la fecha (*en que algunos expedientes no incluyen la totalidad de los antecedentes y, por tanto, no fue posible precisar su viabilidad – condición Cumplimiento Parcial - CP, lo cual no implica que al interior de la entidad CELEC EP-Transelectric, SDyC y/o Empresa no existan tales documentos*³¹).

Calificación Grado de Cumplimiento Requisitos Técnicos Componente I y II	Cantidad de Proyectos	Presupuesto Referencial con IVA (US\$ MM)	Relación % Presupuesto
Proyectos que cumplen totalmente los requisitos (CC) ³²	512	92,0	29,8%
Proyectos que cumplen sustancialmente los requisitos (CS) ³³	30	178,0	57,7%
Proyectos que cumplen parcialmente los requisitos (CP) ³⁴	159	38,6	12,5%
Total	701	308,5	100,0%

Tabla N°4 – Estado de respaldo documentado de los Proyectos Componentes I y II

Se observa en el cuadro anterior, que 512 de los 701 proyectos (73%) que componen la cartera de obras propuestas para financiamiento, cuentan con los antecedentes de respaldo estándares para este tipo de proyectos (estudios, diseños, presupuestos, gestión medio

²⁸ CELEC EP Transelectric opera habitualmente con equipamiento encapsulado en SEs del SNT

²⁹ Dos de los 4 terrenos necesarios para construcción de subestaciones del sistema de transmisión, incluidos en este financiamiento, fueron parte de la muestra recogida en campo, a efectos de la emisión de este informe (SE Las Orquídeas y SE Tanicuchí, ANEXO 1).

³⁰ En ANEXO 2 se muestra Actas con resultados de LPI en número de oferentes que alcanzan a 15 Empresas en algunos de los casos licitados.

³¹ Sin embargo, el OE continúa recabando antecedentes como parte del proceso de conformación de pliegos de licitación.

³² **Proyectos que cumplen totalmente los requisitos (CC)** - Proyectos totalmente documentados (memorias/estudios, diseños, presupuestos, certificados ambientales cuando corresponda)

³³ **Proyectos que cumplen sustancialmente los requisitos (CS)** - Proyectos con necesidad de aclaraciones en alguno de los documentos (memorias/estudios, diseños, presupuestos, certificados ambientales cuando corresponda)

³⁴ **Proyectos que cumplen parcialmente los requisitos (CP)** - Proyectos con necesidad de incorporación de alguno (s) de los documentos (memorias/estudios, diseños, presupuestos, licencias ambientales cuando corresponda)

ambiental, según el caso), de forma que, una vez preparados los pliegos respectivos, se dé inicio al proceso licitatorio.

3.1 Viabilidad Técnica - Proyectos para Expansión y Reforzamiento del SNT³⁵

Para dar continuidad a la ejecución de los proyectos del SNT, contemplados en el Plan de Expansión de Transmisión³⁶ y asegurar el transporte eficiente de la energía en el País, los proyectos postulados al actual financiamiento permitirán resolver en las respectivas zonas eléctricas, las siguientes condiciones de operación en el SNT, en la condición sin proyecto;

- Demanda insatisfecha o cortes de carga en las empresas distribuidoras,
- Bajos perfiles de voltaje,
- Capacidad de transformación saturada,
- Sobrecargas en equipamiento,
- Cambio en la topología de diseño,
- Insuficiente capacidad de líneas de transmisión y de subestaciones de transformación,
- Imposibilidad de incorporar nueva generación al Sistema Nacional Interconectado SNI.
- Limitaciones en las posibilidades de intercambios de energía con Colombia y Perú.

En el cuadro siguiente se destacan los proyectos del SNT incluidos en el Componente C-I, los cuales involucran obras tanto en líneas como en subestaciones del sistema de transmisión;

Ítem	Componente I – Expansión y Reforzamiento del SNT	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	Subcomponente 1.1: Expansión y Reforzamiento del SNT	101.292.239
1.1	Ampliación SE Posorja	14.787.018
1.2	Sistema de Transmisión Las Orquídeas	48.260.794
1.3	Sistema de Transmisión Tanicuchí	38.244.427
2	Subcomponente 1.2: Reforzamiento del SNT para Interconexión Regional	85.730.225
2.1	Sistema de Transmisión La Avanzada	46.044.164
2.2	Sistema de Transmisión Cajas	39.686.061
	TOTALES	187.022.464

Tabla N°5 – Desagregación de proyectos del Componente I³⁷

³⁵ Los proyectos que forman parte de este financiamiento responden al Plan de Expansión de la Transmisión PET 2016-2025, el que se fundamenta en las políticas establecidas en la Constitución de la República del Ecuador, específicamente en el Art. 314.

³⁶ El MEER, por medio de CELEC EP-Transelectric, basa la preparación del Plan de Expansión de la Transmisión (PET) según los Criterios para la planificación de la expansión del sistema de transmisión ecuatoriano, contenidos en la Regulación No.006/12, vigente.

³⁷ En ANEXO 3 y a modo referencial, se muestran imágenes de obras típicas abordadas en este componente

Las obras referidas en la Tabla N°5, se ubican geográficamente en los puntos señalados en la figura siguiente e incluyen extensiones menores de líneas de transmisión en 230 kV o en 138 kV desde el punto de intersección con el circuito existente, hasta la ubicación de la nueva subestación (es el caso de las SEs: Las Orquídeas, Tanicuchí, La Avanzada y Cajas). También se abordan obras de refuerzo y expansión de líneas de transmisión que interconectan las nuevas SEs con puntos eléctricos próximos (condición que sólo asocia obras en 138 kV), según los siguientes detalles;

Las características de estas obras son similares a las que CELEC EP - Transelectric ha venido desarrollando, en respuesta al plan de expansión, el que, en los últimos años, además de dar cuenta del crecimiento vegetativo de la demanda y cargas puntuales, ha debido habilitar obras asociadas al CME. El BID ha convenido financiamientos anteriores, para obras en el SNI, de similares características, entre las que se pueden citar el Apoyo al Programa de Transmisión por US\$ 64,7 millones, ejecutado entre los años 2011 y 2015 y que ya se encuentra cerrado³⁸. El mismo concepto aplica a las obras incluidas en la operación en desarrollo por US\$ 150 millones que incluye 12 obras entre líneas y subestaciones del sistema de transmisión.

³⁸ Contrato N° 2457 - OC/EC que incluyó 12 obras entre líneas de transmisión y subestaciones de transformación del SIN.

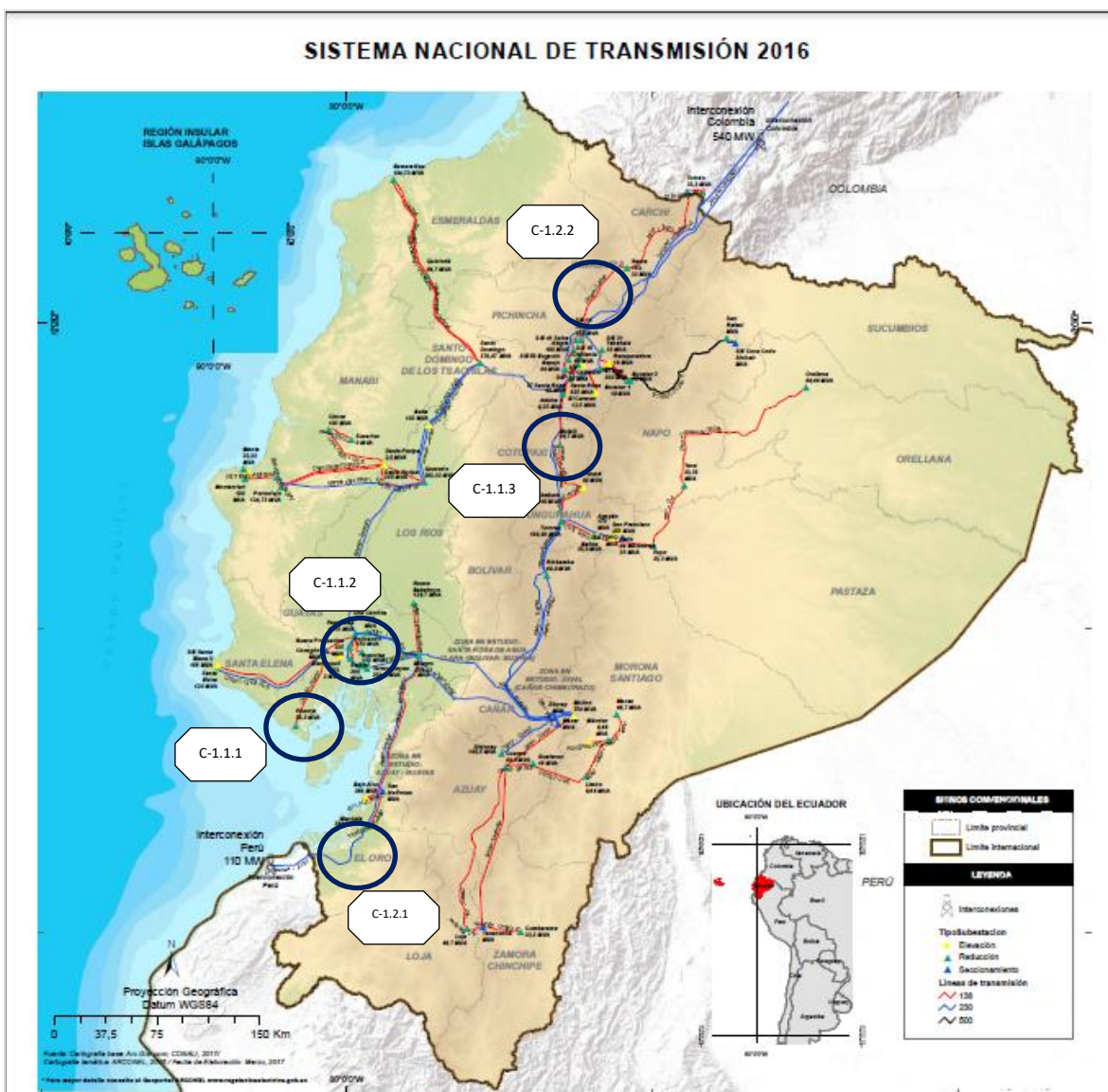


Figura N°2 – Ubicación geográfica de proyectos del Componente I

Como parte del proceso de validación de las condiciones existentes en campo, la viabilidad de construcción de estas obras se apoya en el reconocimiento in situ de 3 de los 5 sectores que conforman la cartera de proyectos del Componente I y que corresponden a; i) Sistema Tanicuchí; ii) Sistema Orquídeas y; iii) Sistema Posorja.

C-1.1.1 Ampliación subestación Posorja.

La subestación se ubica en el cantón Guayaquil, perteneciente a la provincia del Guayas y presta servicio directo a las empresas distribuidoras Eléctrica de Guayaquil y CNEL-Santa Elena. La ampliación forma parte de las obras incluidas en el Plan de Expansión de la Transmisión (PET) en la zona Suroccidental y responde a necesidades de respaldo de la

demanda en la zona, para lo cual se considera la instalación de un segundo autotransformador 138/69-13.8 kV, 40/53.3/67 MVA, ampliación del patio de 138 kV y modernización del Sistema de Automatización de la Subestación.

Entre las obras incluidas en la ampliación se pueden destacar las siguientes;

- ✓ Ampliación del patio de 138 kV:
 - 1 bahía de línea de 138 kV
 - 2 bahías de transformador de 138 kV
 - 1 bahía de acoplamiento de 138 kV
- ✓ Ampliación del patio de 69 kV:
 - 1 bahía de transformador de 69 kV
- ✓ Ampliación de transformación 138/69 kV:
 - Segundo autotransformador, 40/53/66 MVA
- ✓ Modernización del sistema de control y protección del Patio de 69 kV:
 - 1 bahías de transformador de 69 kV
 - 1 bahía de transferencia de 69 kV
 - 2 bahías de línea de 69 kV
 - Reemplazo de los seccionadores de 69 kV de mando manual por seccionadores de mando motorizado
 - Reemplazo de los transformadores de corriente y potencial de 69 kV
 - Integración al sistema de control y protección de las bahías de 69 kV existentes
- ✓ Implementación de un Sistema de Automatización de la Subestación SAS³⁹

• C-1.1.2 Sistema de Transmisión Las Orquídeas

El desarrollo de estas obras está contenido en el PET e incluye la construcción de una subestación ubicada en el sector Las Orquídeas de la ciudad de Guayaquil, para lo cual será necesario realizar una interconexión en 138 kV hasta el punto de intersección con la red existente (0.5 km). El proyecto considera también, el repotenciamiento de la línea de 138 kV entre esta nueva subestación y la subestación Pascuales (7 km). La habilitación de este sistema permitirá atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área norte de la ciudad de Guayaquil, evitar sobrecargas en la capacidad de transformación en la subestación Policentro y posibilitar un punto más cercano de servicio a nuevas cargas industriales emergentes en la zona norte. El sistema Las Orquídeas considera la instalación de dos autotransformadores de 138/69-13.8 kV, 2x75/100/125 MVA y entre los componentes del sistema de potencia de la subestación se pueden destacar los siguientes:

- ✓ Patio de 138 kV (GIS):
 - 4 bahías de línea de 138 kV

³⁹ Consistente en un conjunto de equipos de hardware y software que permite realizar la operación segura, confiable y oportuna de una subestación, con esto el personal de Operación y Mantenimiento dispone de toda la información en forma local y remota,

- 1 bahía de acoplamiento de 138 kV
- 2 bahías de transformador de 138 kV
- ✓ Patio de 69 kV (GIS):
 - 3 bahías de línea de 69 kV
 - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV
 - 2 bahías de transformador de 69 kV
- ✓ Patio de Autotransformadores:
 - 2 autotransformadores trifásicos 138/69-13.8 kV de 75/100/125 MVA cada uno.
- ✓ Terreno
 - Área requerida 6 Hectáreas.

C-1.1.3 Sistema de Transmisión Tanicuchí

En la planificación de la expansión del sistema de transmisión se ha considerado la incorporación de obras en líneas y subestaciones para fortalecer al sistema eléctrico del centro norte del país y de soporte a requerimientos de mayor potencia por parte de la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO). Simultáneamente, la habilitación del sistema Tanicuchí, evitará sobre cargar el sistema en 138 kV “Ambato – Pucará – Mulaló – Vicentina – Santa Rosa”, debido a la exportación de energía hacia el sistema colombiano. Consecuentemente, el sistema Tanicuchí incluye el seccionamiento de la L/T Mulaló-Vicentina en la S/E Santa Rosa, estableciéndose los tramos de línea “Mulaló – Santa Rosa” y “Santa Rosa – Vicentina” de 138 kV.

Por otra parte, considerando el incremento de la demanda de la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO), así como los riesgos naturales a causa de una posible erupción del volcán Cotopaxi, que podría llegar afectar a la subestación Mulaló⁴⁰, y con el objeto de garantizar el suministro de energía a la distribuidora, se ha previsto la construcción de la subestación Tanicuchí 230/138 kV, 2x45/60/75 MVA, en un sitio cercano a la ciudad de Latacunga, para lo cual será necesario realizar una interconexión en 230 kV hasta el punto de intersección con la red de transmisión existente (4 km). El proyecto considera también, la construcción de 2 líneas de transmisión que interconectan en 138 kV la nueva SE Tanicuchí con la red existente Mulalo-Santa Rosa (10 km) y con la red existente Mulalo-Pucará (16 km). Entre los componentes del sistema de potencia de la subestación, se pueden destacar los siguientes;

- ✓ Patio de 230 kV:
 - 2 bahías de línea de 230 kV
 - 2 bahías de transformador de 230 kV
 - 1 bahía de acoplamiento 230 kV
- ✓ Patio de 138 kV:
 - 3 bahías de línea de 138 kV
 - 2 bahías de transformador de 138 kV

⁴⁰ La SE Mulaló se ubica en el curso de los flujos de material volcánico desprendidos con ocasión de una potencial erupción del volcán Cotopaxi (ANEXO 4)

- 1 bahía de acoplamiento 138 kV
- ✓ Patio de Autotransformadores:
 - Dos autotransformadores trifásicos 230/138-13.8 kV de 45/60/75 MVA cada uno.
- ✓ Terreno
 - Área requerida 9 Hectáreas.

C-.1.2.1 Sistema de Transmisión La Avanzada

El plan de expansión de la transmisión incluye la incorporación de una nueva subestación de transmisión, en la zona de la Avanzada, para el suministro de energía a la distribuidora CNEL El Oro, con lo cual se resuelven problemas de bajos voltajes en el sistema de subtransmisión que sirve a la parte sur de la Provincia de El Oro. En esta zona se construirá una subestación en 230/138 kV compuesta por dos autotransformadores de 2x45/60/75 MVA y que se energizará seccionando uno de los circuitos de la línea de transmisión 230 kV Machala – Frontera. El proyecto considera también la construcción de una línea de transmisión desde el punto de seccionamiento del SNT hasta la S/E La Avanzada a 230 kV (4 km).

Entre los componentes del sistema de potencia de la subestación, se pueden destacar los siguientes;

- ✓ Patio de 230 kV:
 - 4 bahías de línea de 230 kV
 - 2 bahías de transformador de 230 kV
 - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV
- ✓ Patio de 138 kV:
 - 2 bahías de línea de 138 kV
 - 2 bahías de transformador de 138 kV
 - 1 bahía de acoplamiento de 138 kV
- ✓ Patio de Autotransformadores:
 - Dos autotransformadores Trifásicos de 230/138-13.8 kV de 45/60/75 MVA cada uno
- ✓ Terreno
 - Área requerida 9 Hectáreas.

C-.1.2.2 Sistema de Transmisión Cajas

El crecimiento de la demanda proveniente de grandes consumidores observado en la zona norte del país tales como: Yachay - Ciudad del Conocimiento, UNACEM (ex Lafarge), han derivado en que las condiciones de operación de la subestación Ibarra estén llegando a su máxima capacidad. Tal situación es recogida en el PET⁴¹, previéndose la construcción de una nueva subestación de transmisión en el sector de Cajas, que permita atender el crecimiento de la demanda de EMELNORTE en la zona de Tabacundo, e incrementar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica a las provincias Imbabura, Carchi y a una parte de la zona norte

⁴¹ Las obras previstas en el PET forman parte también del Plan Maestro de Electricación 2016/2025

de la provincia de Pichincha, permitiendo además, disminuir las restricciones operativas por cargabilidad de instalaciones y con ello incrementar la disponibilidad de la interconexión Ecuador – Colombia a 230 kV.

La subestación Cajas estará compuesta de 2 autotransformadores trifásicos de 138/69-13.8 kV de 45/60/75 MVA cada uno y se alimentará mediante el seccionamiento de los dos circuitos de la línea de transmisión Ibarra – Pomasqui de 138 kV, destacándose entre el equipamiento de potencia los siguientes componentes;

- ✓ Patio de 138 kV:
 - 4 bahías de línea de 138 kV
 - 2 bahías de transformador de 138 kV
 - 1 bahía de acoplamiento de 138 kV
- ✓ Patio de 69 kV:
 - 3 bahías de línea de 69 kV
 - 2 bahías de transformador de 69 kV
 - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV
- ✓ Patio de Autotransformadores:
 - 2 autotransformadores Trifásicos de 138/69-13.8 kV de 45/60/75 MVA cada uno.
- ✓ Terreno
 - Área requerida 4 Hectáreas.

Las inversiones agrupadas en el sistema Cajas, incluyen la construcción de una línea de transmisión desde el punto de seccionamiento del SNT en 138 kV Ibarra-Pomasqui, hasta la S/E Cajas (10 km); la construcción de la línea de transmisión Ibarra – Yaguarcocha a 138 kV, (11 km) y el tendido del segundo circuito de la línea Yaguarcocha - Pimampiro a 138 kV. Se han incorporado también en este sistema, las obras para ampliación de la subestación Ibarra 138 kV, consistentes en equipamiento primario para una bahía de línea de 138 kV y las obras para ampliación de la subestación Pimampiro 138 kV, que incluye equipamiento primario para una bahía de línea de 138 kV.

En lo que corresponde a la revisión y validación detallada del grupo de proyectos para Reforzamiento del SNT, agrupados en el Componente I, se han obtenido los siguientes resultados, destacándose que la totalidad de los proyectos presentados para financiamiento; cuenta con los antecedentes de respaldo estándares y suficientes para validación de este tipo de obras (estudios, diseños civiles y eléctricos, presupuestos, especificaciones técnicas y gestión medio ambiental en curso, no habiéndose observado inconsistencias entre el presupuesto y el diseño de los proyectos⁴².

⁴² La revisión y validación se orientó a ítems de mayor impacto en el presupuesto, de las carpetas escogidas como muestra (30%) – equipamiento eléctrico, montaje electromecánico.

Calificación Grado de Cumplimiento Requisitos Técnicos Componente I	Cantidad de Proyectos	Presupuesto Referencial con IVA (US\$ MM)	Relación % Presupuesto
Proyectos que cumplen totalmente los requisitos (CC)	1	14,8	8%
Proyectos que cumplen sustancialmente los requisitos (CS)	4	172	92%
Proyectos que cumplen parcialmente los requisitos (CP)	0	0	0%
Total	5	187	100%

Tabla N°6 – Estado de respaldo documentado de los Proyectos del Componente I

3.2 Viabilidad Técnica - Proyectos para Reforzamiento del SND⁴³

Las inversiones previstas en el Componente II incorporan obras para i) apoyar la continuidad del programa de expansión y refuerzo del sistema nacional de distribución (RSND) en las etapas funcionales de subtransmisión (69 kV) y distribución (13.8/0.22/0.11 kV); ii) para apoyo al aumento de cobertura eléctrica en el país (FERUM)⁴⁴ y iii) para desarrollo de obras de acercamiento de la red eléctrica pública a la Agroindustria. Los proyectos que constituyen este componente, según el ámbito de aplicación, se agrupan en los siguientes sub componentes⁴⁵;

Ítem	Componente II – Expansión y modernización del SND	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	Subcomponente 2.1 - Reforzamiento de la Infraestructura del SND	60.296.792
2	Subcomponente 2.2: Electrificación Rural y Urbano-Marginal.	34.517.417
3	Subcomponente 2.3: Electrificación para la Agroindustria	26.688.540
TOTAL		121.502.749

Tabla N°7 – Desagregación de proyectos del Componente II

La etapa funcional de distribución es el eslabón que conecta al consumidor con el generador con la intermediación eléctrica del SNT y, por tanto, toda estrategia asociada a cambio de la matriz energética y uso eficiente de la energía, requiere de la simultánea acción en el sistema

⁴³ Los proyectos para el SND agrupados en los subcomponentes 2.1 y 2.2 responden al Plan de Expansión de la Distribución, conceptualmente incluidos en el PME 2016/2025.

⁴⁴ El financiamiento considera proyectos que pueden atenderse con redes de distribución existentes en las proximidades.

⁴⁵ Se destaca que la relación de proyectos que conforman el Componente II totaliza 696 y físicamente se distribuyen en todo el país, incluyendo sectores rurales, en el caso de obras FERUM.

de distribución⁴⁶. Según lo observado los proyectos que se postulan a este financiamiento son consistentes con tales requerimientos, permitiendo;

- Expandir los sistemas de distribución en función al crecimiento de la demanda actual y futura.
- Incrementar la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica⁴⁷
- Fortalecer los sistemas de distribución para asegurar la calidad y confiabilidad del servicio⁴⁸.
- Alcanzar un nivel óptimo de pérdidas de energía en el sistema de distribución⁴⁹
- Incrementar el servicio de alumbrado público⁵⁰, mediante la utilización de la tecnología eficiente
- Continuar con la modernización del modelo de gestión y de los sistemas de información y de la automatización de la distribución⁵¹.

3.2.1 Proyectos para Reforzamiento de la Infraestructura del SND-Subcomponente 2.1

En este componente se han agrupado proyectos de expansión y refuerzo del sistema de subtransmisión y del sistema de distribución, etapas que desde el punto de vista de su desarrollo y operación son responsabilidad de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía (SDyCE). Por tanto, la cartera de inversiones presentada y sobre la cual se analizaron y validaron proyectos en calidad de muestra (30%), se basa en prioridades que el MEER, por medio de la SDyCE asignó y en el espacio de financiamiento definido para RSND⁵² que, en el caso actual, alcanza los US\$ 121.5 millones.

⁴⁶ *PME 2016/2025; La planificación y ejecución del Plan de Expansión de la Distribución, generará impacto en el desarrollo productivo y económico del País, así como en el bienestar de la sociedad, consolidándose así en un sector comprometido con lo social y ambiental. Por otro lado, el sistema de distribución debe garantizar la universalidad y accesibilidad al servicio eléctrico de acuerdo a lo estipulado en la Constitución de la República del Ecuador; además de garantizar la sostenibilidad, sustentabilidad, calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad, sustentado en la aplicación de estándares de la industria eléctrica y en la incorporación de nuevos recursos energéticos.*

⁴⁷ Estimada en 97.2% al cierre de 2016 pero con espacio de acción en sectores urbano marginales y rurales distantes de la red pública, de lo cual, parte se resuelve con la presente operación de financiamiento, aun cuando la meta PME al 2023 es alcanzar el 97,7%.

⁴⁸ Meta en la que se ha avanzado notoriamente (con FMIk, de 15,2 fallas/año en 2012 se pasó a 5,59 fallas/año en 2016 y TTik, de 16,69 horas/año a 6,41 en el mismo período). Sin embargo, al revisar el espacio que presentan algunas empresas respecto de la meta nacional (FMIk: 4 fallas/año y TTik: 8 horas/año), se concluye que existe espacio de mejora.

⁴⁹ Con metas menores al 9% hacia el año 2025 a partir del 12.2% observado en 2016.

⁵⁰ Con las obras revisadas y validadas en este Componente se ha observado que en las inversiones se incluyen recursos para dotar de alumbrado sectores en los que no se cuenta con tal servicio (aun cuando en las panillas de pago se carga el concepto)

⁵¹ Concepto que según se observa en los expedientes revisados, se asocian con la incorporación de automatización en la operación de equipos, en particular en la etapa funcional de subtransmisión.

⁵² Según cifras contenidas en el PME, en los próximos 10 años se requieren en promedio anual US\$ 350 millones para expansión y reforzamiento del SND. Sin embargo, al interior del MEER, se conviene la distribución del presupuesto sujeto a financiamiento entre las distintas subsecretarías.

Subcomponente 2.1-Sistema de subtransmisión

En el cuadro siguiente, se destaca la relación de obras para el sistema de subtransmisión incluidas en este subcomponente (que totalizan 20 proyectos), según empresa y etapa funcional en que aplica el proyecto, señalando también la cifra referencial de presupuesto comprometido en cada caso;

Ítem	Empresa	Etapa	Proyectos RSND – Sistema de Subtransmisión 69 kV	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	CNEL El Oro	Subtransmision	Repotenciación SEs Portovelo, Pagua, Los Pinos	3.086.741
2	CNEL EP Guayaquil	Subtransmision	Construcción SE 69/13,8 kV - 3 Bocas y TAP de interconexión en 69 kV	2.036.215
3	CNEL Guayas-Los Ríos	Subtransmision	Construcción Doble Terna LST S/E Duran L1 - L2 (69 kV)	2.680.897
4	CNEL Los Ríos	Subtransmision	Construcción S/E Terminal Terrestre 2 y S/E San Juan	5.986.727
5	CNEL Manabí	Subtransmision	Construcción línea de subtransmisión Manta 2-Manta 1	1.755.923
6	CNEL Milagro	Subtransmisión	Repotenciación de LST 69 kV Milagro - Yaguachi	1.101.048
7	CNEL Sucumbíos	Subtransmision	Repotenciación de la LST desde la S/E Jivino de TRANSELECTRIC hasta la S/E Jivino de CNEL UN Sucumbíos	348.880
8	EE Azogues	Subtransmision	Variante de la LST 69 kV S/E Cuenca - S/E Azogues 1	496.225
9	EE Cotopaxi	Subtransmision	Construcción LST 69 kV Saquisilí - El Chang; construcción SE Saquisilí 69-13,8 kV; 16 MVA y, Construcción Sistema de Tanicuchí 138/69 kV	13.637.085
10	EE Regional Norte	Subtransmisión	Interconexión del sistema de Subtransmisión a la S/E El Cajas	2.666.572
11	EE Regional Sur	Subtransmisión	Construcción de la LST Bomboiza – Gualaquiza – Construcción de SE Gualaquiza	5.620.133
12	EE Galápagos	Subtransmisión	Modernización y repotenciación de la S/E San Cristóbal	2.807.872
Totales				42.224.320

Tabla N°8 – Relación de Proyectos – Etapa de Subtransmisión del Subcomponente 2.1⁵³

La etapa de subtransmisión opera en niveles de voltaje de 69.000 volts (69 kV) y corresponde al nivel intermedio de voltaje entre el SNT (230-138 kV) y el sistema de distribución en media y

⁵³ En ANEXO 5 y a modo referencial, se muestran imágenes de obras típicas abordadas en este componente

baja tensión (13.8/0.22/0.11 kV), por lo que las obras de expansión y reforzamiento señaladas en el cuadro anterior, cubren requerimientos en relación con construcción de nuevas líneas y subestaciones de subtransmisión y repotenciamiento de líneas y subestaciones existentes. Tanto en las obras nuevas en el sistema de subtransmisión como en las que corresponden a repotenciamiento, el equipamiento de operación asociado queda habilitado para gestión a distancia, según estándares que posibilitan la integración, de tales unidades, con los centros de control locales⁵⁴, regionales y centrales.

Entre las obras listadas en la Tabla N°8, cabe desatacar el proyecto “Construcción Sistema de Tanicuchí 138/69 kV”, con el cual se posibilita la evacuación de energía desde la nueva SE incluida en el proyecto detallado el punto 3.1 Viabilidad Técnica - Proyectos para Expansión y Reforzamiento del SNT - C-1.3 Sistema de Transmisión Tanicuchí. Con tal propósito, en este financiamiento el MEER ha reservado US\$ 9,5 millones para cubrir la construcción de una subestación reductora en 138/69 kV⁵⁵.

Subcomponente 2.1-Sistema de distribución

Las obras agrupadas en este subcomponente y que corresponden a la etapa funcional del sistema de distribución en media y baja tensión, listadas en el cuadro siguiente, incluyen inversiones para expansión y para repotenciamiento de; redes de distribución a nivel de 13.800 volts, centros de transformación 13.8/0.22-0.11 kV (MT/BT), redes de baja tensión y acometidas domiciliarias, pasando de 110 a 220 volts⁵⁶ y para automatización de equipos de operación.

Ítem	Distribuidora	Etapas	Proyectos RSND – Sistema de Distribución MT/BT/CY-Ac y Med ⁵⁷	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	CNEL Bolívar	Distribución	Reconfiguración de Líneas y Redes en diferentes sectores de la zona de atención de la UN	1.830.028
2	CNEL El Oro	Distribución	Construcción ramal trifásico para interconexión entre Alimentadores Balao y Tenguel	407.347

⁵⁴ El personal de los centros de control supervisa variables eléctricas y controla las operaciones de los elementos de potencia tales como; seccionadores e interruptores (69kV - 13.8kV), gestión que se desarrolla a través del sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA). Para que tal función sea posible, tanto las obras nuevas en el sistema de subtransmisión como las obras para repotenciamiento que incorporan equipamiento de operación/protección y que forman parte de este financiamiento, cuentan con los elementos necesarios para posibilitar el monitoreo y ejecución de maniobras a distancia.

⁵⁵ Habiéndose definido, por parte de CELEC EP-Transelectric, la ubicación de la SE Tanicuchi, las Áreas de Distribución procederán con el desarrollo de la ingeniería de detalles para construcción de la SE 138/69 kV y para las LST y de distribución que interconectan la red de la EE Cotopaxi, en este caso.

⁵⁶ Algunos proyectos consideran actividades de repotenciamiento integral, es decir involucran trabajos en la red de distribución y también en la conversión del conjunto acometida-medición, para pasar de servicio domiciliario en 110 volts a 220 volts, con ocasión de la referida implantación del PNCE.

⁵⁷ La Tabla N°9 – Relación de Proyectos – Etapa de Redes de Distribución del Componente 2.1, agrupa 63 proyectos distribuidos entre las diferentes empresas mostradas.

3	CNEL Esmeraldas	Distribución	Construcción de alimentadores; S/E Quinde - nuevo Quinde; Club Pacífico; Cabaplan; Guayacanes y Piedrafina	1.450.750
4	CNEL Guayaquil	Distribución	Construcción de la Alimentadoras a 13.8 kV Tres Bocas 1, 2 (San Eduardo) y 3 (Cerro Azul)	378.930
5	CNEL Guayas Los Ríos	Distribución	Construcción de alimentador S/E Daule Sur – S/E Magro	136.936
6	CNEL Santa Elena	Distribución	Repotenciación de redes en MT; La Libertad-Cabecera Cantonal, Chanduy, alimentadores San Juan, Impesca y Jambelí a nivel de 13.8 kV - División Playas – fase II	1.832.073
7	CNEL Santo Domingo	Distribución	Reforzamiento de redes MT/BT y centros de transformación del Alimentador; Pepepan y No.1 Cambio de conductor desnudo por cable semi-aislado en media tensión; Derivación a Los Libres y Luz de América sector Las Caucheras.	2.199.954
8	CNEL Sucumbíos	Distribución	Repotenciación integral en los cantones de Lago Agrio, Cascales y Gonzalo Pizarro para aplicación del PNCE	1.307.779
9	EE Ambato	Distribución	Mejoramiento de redes de distribución sectores; Santo Domingo, Calvario, Vista Hermosa, Huertos Familiares, cdla del Chofer - barrios Palandacocha y Gil Ramírez Davalos, Lushanta, alimentador Canelos, Remodelación Coop. Plaza Aray, San José de Veracruz, vía Pindo Mirador - cantón Mera, alimentador El Triunfo - Villano	2.901.121
10	EE Azogues	Distribución	Mejoramiento de la operación de interruptores y reconectores y mejoramiento del Alimentador trifásico Bellavista - Chavay Alto	266.993
11	EE Cotopaxi	Distribución	Reforzamiento en San Francisco de Chipe unión y Progreso, Red de Distribución Santa Rosa Moraspungo	58.889
12	EE Quito	Distribución	Reforzamiento integral y AP; primario 31C, sector El Tambillo, San Rafael 27a, primario 49A, poblado de Pacto, primario 49D, poblado Nanegalito, primario 58A, sector Chinchiloma, sector Reino de Quito, sector Santa Rosa de Cumbayá	2.246.570
13	EE Riobamba	Distribución	Repotenciación de redes de distribución en; San Pedro de Las Abras, Olte San Pedro, barrio El Carmen San Andrés, comunidad Lalanshi, comunidad Pungal San Pedro, comunidad Gualpita Jatumpamba-Matriz-Guamote	884.140
14	EE Centro Sur	Distribución	Mejora del alimentador 2211, Nuevo enlace alimentador 1823 S/E 18 - Altar Urco, mejoramientos alimentadores; El Molino Cochaseca, Yaritzagua El Molino El Progreso Nabon, Yaritzagua El Molino El Progreso Nabon, alimentador 0523 mejora línea control Quinuas-H, Repotenciación del sistema eléctrico en la parroquia Méndez	1.711.933

15	EE Galápagos	Distribución	Reconfiguración redes de distribución en; calle Matazarro, sector “El Chino”, barrio Loja Etapa 1.	459.029
Totales				18.072.471

Tabla N°9 – Relación de Proyectos – Etapa de Redes de Distribución del Subcomponente 2.1⁵⁸

Los proyectos referidos de forma agregada en los cuadros 8 y 9 anteriores, totalizan US\$ 60.3 millones, recursos con los que se financian 83 obras que se distribuyen en las 20 empresas distribuidoras en las que operativamente se apoya el MEER para desarrollo de sus funciones técnicas y comerciales⁵⁹. Con ocasión de financiamientos anteriores (ejecutados y en desarrollo) y según recomendaciones del BID, las empresas han adquirido experiencia en la ejecución de obras tipo “llave en mano”, condición en la cual las licitaciones para construcción de estas obras, incluyen aporte de equipos y materiales⁶⁰, con resultados finales según lo previsto, en cuanto a costos y tiempo de ejecución⁶¹. Esta condición, sumada a la existencia de normas de disposiciones constructivas estandarizadas por el MEER⁶² para el sector eléctrico, permite deducir que, desde el punto de vista de las competencias por parte del OE, la ejecución de las obras es viable.

En el proceso de determinación del grado de viabilidad técnica de ejecución de las obras proyectadas en este subcomponente, se procede también con la revisión/validación de los antecedentes de respaldo estándares para este tipo de obras (memoria, estudios, diseños eléctricos y civiles, presupuestos) no habiéndose observado inconsistencias sustanciales entre el presupuesto y el diseño de los proyectos en la muestra analizada⁶³. El resultado de este análisis se indica en el cuadro siguiente, pudiendo destacar que de los 83 proyectos que componen la cartera para el Subcomponente 2.1 - Reforzamiento de la Infraestructura del SND, entre expedientes que cumplen totalmente los requisitos básicos sujetos a revisión/validación y aquellos que cumplen sustancialmente tales requisitos, totalizan el 68%, es decir, sólo el 32%, a esta fecha no cumple con el estándar documentado necesario⁶⁴.

⁵⁸ En ANEXO 6 y a modo referencial, se muestran imágenes de obras típicas abordadas en este componente

⁵⁹ La Unidad Ejecutora del Programa de financiamiento, presentada por el OE (focalizada en el MEER en este caso), se apoya en las Áreas Técnicas, en cuanto a la ejecución física de las obras correspondientes a sus respectivas zonas de atención (20 zonas que se descomponen en 11 Unidades de Negocio, dirigidas por la Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP y 9 Empresas Eléctricas)

⁶⁰ Con la ejecución de los contratos 3187-3188 - OC/EC y 3484-OC/EC 3484-CH/EC se han construido más de 700 obras de similares características.

⁶¹ Semestralmente el OE presenta ante el BID el estado de progreso del programa en curso de ejecución.

⁶² El MEER cuenta con un Catálogo Digital para redes de Distribución de Energía Eléctrica, que incluye especificaciones técnicas para equipos y materiales para subestaciones de subtransmisión y para redes de distribución (MT/BT/Ac-Med). Incluye también disposiciones de montaje de equipos y otros componentes de la red de distribución, siendo este el instrumento que fija los estándares de cumplimiento que se exige a Contratistas que se adjudican procesos como los involucrados en esta operación de financiamiento.

Ref <http://www.unidadesdepropiedad.com>

⁶³ La revisión y validación se orientó a ítems con mayor impacto en el presupuesto, de las carpetas escogidas como muestra (30%) – equipamiento eléctrico, montaje electromecánico, en el caso de obras de subtransmisión y estructuras, conductores, transformadores, luminarias, medidores, en el caso de distribución

⁶⁴ Se ha mencionado, sin embargo, que esta condición no descarta el financiamiento del respectivo proyecto, esto por cuanto el OE cuenta con plazo suficiente para completar la información faltante (esta operación de financiamiento está prevista para ejecución en 5 años).

Calificación Grado de Cumplimiento Requisitos Técnicos Subcomponente 2.1 - Reforzamiento de la Infraestructura del SND	Cantidad de Proyectos	Presupuesto Referencial con IVA (US\$ MM)	Relación % Presupuesto
Proyectos que cumplen totalmente los requisitos (CC)	54	39,4	65%
Proyectos que cumplen sustancialmente los requisitos (CS)	3	2,3	4%
Proyectos que cumplen parcialmente los requisitos (CP)	26	18,6	31%
Total	83	60,3	100%

Tabla N°10 – Estado de respaldo documentado de los Proyectos del Subcomponente 2.1

En los casos señalados como Proyectos que cumplen parcialmente los requisitos (CP), surgen observaciones que se limitan a la necesidad de anexar los respectivos planos y/o presupuestos y por tanto, se informará de tal condición al OE. Esto, a fin de completar la información faltante a los pliegos de licitación.

3.2.2 Proyectos para Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM con RED) - Subcomponente 2.2

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, indica entre sus artículos que el Estado promoverá y financiará, de manera prioritaria, los proyectos de desarrollo de la electrificación rural, el OE ha postulado financiamiento por medio de esta operación de préstamo (EC-L 1223) para un conjunto de proyectos distribuidos en todas las regiones del País. Parte de este objetivo aplica al aumento de la cobertura eléctrica normalizada en sectores rurales y urbano marginales, que no cuentan con infraestructura para distribución de energía eléctrica según normativa y estándares de calidad exigidos⁶⁵.

La variable que representa el grado de proximidad existente entre el desarrollo de viviendas habitadas y la condición respecto del servicio de energía eléctrica en estos hogares, está dada por el nivel de cobertura eléctrica en el país, indicador que, para el caso del Ecuador, ha evolucionado favorablemente, según se observa en la figura siguiente;

⁶⁵ El indicador de cobertura eléctrica en Ecuador a diciembre del año 2016 es del 97.24% y el objetivo por alcanzar hacia el año 2023 es de 97.7%



Figura N°3 – Evolución del porcentaje de Cobertura a nivel nacional

Los proyectos incluidos en este subcomponente (2.2) involucran comunidades a las cuales es factible dotar del servicio eléctrico extendiendo las redes de energía eléctrica que existen en el entorno más cercano. Lo cual, dependiendo de la cantidad de viviendas y su proximidad a la red existente, en los respectivos proyectos, implica desarrollo de obras que incluyen red de media tensión (13.8 kV) y/o baja tensión (0.22 kV), además de acometidas domiciliarias y medidores.

En esta oportunidad el OE ha postulado la siguiente cartera de proyectos, los cuales han sido agrupados por empresa distribuidora, debido al volumen de los mismos (564 proyectos individuales)⁶⁶.

Ítem	Empresa Distribuidora	Cant Proy	Proyectos para Electrificación Rural y Urbano-Marginal.	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	CNEL Bolívar	28	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.422.605
2	CNEL-El Oro	23	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.445.166
3	CNEL-Esmeraldas	25	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	3.948.054
4	CNEL-Guayaquil	8	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	3.168.192
5	CNEL-Guayas Los Ríos	34	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.417.969
6	CNEL-Los Ríos	61	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	2.533.238
7	CNEL-Manabí	36	Construcción y mejora de redes y acometidas	2.175.888

⁶⁶ Es necesario destacar que las necesidades trasladadas por la comunidad a las respectivas empresas, conforman hoy una cifra que supera los 100 millones de dólares (Ref. MEER Cartera referencial de Proyectos).

			domiciliarias para viviendas del sector	
8	CNEL-Milagro	36	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.080.362
9	CNEL-Sta. Elena	44	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	2.305.334
10	CNEL-Sto. Domingo	42	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.216.642
11	CNEL-Sucumbíos	13	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	2.949.923
12	EE Ambato	11	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.243.462
13	EE AZOGUES	3	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	227.829
14	EE Centro Sur	22	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.132.339
15	EE Cotopaxi	19	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	698.527
16	EE Galápagos	4	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	275.524
17	EE Norte	23	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.711.056
18	EE Quito	23	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	1.600.149
19	EE Rio Bamba	42	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	703.287
20	EE Sur	67	Construcción y mejora de redes y acometidas domiciliarias para viviendas del sector	3.261.122
Totales	-	564	-	34.516.667

Tabla N°11 – Relación de Proyectos Subcomponente 2.2 Electrificación Rural y Urbano-Marginal

En la relación de proyectos presentados, sujetos a revisión y validación, se pueden destacar las siguientes particularidades;

- El costo promedio por vivienda es de US\$ 1.645 sin IVA, lo cual está por debajo de la inversión individual recomendada por ARCONEL (que es de US\$ 2.000 por vivienda para soluciones con red eléctrica)
- Se postulan obras en sectores urbano marginales⁶⁷, en los que el proyecto produce beneficios adicionales por incorporación a la facturación de servicios que hoy utilizan la energía eléctrica sin ser clientes de la empresa respectiva (se sirven desde redes informales y no cuentan con medidor)⁶⁸.
- Estos proyectos beneficiaran con la normalización del sistema de distribución y alumbrado público⁶⁹ a 18.488 familias distribuidas en 564 sectores entre las 20 empresas eléctricas del País.

⁶⁷ Particularidad que principalmente se presenta en Unidades de Negocio de CNEL EP (por ejemplo, UN Guayaquil)

⁶⁸ Escenarios típicos de conjuntos FERUM con RED Urbano Marginales se muestran en el ANEXO 8

⁶⁹ Se exceptúan del beneficio del Alumbrado Público aquellos sectores rurales en que las viviendas no llegan a conformar un conjunto.

- Se postulan obras en zonas rurales con baja densidad de carga por km² de superficie que impactan en costos individuales superiores a la cifra indicada⁷⁰.

La solución técnica característica en cuanto a obras eléctricas para estos sectores contenidos en el subcomponente 2.2, consiste en desarrollo de instalaciones nuevas, instaladas principalmente sobre la vía pública o caminos vecinales, las que básicamente incluyen:

- Redes de media Tensión (13.8 kV) aéreas desnudas, montadas sobre postes de hormigón (en general)
- Centros de transformación MT/BT (13.8 kV/0.22kV) de variadas capacidades en KVA (desde 5 a 50 KVA en general)
- Redes de baja tensión (0.22 kV) construidas con conductor pre-ensamblado aislado (en general), el cual se apoya en postes de hormigón
- Luminarias para el servicio de alumbrado público (excepto situaciones rurales en que las redes de baja tensión cruzan montañas.
- Acometidas y medidores, construidas con conductor aislado tipo concéntrico y medidor protegido con caja e interruptor termomagnético.

Por cuanto todas estas estructuras están contenidas en el Catálogo Digital de Unidades de Propiedad, disponible por parte del MEER⁷¹ y asocian equipos y materiales existentes en el mercado local, lo que sumado a la experiencia acumulada por parte del OE en la ejecución de obras de estas características⁷², permite concluir que el desarrollo de estos proyectos es técnica y administrativamente viable.

Complementariamente en el proceso de revisión/validación del grupo de proyectos del subcomponente 2.2, se han obtenido resultados favorables, los cuales se muestran en el cuadro siguiente, destacándose que el 77% de los proyectos presentados para financiamiento; cuentan con los antecedentes de respaldo estándares para este tipo de obras (memoria, diseños eléctricos y presupuestos) no habiéndose observado inconsistencias entre el presupuesto y el diseño de los proyectos revisados⁷³.

⁷⁰ Escenarios típicos de conjuntos FERUM con RED Rurales se muestran en el ANEXO 7

⁷¹ Ref <http://www.unidadesdepropiedad.com>

⁷² En los últimos 5 años, el MEER por medio de las 20 empresas distribuidoras del país, han ejecutado más de 2.000 obras para electrificación rural y urbano marginal

⁷³ La revisión y validación se orientó a ítems de mayor impacto en el presupuesto, de las carpetas escogidas como muestra (30%) – equipamiento eléctrico, montaje electromecánico, en el caso de obras de subtransmisión y estructuras, conductores, transformadores, luminarias, medidores, en el caso de distribución

Calificación Grado de Cumplimiento Requisitos Técnicos Subcomponente 2.2: Electrificación Rural y Urbano-Marginal.	Cantidad de Proyectos	Presupuesto Referencial con IVA (US\$ MM)	Relación % Presupuesto
Proyectos que cumplen totalmente los requisitos (CC)	434	26,6	77%
Proyectos que cumplen sustancialmente los requisitos (CS)	19	1,2	3%
Proyectos que cumplen parcialmente los requisitos (CP)	111	6,8	20%
Total	564	34,5	100%

Tabla N°12 – Estado de respaldo documentado de los Proyectos Subcomponente 2.2

3.2.3 Proyectos de Electrificación para la Agroindustria - Subcomponente 2.3

El Gobierno del Ecuador, en un todo de acuerdo con el avance en el CME⁷⁴, impulsa también el proceso de cambio del patrón de especialización productiva de la economía, de forma que le permita al País generar mayor valor agregado a su producción y por tanto “transformar la matriz productiva es uno de los retos más ambiciosos del país”⁷⁵. El MEER, como parte incidente entre los sectores estratégicos, apoya el desarrollo a plena capacidad de los sectores productivos, entre ellos la agroindustria.

Tales lineamientos, en esta oportunidad, se traducen en la inclusión de una serie de proyectos en el nivel de subtransmisión y de distribución, entre los subcomponentes sujetos a financiamiento de la presente operación, cuyo objetivo es dotar de servicio eléctrico, en esta oportunidad, a la industria camaronera, en consideración al acercamiento que tales empresas han tenido con el MEER.

Los proyectos postulados y agrupados bajo el subcomponente 2.3 “Reforzamiento del SND para la agroindustria”, totalizan US\$ 26.7 millones, para una cartera de 49 obras, consistentes, básicamente, en expansión del sistema en 69 kV y del sistema de distribución en media y baja tensión, aun cuando en el subcomponente se incluye la adquisición de 2 subestaciones móviles a fin de abastecer de energía eléctrica a agroindustrias que así lo requieran pero que para las cuales aún no se han completado las obras de aproximación de la red de servicio eléctrico público⁷⁶.

En esta oportunidad el OE ha postulado la siguiente cartera de proyectos, los cuales, a modo de simplificación, han sido agrupados por empresa distribuidora;

⁷⁴ MICSE - El cambio de la matriz energética consiste en aumentar, de manera óptima y sustentable, las fuentes primarias de energía; al mismo tiempo cambiar las estructuras de consumo en el sector de transporte, residencial, comercial, para que su uso sea racional y eficiente.

⁷⁵ SENPLADES - Transformación de la Matriz Productiva

⁷⁶ Tal concepto es consecuente con el cumplimiento de lineamientos del MEER, en cuanto a apoyar procesos que favorezcan el cambio de la matriz productiva y en este caso se consigue también el consumo de energía limpia, en el proceso productivo de tales agroindustrias, con impacto en el aprovechamiento de la mayor oferta de hidroenergía y en la reducción del uso de derivados del petróleo en estas industrias.

Ítem	Distribuidora	Etapas	Proyectos para la Agroindustria Camaronera	Costo Referencial IVA Incluido (USD)
1	CNEL El Oro	Subtransmisión	LINEA DE SUBTRANSMISION A 69 KV S/E ARENILLAS-S/E LA PITAHAYA	1.500.944
		Bienes	ADQUISICIÓN DE UNA SUBESTACIÓN MÓVIL 66/13.8 kV	999.600
		Distribución	CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA TRIFASICA en 13.8 kV PARA 8 SECTORES DE AGROINDUSTRIAS CAMARONERAS	1.737.444
2	CNEL Esmeraldas	Distribución	CONSTRUCCION ALIMENTADOR TRES VÍAS - COSTRUCCIÓN ALIMENTADOR MOMPICHE	2.344.822
3	CNEL Guayaquil	Subtransmisión	CONSTRUCCIÓN DE S/E CAMARONERAS (INCLUYE TERRENO + PROTECCIÓN DE TAP) - CONSTRUCCIÓN DE TAP A 69 kV PARA LA FUTURA S/E CAMARONERAS (ENERGIZADO A 13.8 kV) + LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8 kV DESDE FUTURA S/E CAMARONERA HASTA LA CAMARONERA OMARSA	2.761.834
		Distribución	CONSTRUCCIÓN DE LA ALIMENTADOR A 13.8 kV Y REPOTENCIAMIENTO DE REDES MT PARA 2 SECTORES DE AGROINDUSTRIAS CAMARONERAS	792.214
4	CNEL Guayas Los Ríos	Distribución	TRIFASEAMIENTO DE RED MONOFASICA EN MT PARA 13 SECTORES DE AGROINDUSTRIAS CAMARONERAS	2.524.205
5	CNEL Manabí	Bienes	ADQUISICIÓN DE UNA SUBESTACIÓN MÓVIL 66/13.8 kV	999.600
		Distribución	CONSTRUCCIÓN DE LA ALIMENTADOR A 13.8 Kv PARA 4 SECTORES DE AGROINDUSTRIAS CAMARONERAS	981.423
6	CNEL Milagro	Subtransmisión	REPOTENCIACION DE LA S/E MONTERO y S/E NARANJAL	1.650.782
		Distribución	CONSTRUCCIÓN DE LA ALIMENTADORES A 13.8 kV PARA 4 SECTORES DE AGROINDUSTRIAS CAMARONERAS	2.674.613
7	CNEL Santa Elena	Subtransmisión	CONSTRUCCION DE LINEA DE SUBTRANSMISION 69 KV- S/E SAN LORENZO-SABANA GRANDE Y S/E SABANA GRANDE (INCLUYE 3 ALIMENTADORE A 13.8KV)	4.341.120
		Distribución	ELETRIFICACIÓN CAMARONERA FILACAS Y MESANICA	56.907
8	CNEL Santo Domingo	Distribución	CONSTRUCCIÓN Y REFORZAMIENTO DE REDES MT (13.8 KV) PARA 5 SECTORES DE AGROINDUSTRIAS CAMARONERAS	3.323.032
Totales				26.688.540

Tabla N°13 – Relación de Proyectos Subcomponente 2.3 Electrificación para la Agroindustria

Las características de los proyectos presentados son similares a las obras que conforman el subcomponente 2.1 (Reforzamiento de la Infraestructura del SND) y por ende, son

homologables los argumentos que sustentan la viabilidad técnica de ejecución de esta cartera de proyectos (agrupados en el subcomponente 2.3). Por tanto, desde el punto de vista de la calificación de viabilidad técnica, entre ambos subcomponentes, sólo y razonablemente existen diferencias en el grado de sustento documentado de cada proyecto, lo cual se refleja en el siguiente cuadro;

Calificación Grado de Cumplimiento Requisitos Técnicos Subcomponente 2.3: Electrificación para la Agroindustria	Cantidad de Proyectos	Presupuesto Referencial con IVA (US\$ MM)	Relación % Presupuesto
Proyectos que cumplen totalmente los requisitos (CC)	23	11,2	42%
Proyectos que cumplen sustancialmente los requisitos (CS)	4	2,3	8%
Proyectos que cumplen parcialmente los requisitos (CP)	22	13,2	50%
Total	49	26,7	100%

Tabla N°14 – Estado de respaldo documentado de los Proyectos Subcomponente 2.3

Se debe considerar también que, en el caso de los proyectos para abastecimiento de servicio eléctrico de la agroindustria camaronera, existe una variable que no depende exclusivamente del OE y por ende las 8 Unidades de Negocio comprometidas en el desafío, deberán gestionar con los industriales respectivos, los medios de aseguramiento de la oportunidad convenida para concretar el uso de las instalaciones habilitadas por la distribuidora (consumo de energía eléctrica desde la red pública). Se observa en este sentido, que el programa de construcción y puesta en servicio de esta cartera de proyectos ha considerado este aspecto y se ha previsto su ejecución en los últimos 2 años de los 5 que se han establecido en la presente operación de financiamiento.

4 CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

1. La pertinencia de los proyectos postulados a financiamiento por parte de CELEC EP-Transelectric, se fundamenta en la planificación de expansión de la transmisión 2016/2025 detallada en el respectivo PME⁷⁷. Por consiguiente, tales inversiones forman parte del Plan de Expansión de la Transmisión (PET) contenido en el citado Plan Maestro de Electrificación⁷⁸.
2. Los proyectos incluidos por parte de CELEC EP-Transelectric, en la presente operación, fueron presentados conceptualmente a esta consultoría por parte del OE y luego de una primera revisión a los expedientes que respaldaban tales obras, las observaciones y aclaraciones fueron atendidas, lo cual permitió determinar que la totalidad de los proyectos de éste componente, resultan técnicamente viables, cuentan con los antecedentes sustanciales necesarios y no presentan inconsistencias entre diseño y presupuesto referencial, condiciones que favorecen el proceso de armado de pliegos de licitación.

⁷⁷ Los estudios de la expansión del sistema de transmisión los realiza CELEC EP TRANSELECTRIC en base a análisis de alternativas de expansión cuyos resultados son aprobados por el MEER.

⁷⁸ PME – 2016/2025 - Plan de Expansión de la Transmisión 2016 – 2025 (Ref Esq Unilineal -ANEXO 9)

3. En razón a la necesidad de iniciar la aplicación de políticas definidas por el MEER (en cuanto a redireccionamiento de responsabilidades del sistema de transmisión en 110 kV, hacia la SDyCE), hubo variaciones, no sustanciales, en la concepción inicial de los proyectos correspondientes a los sistemas La Avanzada y Tanicuchí, CELEC EP Transelectric deberá desarrollar la ingeniería de detalles, en los aspectos modificados (voltaje de entrega al sistema de distribución, entre lo más relevante de las redefiniciones citadas).
4. Si bien CELEC EP Transelectric da cuenta de un oportuno avance en la adquisición de terrenos para implantación de las subestaciones La Avanzada, Cajas, Las Orquídeas y Tanicuchí (últimas 2 que fueron parte de las visitas de validación realizadas en campo por parte de esta consultoría), es recomendable agilizar su adquisición, a fin de no comprometer plazos previstos en la presente operación de financiamiento, debido a modificaciones sustanciales respecto de lo ya definido.
5. Cuatro de los 5 sistemas abordados por CELEC EP Transelectric requieren de los respectivos estudios medio ambientales. Tales estudios y la licencia medio ambiental respectiva, podrían ser condición de inicio de obras por parte del BID, por tanto y según el plazo que demanda su preparación, es necesario agilizar su adjudicación, considerando que ya están perfectamente definidas las ubicaciones de las subestaciones que forman parte de estos 4 sistemas.
6. Con ocasión de los efectos que sobre el sistema de subtransmisión y distribución provocó el terremoto de abril del año 2016 en CNEL EP, la SDyCE y el BID convinieron en la ejecución de una consultoría que, en atención al tipo de daños observado, emitiera recomendaciones de mejoras tendientes a considerar aspectos de resiliencia en el diseño y ejecución de obras. Es recomendable que CELEC EP Transelectric tome conocimiento del informe respectivo y aplique las recomendaciones que le sean pertinentes, contenidas en este trabajo.
7. Los proyectos postulados bajo el Componente 2 - Expansión y modernización del SND, responden a lineamientos contenidos en el respectivo Plan de Expansión de la Distribución (PED), en cuanto a que se debe atender la demanda del servicio de energía eléctrica, propendiendo al incremento de los niveles de cobertura, mejorando los niveles de calidad, confiabilidad, continuidad, minimizando las pérdidas e incluyendo además el aprovechamiento eficiente de los recursos de energía distribuida.
8. El OE (MEER), con base en prioridades operativas y posibilidades presupuestarias⁷⁹, procedió con la conformación de la cartera de proyectos, incluidos sus datos básicos, a partir de lo cual esta consultoría procedió a recabar los antecedentes de cada uno de los proyectos seleccionados y contenidos en tal base de datos⁸⁰. Luego de realizado el proceso de revisión de viabilidad técnica referida a tecnología involucrada y habiendo validado la coherencia entre planimetría y presupuestos de esta cartera de proyectos⁸¹, se observa que el 73% de éstos, cuenta con el respaldo documentado necesario, no presentan inconsistencias entre el diseño y el presupuesto de los componentes incidentes y están en

⁷⁹ Las necesidades postuladas para el sistema de distribución alcanzaron los 350 millones de dólares en promedio anual, de los cuales, en esta oportunidad, se están financiando 121.5 millones, incluido los recursos para servicio a la agroindustria.

⁸⁰ Los proyectos que conforman el Componente II están divididos en grupos; Obras en el Sistema Nacional de Distribución – SND (83 proyectos); Obras FERUM con RED (564 Proyectos) y Obras para la Agroindustria (49 Proyectos).

⁸¹ Acción que se realiza sobre una muestra del 30% de los proyectos que cuentan con la totalidad de los antecedentes.

línea con la referida expansión y refuerzo del Sistema Nacional de Distribución⁸², lo que apoya la viabilidad de su construcción.

9. Producto de las indicaciones contenidas en el punto 3 de este capítulo, es recomendable que la SDyCE coordine y defina con CELEC EP Transelectric, la solución por adoptar en cuanto a ubicación de las subestaciones 138/69 kV, de responsabilidad de Distribución, dado que tal definición da paso al diseño de las interconexiones en 69 Kv y por ende en 13.8 Kv. En lo que corresponda, se recomienda también que, en tales coordinaciones, se dé inicio a la preparación o ajuste del respectivo procedimiento de operación, por parte de ambas subdirecciones, en lo relativo a la puesta en práctica de la transferencia de responsabilidades del sistema en 138 kilo volts y posterior operación.
10. El completamiento de antecedentes y la respuesta a las recomendaciones a la fecha de emisión del presente informe están en desarrollo, lo cual deberá completarse previo a la conformación de los pliegos de licitación, en particular, respecto de completamiento de las gestiones que permitan la ejecución oportuna del subcomponente 2.3.


⁸² Componente, cuya ejecución permitirá también avanzar en mejoramiento de la cobertura del País (situada en 97.24 % a diciembre de 2016) por medio del desarrollo de las obras FERUM, que agrega otras 18.500 familias al servicio normalizado de energía eléctrica (ANEXO 10 – Distribución espacial de zonas de atención de las 20 empresas)

5 ANEXOS


ANEXO – 1 Imágenes de espacio físico previsto para implantación de las subestaciones Las Orquídeas, Tanicuchí y Posorja



ANEXO – 2 Acta proceso de apertura de ofertas licitación obras SNT



CELEC EP
Corporación Eléctrica del Ecuador
TRANSELECTRIC



Ministerio
de Electricidad
y Energía Renovable

ACTA DE APERTURA DE OFERTAS TÉCNICAS DE LA LICITACIÓN LPI No. BID2-TRANS-002-2015, PARA LA CONSTRUCCIÓN DE OBRAS CIVILES, PROVISIÓN DE MATERIALES, EQUIPAMIENTO, MONTAJE ELECTROMECÁNICO, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN A 230/138/69 KV Y AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES, en TRES (3) LOTES.

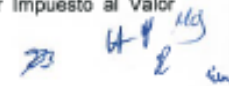
En Quito, DM, hoy martes 05 de abril de 2016, a las 14h00, en presencia de las Comisiones Técnicas designadas por el Gerente de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC mediante Resolución No. CELEC EP-TRA-RES-0048-16 de 29 de marzo de 2016; la Sub-Comisión de Apoyo; representantes del Banco Interamericano de Desarrollo (BID); representantes de los Oferentes proceden a la apertura de las ofertas.

Dando cumplimiento a los establecido en el numeral 7 del **LLAMADO A LICITACIÓN**, se recibieron 15 ofertas hasta las 13h00 p.m. de hoy 05 de abril de 2016; de manera física; según consta en el correo electrónico enviado por el Departamento de Documentación de la Subgerencia Jurídica a los Miembros de las Comisiones Técnicas de este proceso; ya que, no se aceptan ofertas electrónicas de acuerdo a lo establecido en la IAO 22.1, de la Sección II. Datos de la Licitación de los DDL'S.

Y cumpliendo con lo establecido en la IAO 25.1 de la Sección II. Datos de la Licitación de los DDL'S., se procedió con el Acto de Apertura de las Ofertas, de manera pública en la Av. 6 de Diciembre N26-235 y Orellana, Edificio Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP - Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, piso 11, sala de reuniones de la Gerencia de la Unidad de Negocio Transelectric, hoy 05 de abril de 2016, siendo las 14:00 p.m. (Hora Ecuador).

El proceso es para tres (3) lotes con las siguientes características:

- **LOTE 1:** Sistema de Transmisión La Concordia-Pedernales 138/69kV, 66MVA, por un valor referencial de Treinta y dos millones quinientos cincuenta y dos mil trescientos cuarenta dólares de los Estados Unidos de América con setenta y nueve centavos (USD. 32'552.340,79), sin incluir Impuesto al Valor Agregado (IVA); menor o igual a cuatrocientos cincuenta (450) días.
- **LOTE 2:** Ampliación de Subestaciones a 230 kV (S/E Esclusas, Instalación Banco de Capacitores 2x60 MVAR), por un valor referencial de Dos millones ochocientos cuarenta y cuatro mil novecientos dieciséis dólares de los Estados Unidos de América con ochenta y nueve centavos (USD. 2'844.916,89), sin incluir Impuesto al Valor Agregado (IVA); menor o igual a trescientos sesenta (360) días
- **LOTE 3:** Sistema de Transmisión Tabacundo (Pimampiro) 230/138 kV, 225 MVA, por un valor referencial de Treinta millones setecientos noventa y cinco mil cuatrocientos sesenta y dos dólares de los Estados Unidos de América con cuarenta y siete centavos (USD. 30'795.462,47), sin incluir Impuesto al Valor Agregado (IVA); menor o igual a seiscientos (600) días.



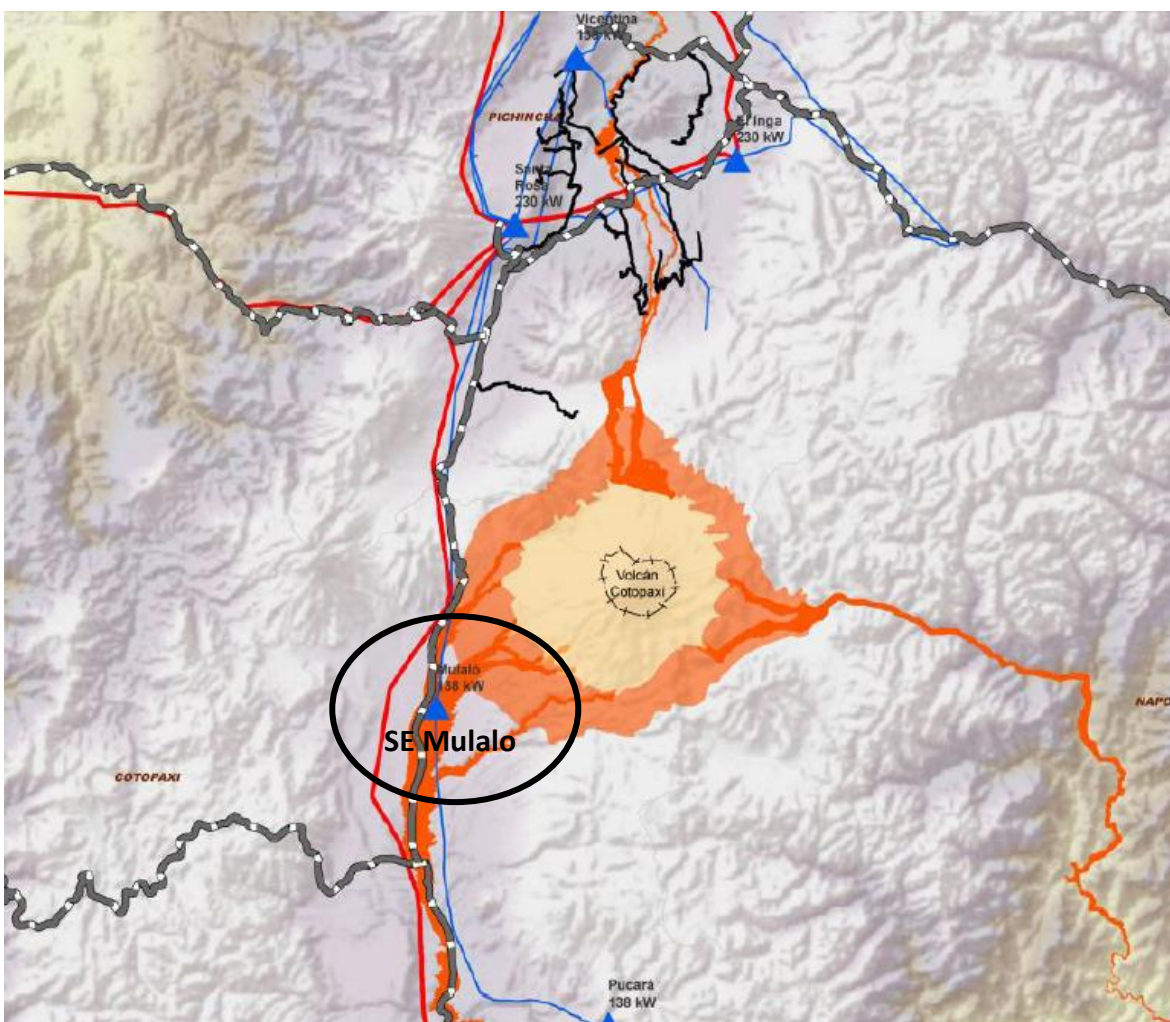
Página 1 de 13

ACTA DE APERTURA DE OFERTAS
PROCESO DE CONTRATACIÓN DE LICITACIÓN LPI No. BID2-TRANS-002-2015

ANEXO – 3 Muestra de obras típicas incluidas en el Componente I - SNT



ANEXO – 4 Esquema representativo del curso de los flujos de material volcánico (Cotopaxi)



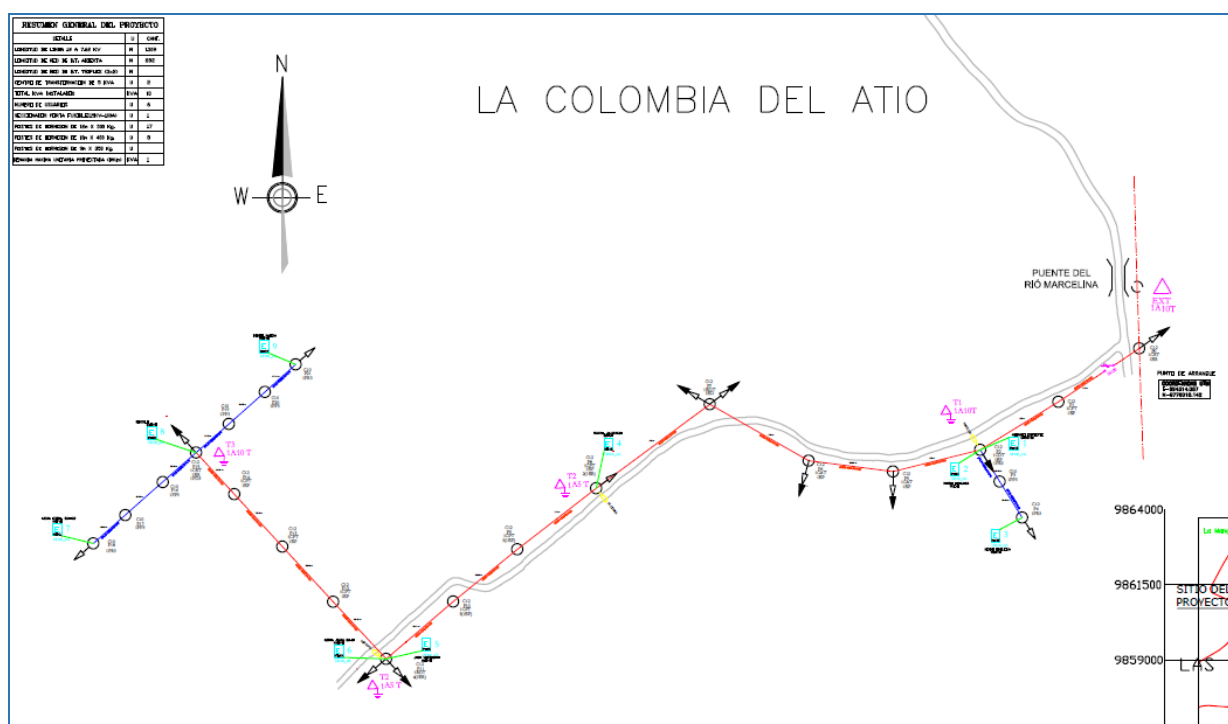
ANEXO – 5 Obras típicas del Sistema de subtransmisión



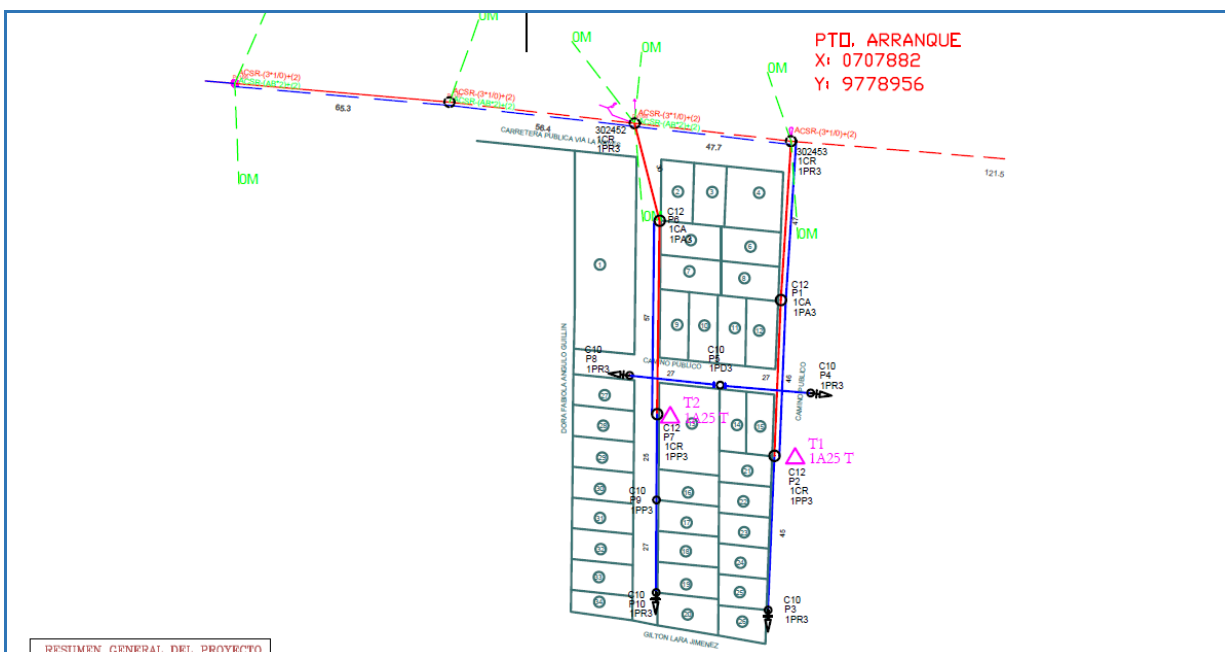
ANEXO – 6 Obras típicas del Sistema de distribución



ANEXO – 7 Obras típicas para electrificación rural - FERUM



ANEXO – 8 Obras típicas para electrificación urbano marginal – FERUM



ANEXO – 9 Esquema unilineal del SNT – Plan de expansión 2016-2025

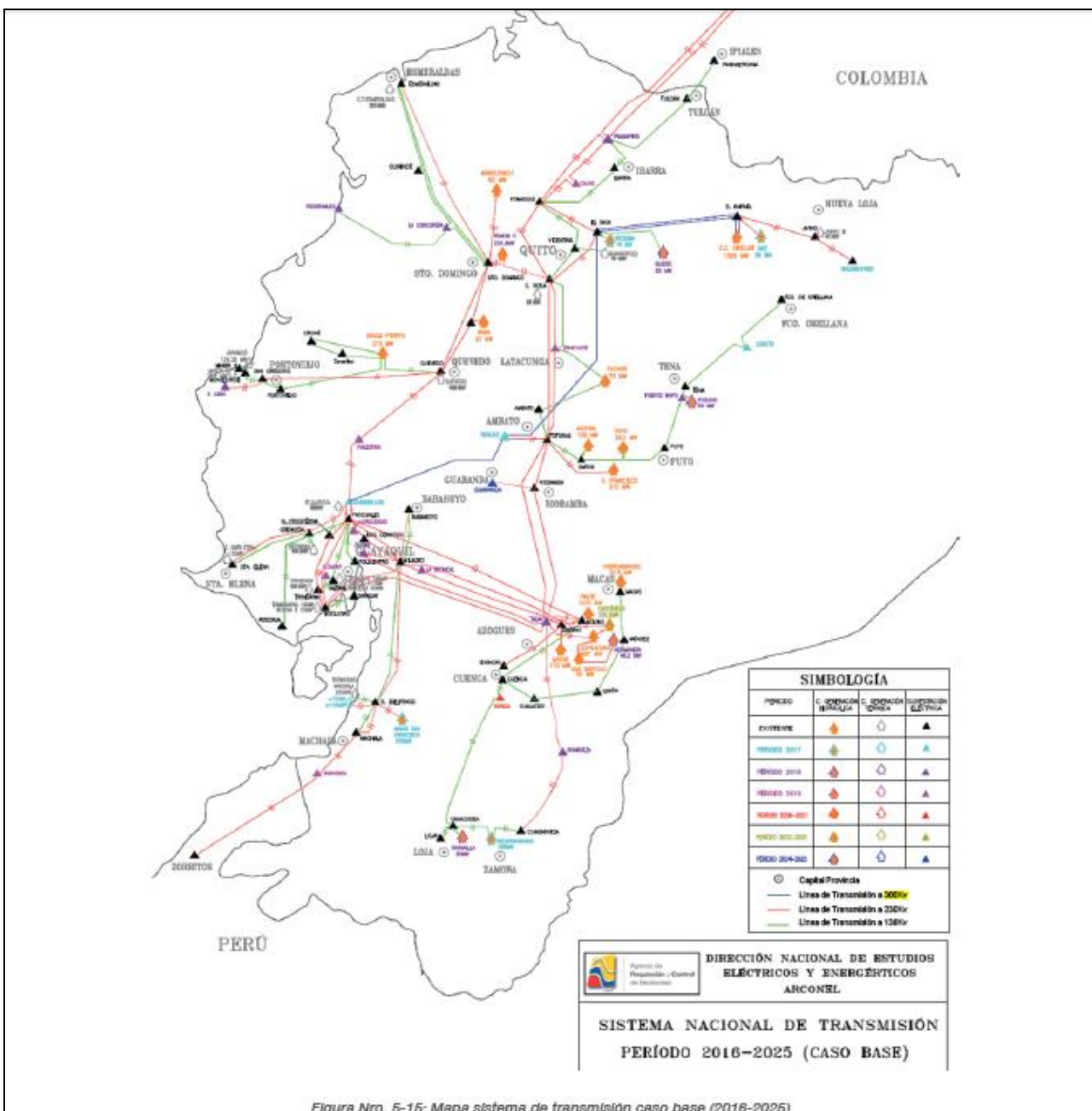


Figura Nro. 5-15: Mapa sistema de transmisión caso base (2016-2025)

ANEXO – 10 Distribución Geográfica de Unidades de Negocio de CNEL y de EED



ANEXO – 11 – Glosario de Términos

Glosario de Términos

➤	ARCONEL - Agencia de Regulación y Control de Electricidad
➤	BID - Banco Interamericano de Desarrollo
➤	BT - Baja Tensión
➤	CNEL - Corporación Nacional de Electricidad
➤	CONELEC - Consejo Nacional de Electricidad
➤	CELEC EP - Corporación Eléctrica del Ecuador
➤	CT - Centro de transformación
➤	EE – Empresa Eléctrica
➤	ED - Empresa Distribuidora
➤	EED - Empresa Eléctrica Distribuidora
➤	ENS - Energía No Suministrada
➤	FERUM - Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
➤	FMIk - Frecuencia Media de Interrupción
➤	GdE - Gobierno del Ecuador
➤	GWh - Giga Watts hora
➤	GLP - Gas Licuado de Petróleo
➤	IGAS - Informe de Gestión Ambiental y Social
➤	IVA - Impuesto al Valor Agregado
➤	km - kilómetros
➤	kV - kilovoltio
➤	kVA - Kilo Voltio Amperio
➤	MEER - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
➤	M&E - Monitoreo y Evaluación
➤	MEER - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
➤	MVA - Megavoltio-amperio
➤	MW - Megavatios
➤	MWh - Megavatio-hora
➤	MT - Media Tensión.
➤	OE - Organismo Ejecutor
➤	PNCE – Plan Nacional de Cocción Eficiente
➤	PME - Plan Maestro de Electrificación
➤	RSND - Refuerzo del Sistema Nacional de Distribución
➤	RSNT – Refuerzo del Sistema Nacional de Transmisión
➤	SE - Subestación Transformadora
➤	SND – Sistema Nacional de Distribución
➤	SNT - Sistema Nacional de Transmisión
➤	TTIk - Tiempo Total de interrupción por kVA Instalado

Ecuador – julio de 2017