

# 5

## PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN



## 5.1 Introducción

El Plan de Expansión de la Transmisión (PET) responde a una visión integral del sistema eléctrico ecuatoriano (generación, transmisión y distribución), priorizando la atención al crecimiento de la demanda, cuya perspectiva considera a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de cargas especiales, el cambio de las matrices energética y productiva del país, la interconexión del sector petrolero con el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y los lineamientos establecidos para la integración eléctrica regional.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) establece que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable hoy Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), es el órgano rector y planificador del sector eléctrico, al que le corresponde: dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación; supervisar y evaluar la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos; otorgar y extinguir títulos habilitantes; evaluar la gestión del sector eléctrico; elaborar el Plan Maestro de Electricidad (PME) y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE); entre otras atribuciones y deberes.

A partir del plan de expansión de generación, del diagnóstico de la situación actual del sistema eléctrico realizado por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), del estado de los proyectos de transmisión en marcha y de la información de la infraestructura prevista de distribución; CELEC EP, a través de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, ha elaborado el PET 2018 – 2027, , mismo que busca garantizar el transporte de potencia y energía eléctrica desde las centrales de generación a los centros de consumo, con adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico.

En este capítulo se presenta el resultado de los análisis eléctricos y económicos de los proyectos y obras alternativas para la expansión de la red de transmisión, planteadas a partir de un diagnóstico de las condiciones operativas actuales del sistema y de las obras de transmisión en construcción que entrarán en operación en el corto plazo. Posteriormente se indica, en orden cronológico, los proyectos, las obras, el equipamiento y el presupuesto referencial requerido para la expansión del sistema de transmisión.

## 5.2 Objetivo

Establecer los proyectos y obras que se requieren ejecutar en el periodo 2018-2027 para la expansión de la infraestructura de transmisión del Sistema Nacional Interconectado; la cual permitirá la interconexión de los nuevos proyectos de generación con los centros

de consumo, considerando, además, la viabilidad de proyectos de interconexión eléctrica con los países vecinos, cumpliendo con las exigencias de confiabilidad, seguridad y calidad establecidas en las regulaciones vigentes.

## 5.3 Políticas

El Plan de Expansión de la Transmisión se fundamenta en la Constitución de la República del Ecuador, específicamente en el Art. 314, que establece: "El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley. El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación".

Entre los lineamientos establecidos por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, (VEER) para la elaboración de la Expansión de la Transmisión, se tienen:

- Priorizar la confiabilidad y seguridad de la red de transmisión para el suministro de energía eléctrica a la demanda, dentro de niveles de calidad establecidos en la normativa.
- Además de la implementación de nuevo equipamiento, considerar la repotenciación y reconfiguración de la

infraestructura existente, con fines de tener una red de transmisión óptimamente robusta y confiable.

- Con la finalidad de tener un crecimiento técnico – económico óptimo del sistema eléctrico, en todas sus etapas, la expansión de los sistemas de transmisión se realizará coordinadamente con los sistemas de subtransmisión de las empresas eléctricas distribuidoras.
- El artículo 42 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, dispone que: "... Será obligación de la empresa pública encargada de la transmisión, expandir el Sistema Nacional de Transmisión, sobre la base de los planes elaborados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable".

La Regulación No. CONELEC 006/12, "Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano", establece las etapas que se debe contemplar en el proceso de la planificación, se definen los plazos de entrega de información, los informes del PET y las responsabilidades y criterios generales que deben ser observados por las instituciones involucradas en el proceso elaboración y presentación del Plan de Expansión de la Transmisión.

## 5.4 Normativas y exigencias regulatorias relacionadas con la expansión de la Transmisión

Los estudios eléctricos que permiten establecer el plan de obras del Plan de Expansión de Transmisión, consideran las exigencias establecidas en la normativa vigente, principalmente lo indicado en las regulaciones: 'Procedimientos de Despacho y Operación (No 006/00)', 'Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM (No

004/02)' y 'Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el S.N.I. (No 003/08)'. Los aspectos regulatorios que son específicamente considerados en el desarrollo de los diferentes análisis realizados para la determinación del presente PET, son resumidos a continuación.

### 5.4.1 Niveles de voltaje y generación de potencia reactiva

De acuerdo a la Regulación No. 004/02, numeral 2.2 es responsabilidad del Transmisor:

- Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores a los límites establecidos por la ARCONEL (Ex\_CONELEC) sobre la base de los estudios presentados por CENACE. Los estudios lo efectuarán conjuntamente el CENACE y el Transmisor tomando como referencia el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan de Operación del MEM.
- Ubicar los "taps" de los transformadores de reducción en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

De acuerdo con el Artículo 28 del Reglamento para el funcionamiento del MEM, "Todos los agentes del MEM son responsables por el control del flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio en función de las regulaciones que emita el CONELEC (ahora ARCONEL) sobre la materia".

Según la Regulación No. CONELEC 004/02 "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", es responsabilidad de los generadores "Entregar reactivos hasta el 95 % del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitativa), en cualquier punto de operación que esté

dentro de las características técnicas de las máquinas, de acuerdo a lo solicitado por el CENACE".

Las Distribuidoras y Grandes Consumidores entre otros aspectos son responsables de: "Comprometer en cada uno de los nodos (barras) de interconexión con el transportista u otros agentes del MEM, un factor de potencia, que será determinado por el CONELEC (ahora ARCONEL) sobre la base de un estudio conjunto CENACE-Distribuidor y tomando como referencia el Plan de Expansión presentado como respaldo al cálculo del VAD. Los valores límites del factor de potencia serán calculados para demanda: mínima, media y máxima. El factor de potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación insertada en la red del Distribuidor".

De conformidad con los Procedimientos de Despacho y Operación, "El CENACE deberá presentar al CONELEC (ahora ARCONEL), el estudio conjunto con los agentes del MEM, a efectos de fijar los niveles de voltaje en cada barra del SNT y los valores del factor de potencia que deben presentar los Distribuidores y Grandes Consumidores en sus puntos de conexión con el Transmisor o Distribuidor, según corresponda.

El estudio deberá ser actualizado por el CENACE por lo menos una vez al año o cuando se produzcan cambios importantes en la topología del sistema o por la incorporación de nuevas unidades de generación al mercado".

La ARCONEL, sobre la base de estudios realizados por el CENACE, remitió la información correspondiente a los niveles de voltaje que debe mantener el transmisor y el factor de potencia que deben presentar las Empresas Eléctricas Distribuidoras. La Tabla Nro. 5.1 se muestran los límites para los diferentes niveles de voltaje:

Nivel de Voltaje	Banda Inferior		Banda Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
500 kV	-5%	-8%	5%	7%
230 kV	-5%	-7%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	6%
69 y 46 kV	-3%	-5%	4%	6%

Tabla Nro. 5-1: Rangos aceptables de variación de voltaje.

El factor de potencia: 0,96 inductivo o superior inductivo para condiciones de máxima, media y mínima demanda.

la operación del sistema en condiciones normales y en emergencia, respectivamente.

Además, para zonas radiales del sistema de transmisión a 138 kV que no dispongan de generación o recursos necesarios para el control de voltaje, los valores mínimos aceptables serán -7% y -10% para

Asimismo, para barras de generación se recomienda que operen de forma continua con un voltaje 6% mayor al nominal, conforme requerimientos operativos del sistema, establecidos en el CENACE.

## 5.4.2 Cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores

En el largo plazo no se permitirán sobrecargas permanentes, en tanto que en el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga definidos en función de la duración de dicha condición. En cualquier caso, no se sobrepondrán las temperaturas máximas permisibles de los equipos de tal forma de evitar disminuciones en su vida útil.

Para la determinación de necesidades de ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio la condición de que la cargabilidad de los equipamientos existentes haya alcanzado la capacidad FA (80% de la capacidad máxima).

Para los análisis de estado estacionario se consideran contingencias simples en líneas de transmisión. En condiciones de contingencias para análisis de planificación no se permitirán sobrecargas en los transformadores de potencia (sobre el 100%), en tanto que se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV de hasta el 10% para dichas condiciones al no superarse el límite térmico de líneas aunque sí el operativo.

En términos generales, el sistema estará diseñado para soportar, sin consecuencias graves, contingencias simples (condición n-1) para líneas de transmisión.

## 5.4.3 Libre acceso al Sistema Nacional de Transmisión

El Transmisor tiene la obligación de permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, establecida en el artículo 42 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en concordancia

con lo que indica su Reglamento General en el literal k) Artículo 28 y el Artículo 54.

## 5.5 Metodología para la elaboración del plan de expansión de transmisión

El desarrollo de redes de transmisión adaptadas a las necesidades del crecimiento de la demanda y a la inherente expansión de la generación, representa una tarea fundamental y de alto impacto en la economía del país o de una determinada región. Es, entonces, la planificación de la expansión de redes de transmisión una actividad preponderante, que se constituye en una importante herramienta de optimización del uso de recursos y en un mecanismo de direccionamiento técnico encaminado a garantizar la eficiencia y eficacia de los sistemas de potencia que brindan servicio a la sociedad.

Cabe entonces señalar que el objetivo fundamental de la planificación de la expansión del sistema de transmisión, es el de garantizar el desarrollo de una red debidamente adaptada a las crecientes necesidades de la demanda. Para cumplir con dicho objetivo es necesario buscar el cumplimiento de criterios específicos, directamente vinculados, que se enumeran a continuación:

- Determinar de manera confiable la proyección espacial de la demanda entre las subestaciones de transmisión.
- Establecer sistemas de transmisión que interconecten a los sistemas de distribución y los proyectos de generación tanto en ejecución como proyectados.
- Proyectar redes troncales que permitan garantizar la interconexión confiable de grandes centros de generación con importantes centros de consumo.
- Proyectar obras y sistemas que permitan garantizar la disponibilidad de nexos de transmisión suficientes para el abastecimiento confiable y de calidad de la demanda de las diversas zonas del sistema de potencia.
- Minimizar la vulnerabilidad del sistema a eventos contingentes mediante la incorporación de obras específicas diseñadas para el efecto.

En el plan de expansión se determinan las obras de transmisión requeridas para superar las restricciones operativas existentes en el Sistema Nacional Interconectado, así como las obras para la conexión al sistema de transmisión de las nuevas fuentes de suministro de energía eléctrica para atender con calidad, confiabilidad y seguridad los requerimientos del crecimiento de la demanda.

Los análisis se inician con un diagnóstico de la operación del S.N.I. en el año previo al inicio del período del plan, con el objeto de identificar los problemas y restricciones operativas que causaron disminuciones de voltajes y/o sobrecargas de instalaciones; y luego, con la entrada en operación de instalaciones de transmisión en construcción, plantear para el Corto Plazo soluciones a dichas restricciones. Estos análisis los realiza el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) conjuntamente con CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Para el mediano y largo plazos del plan de expansión de la transmisión, CELEC EP - TRANSELECTRIC ha desarrollado estudios eléctricos de la operación del sistema, sobre la base de los cuales define la necesidad de construcción de nuevas obras de transmisión para la seguridad, calidad y confiabilidad operativa del S.N.I.

Con el objeto de garantizar el desarrollo de una red de transmisión debidamente adaptada a las crecientes necesidades de la demanda del sistema eléctrico nacional, y considerando los lineamientos establecidos en la Regulación No. CONELEC 006/12, "Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano", se ha aplicado la siguiente metodología para la elaboración del Plan de Expansión:

- Configuración de información básica: distribución espacial de la demanda que incluye además carga petrolera, camaronera y de las industrias en general y establecimiento de despachos de generación con base en el correspondiente plan de expansión de generación.

- Análisis técnicos de diagnóstico del estado operativo del sistema para el corto y largo plazo.
- Planteamiento de obras específicas establecidas para solucionar problemas de cargabilidad, confiabilidad y calidad de servicio.
- Plan de obras para el PET 2018 - 2027 con su alcance.

En las siguientes secciones se detallan los aspectos metodológicos así como los resultados de cada una de las etapas implementadas, tanto para la elaboración de información base como para la configuración de las obras de transmisión que conforman el PET.

## 5.5.1 Distribución espacial de la demanda

La distribución espacial considera el Estudio de Proyección de la Demanda elaborado en coordinación con la ARCONEL, el cual considera las políticas y lineamientos emitidos por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (antes MEER). El estudio de proyección de la demanda 2018-2027 dispone de tres hipótesis, con una base de desagregación mensual y anual para cargas singulares a nivel de transmisión, potencia en barras de subestaciones y en bornes de generación:

### Hipótesis 1 considera:

- El crecimiento tendencial de la demanda.

### Hipótesis 2 considera:

- La Hipótesis 1;

- Los proyectos de eficiencia energética;
- La inclusión de cargas singulares de las empresas eléctricas de distribución; y,
- La interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) con el S.N.I.

### Hipótesis 3: considera:

- La Hipótesis 2; y,
- La incorporación de las industrias básicas a gran escala de aluminio, cobre, siderúrgicas y papel.

## 5.5.2 Análisis energético para la determinación de despachos de generación

Los análisis eléctricos ejecutados para la determinación del Plan de Expansión de Transmisión, consideran además simulaciones de despacho de generación en el largo plazo. La producción de las centrales de generación hidroeléctrica depende directamente del comportamiento hidrológico de las cuencas hidrográficas y en tal sentido es necesaria una simulación que considere la aleatoriedad de dichas variables.

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano posee un parque generador conformado por centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y de energía renovable, el cual se representa mediante un modelo hidrotérmico de optimización que permite determinar el uso apropiado de los recursos energéticos disponibles y minimizar los costos operativos del parque generador. La generación hidroeléctrica aporta con variables aleatorias (variabilidad e incertidumbre de los caudales de las cuencas de los ríos), que convierten a la simulación energética en un problema complejo de optimización estocástica.



## 5.6 Situación actual del Sistema Nacional de Transmisión

### 5.6.1 Topología actual del Sistema Nacional de Transmisión



Figura Nro. 5-1: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión – Año 2018.

La Figura Nro. 5.1 muestra la topología geográfica del Sistema Nacional de Transmisión a diciembre de 2018 el cual está conformado por: líneas de transmisión de 500, 230 y 138 kV, subestaciones de elevación, reducción y seccionamiento; y de líneas de interconexión con Colombia y Perú.

## 5.6.2 Líneas de transmisión

La entrada en operación de varios proyectos hidroeléctricos, ha modificado de forma importante la topología del sistema de transmisión, donde además del anillo troncal de 230 kV conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray - Milagro - Dos Cerritos - Pascuales - Quevedo - Santo Domingo

- Santa Rosa - Totoras - Riobamba, se ha formado en las zonas de Guayaquil y Quito otros anillos, reforzando de esta manera la confiabilidad y la seguridad operativa del S.N.I.

El Sistema Nacional de Transmisión, cuenta actualmente con líneas de transmisión que operan en niveles de voltaje: 500, 230 y 138 kV.

Descripción	Líneas a 500 kV (km)	Líneas a 230 kV (km)	Líneas a 138 kV (km)
Simple circuito	613,3	1588,64	1496,76
Doble circuito	-	1426,89	692,53
Total	460,8	3.015,53	2.189,29

Tabla Nro. 5-2: Resumen de líneas de transmisión del SNT.

Las líneas y subestaciones que constituyen el anillo de 230 kV y las líneas que operan a 500 kV, conforman el sistema troncal de transmisión.

A nivel de 138 kV, las líneas de transmisión sirven para vincular el sistema troncal de transmisión con las centrales de generación y con los centros de distribución.

Como parte de las instalaciones en operación del SNT existen además líneas de interconexión internacionales a nivel de 230 kV:

- Con Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 272,63 km de longitud total, que interconectan las

subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano, con una capacidad de hasta 525 MW.

- Con Perú: una línea de transmisión de 53,19 km de longitud total, que interconecta a las subestaciones Machala en el Ecuador con Zorritos en el lado peruano, con una capacidad de hasta 110 MW.

El gráfico muestra la longitud de líneas de propiedad de CELEC EP – Transelectric; y, para el caso de las interconexiones, las longitudes únicamente hasta las fronteras de Colombia y Perú.

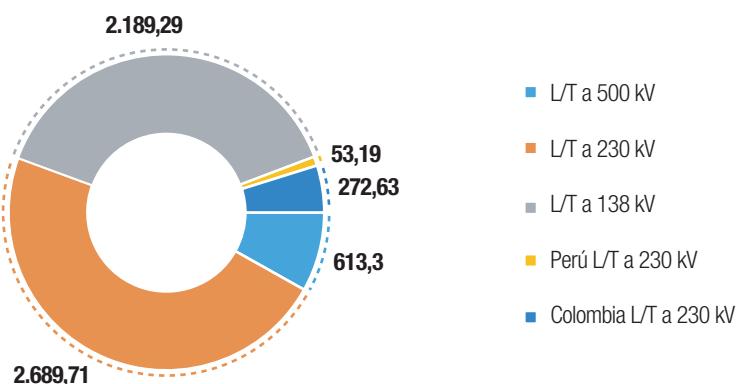


Figura Nro. 5-2: Composición y longitud en km de líneas de transmisión del SNT.

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
San Rafael - Inga C1	500	123,90	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
San Rafael - Inga C2	500	123,50	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C1	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C2	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
El Inga - Tisaleo	500	149,30	1732,1	1	ACAR	3 x 1100
Chorrillos - Tisaleo	500	200,00	1732,1	1	ACAR	3 x 1100

Tabla Nro. 5-3: Líneas de transmisión de 500 kV.

**PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD**

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
Baba - Quevedo	230	43,00	353,0	1	ACSR	1113
Chorrillos - Esclusas	230	37,90	297,0	1	ACAR	750
Chorrillos - Pascuales C1-C2	230	4,80	332,0	2	ACAR	1200
Chorrillos - Pascuales C3-C4	230	4,60	332,0	2	ACAR	1200
Esclusas-Termoguayas	230	0,20	247,0	1	ACAR	750
Inga - Pomasqui	230	34,84	494,0	2	ACAR	2 x 750
Inga - Santa Rosa	230	32,04	494,0	2	ACAR	2 x 750
Jivino - Shushufindi	230	28,00	297,0	1	ACAR	750
Machala - Zorritos 1/	230	53,19	332,0	2	ACAR	1200
Manduriacu - Sto. Domingo	230	68,64	494,0	2	ACAR	2 x 750
Milagro - Dos Cerritos	230	42,90	353,0	1	ACSR	1113
Milagro - Durán	230	36,80	494,0	1	ACAR	2 x 750
Milagro - Machala	230	135,20	494,0	1	ACAR	2 x 750
Milagro - Minas San Francisco	230	153,30	332,0	1	ACAR	1200
Milagro - Pascuales	230	52,80	353,0	1	ACSR	1113
Milagro - Zhoray	230	120,70	353,0	2	ACSR	1113
Minas San Francisco - Machala	230	60,40	332,0	1	ACAR	1200
Molino - Pascuales	230	188,50	342,0	2	ACSR	1113
Molino - Taday	230	41,40	332,0	2	ACAR	1200
Molino - Zhoray	230	15,00	353,0	2	ACSR	1113
Pascuales - Dos Cerritos	230	9,90	353,0	1	ACSR	1113
Pomasqui - Jamondino 1 2/	230	212,20	332,0	2	ACAR	1200
Pomasqui - Jamondino 2 3/	230	214,00	332,0	2	ACAR	1200
Quevedo - Chorrillos	230	143,40	332,0	2	ACAR	1200
Quevedo - San Gregorio	230	113,48	332,0	2	ACAR	1200
Riobamba - Totoras	230	42,90	342,0	1	ACSR	1113
San Francisco - Totoras	230	44,60	282,0	2	ACAR	795
San Rafael - Jivino	230	82,20	297,0	2	ACAR	750
Santa Rosa - Pomasqui	230	45,90	332,0	2	ACAR	1200
Santa Rosa - Sto. Domingo	230	78,34	342,0	2	ACSR	1113
Santa Rosa - Totoras	230	110,09	342,0	2	ACSR	1113
Santo Domingo - Baba	230	62,00	353,0	1	ACSR	1113
Santo Domingo - Esmeraldas	230	156,80	332,0	2	ACAR	1200
Santo Domingo - Quevedo	230	104,60	353,0	2	ACSR	1113
Sopladora - Esclusas	230	182,70	494,0	1	ACAR	2 x 750
Sopladora - Milagro	230	181,70	494,0	1	ACAR	2 x 750
Taday - Bomboiza	230	111,60	332,0	2	ACAR	1200
Taday - Riobamba	230	135,50	332,0	1	ACAR	1200
Taday - Totoras	230	178,40	332,0	1	ACAR	1200
Trinitaria - Esclusas	230	7,40	494,0	1	ACAR	2 x 750
Zhoray - Mazar	230	2,00	353,0	2	ACSR	1113
Zhoray - Sinincay	230	52,00	332,0	1	ACAR	1200

Tabla Nro. 5-4 Líneas de transmisión de 230 kV.

1/ 53.19 km de longitud desde la S/E Machala hasta la frontera, circuitos encuellados.

2/136.514 km de longitud desde S/E Pomasqui hasta la frontera E240.

3/136.114 km de longitud desde S/E Pomasqui hasta la frontera E246.

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
Agoyán - Baños	138	1,90	165,0	2	ACSR	636
Ambato - Totoras	138	7,70	148,0	1	ACAR	750
Baños - Topo	138	27,10	90,0	1	ACSR	266,8
Baños - Totoras	138	31,70	165,0	2	ACSR	636
Chone - Severino	138	30,30	113,0	1	ACSR	398
Chongón - Electroquil	138	13,90	113,0	2	ACSR	397,5
Chongón - Posorja	138	71,82	113,0	1	ACSR	397,5
Chongón - Santa Elena C1	138	81,60	113,0	1	ACSR	397,5
Chongón - Santa Elena C2 4/	138	84,67	266,0	1	ACAR	1200
Cuenca - Gualaceo	138	20,87	88,8	1	ACSR	267
Cuenca - Loja	138	134,20	112,0	1	ACAR	500
Cuenca - Yanacocha	138	131,80	100,0	1	ACSR	397,5
Daule Peripa - Chone	138	63,20	113,0	1	ACSR	397,5
Daule Peripa - Portoviejo	138	91,20	113,0	2	ACSR	397,5
Delsitanisagua - Cumbaratza	138	18,10	90,0	1	ACSR	266,8
Delsitanisagua - Yanacocha C1-C2	138	33,50	332,0	2	ACAR	1200
Esclusas - Caraguay	138	5,40	148,0	2	ACAR	750
Gas Machala - San Idelfonso	138	11,20	296,0	1	ACAR	2 x 750
Gualaceo - Limón	138	45,14	88,8	1	ACSR	266,8
Guangopolo - Vicentina	138	7,00	112,0	1	ACSR	477
Ibarra - Tulcán	138	74,50	115,0	1	ACSR	477
Jaramijó - Manta	138	6,40	112,0	1	ACSR	477
Jaramijó - Montecristi	138	8,20	138,0	1	ACAR	750
Limón - Méndez	138	33,02	88,8	1	ACSR	266,8
Loreto - Francisco de Orellana	138	55,70	90,0	1	ACAR	300
Méndez - Macas	138	51,39	88,8	1	ACSR	266,8
Milagro - Babahoyo	138	41,07	113,0	1	ACSR	397,5
Milagro - San Idelfonso	138	112,80	113,0	2	ACSR	397,5
Molino - Cuenca	138	67,08	100,0	2	ACSR	397,5
Montecristi - San Gregorio	138	26,00	110,0	1	ACSR	477
Mulaló - Vicentina	138	74,00	112,0	1	ACSR	477
Nueva Prosperina - Trinitaria 4/	138	20,60	160,0	1	ACSR	1113
Pascuales - Chongón	138	24,20	113,0	1	ACSR	397,5
Pascuales - Nueva Prosperina 4/	138	11,40	113,0	1	ACSR	397,5
Pascuales - Policentro	138	15,10	126,0	2	ACSR	477
Pascuales - Salitral	138	17,40	126,0	2	ACSR	477
Pomasqui - Ibarra	138	60,50	112,0	1	ACSR	477
Pomasqui - San Antonio	138	6,00	112,0	1	ACSR	477
Portoviejo - San Gregorio	138	8,00	110,0	1	ACSR	477
Pucará - Ambato	138	25,74	112,0	1	ACSR	477
Pucará - Mulaló	138	42,30	148,0	1	ACAR	750
Puerto Napo - Tena	138	4,50	90,0	1	ACSR	266,8
Puyo - Puerto Napo	138	62,00	90,0	1	ACSR	266,8
Quevedo - Daule Peripa	138	43,20	113,0	2	ACSR	397,5
Quinindé - Esmeraldas	138	74,00	113,0	1	ACSR	397,5
San Antonio - Ibarra	138	54,50	112,0	1	ACSR	477
San Idelfonso - Machala	138	21,00	113,0	2	ACSR	397,5
Santo Domingo - Esmeraldas	138	154,80	113,0	1	ACSR	397,5

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
Santo Domingo - Quinindé	138	80,75	113,0	1	ACSR	397,5
Tena - Loreto	138	86,40	90,0	1	ACAR	300
Topo - Puyo	138	27,80	90,0	1	ACSR	266,8
Trinitaria - Salitral	138	11,00	110,0	1	ACSR	477
Tulcán - Panamericana	138	15,49	112,0	1	ACSR	477
Yanacocha - Loja	138	13,60	100,0	1	ACSR	397,5

Tabla Nro. 5-5: Líneas de transmisión de 138 kV.

4/ L/T operada a 138 kV, aislada a 230 kV.

### 5.6.3 Subestaciones

El sistema de transmisión está conformado por 51 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles. Considerando las características del equipamiento de transformación instalado, éstas pueden clasificarse de la manera siguiente:

- 3 subestaciones con patios de 500 y 230 kV
- 2 subestaciones con patios de 230 kV únicamente
- 7 subestaciones con patios de 230, 138 y 69 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 138 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 69 kV
- 2 subestaciones con patios de 138 kV únicamente
- 23 subestaciones con patios 138 y 69 kV
- 4 subestaciones con patios 138 kV y 22 o 13,8 kV.

- Tres subestaciones móviles de 138/69 kV y una de 230/69 kV, mismas que permiten de manera temporal el suministro del servicio a empresas eléctricas de distribución.

Los patios de maniobras de subestaciones de 500 y 230 kV disponen de un sistema de doble barra principal, lo que permite tener en la operación una alta confiabilidad y capacidad de maniobra. A niveles de voltaje de 138 y 69 kV, de manera general, el equipo de maniobra en subestaciones se conecta a un sistema de barras principales-transferencia, que permite realizar mantenimientos en bahías sin necesidad de hacer suspensiones del servicio.

Los equipos de maniobras en subestaciones, de manera general, tienen aislamiento tipo convencional; y, en pocos casos, se tienen subestaciones compactas con aislamiento en SF6.

Existen 160 transformadores instalados en las subestaciones, con una capacidad máxima de 15.352,63 MVA, cuya distribución se muestra en la tabla siguiente:

Relación de transformación (kV)	Trifásicos (#)	Monofásicos (#)
500 / 230		7
230 / 138	46	7
230 / 69	17	6
138 / 69	38	35
138 / 34,5		1
138 / 22		1
138 / 13,8		2

Tabla Nro. 5-6: Resumen de Transformadores del SNT.

Las tablas siguientes muestran la capacidad de los transformadores por nivel de voltaje de las subestaciones del SNT.

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Chorrillos	500/230/34,5	3+1	270,0	360,0	450,0	si
Chorrillos	500/230/34,5	3+1	270,0	360,0	450,0	si
El Inga	500/230/34,5	3	360,0	480,0	600,0	si
El Inga	500/230/34,5	3	360,0	480,0	600,0	si
El Inga	500/230/34,5	3	360,0	480,0	600,0	si
San Rafael	500/230/34,5	3	270,0	360,0	450,0	si
Tisaleo	500/230/34,5	3+1	270,0	360,0	450,0	si

Tabla Nro. 5-7: Capacidad de los transformadores en subestaciones de 500 kV del SNT.

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Dos Cerritos	230/69/13,8	3+1	99,0	132,0	165,0	sí
Durán	230/69/13,8	1	135,0	180,0	225,0	sí
El Inga	230/138/13,8	3	180,0	240,0	300,0	no
El Inga	230/138/13,8	1	180,0	240,0	300,0	no
Esclusas	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	sí
Esmeraldas	230/138/13,8	3+1	100,0	133,3	166,7	sí
Jivino	230/69/13,8	1	100,0	133,0	167,0	sí
Machala	230/69/13,8	3+1	99,9	133,2	166,5	sí
Milagro	230/69/13,8	3+1	99,9	133,3	166,7	no
Milagro	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	no
Molino - E	230/138/13,8	3	225,0	300,0	375,0	no
Molino - E	230/138/13,8	3+1	225,0	300,0	375,0	no
Móvil EFACEC (Dos Cerritos)	230/69/13,8	1	0,0	0,0	45,0	sí
Pascuales	230/138/13,8	3	225,0	300,0	375,0	no
Pascuales	230/138/13,8	3+1	225,0	300,0	375,0	no
Pomasqui	230/138/13,8	1	180,0	240,0	300,0	no
Pomasqui	230/138/13,8	1	180,0	240,0	300,0	no
Quevedo	230/138/13,8	3+1	99,9	133,3	166,6	no
Riobamba	230/69/13,8	1	135,0	180,0	225,0	sí
Riobamba	230/69/13,8	3+1	60,0	80,1	99,9	sí
San Gregorio	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	no
Santa Rosa	230/138/13,8	3	225,0	300,0	375,0	sí
Santa Rosa	230/138/13,8	3+1	225,0	300,0	375,0	no
Santo Domingo	230/138/13,8	3	99,9	133,3	166,7	no
Santo Domingo	230/138/13,8	3+1	99,9	133,3	166,7	no
Shushufindi	230/138/13,8	3	180,0	240,0	300,0	sí
Sinincay	230/69/13,8	1	100,0	133,2	165,5	sí
Totoras	230/138/13,8	3+1	60,0	80,0	100,0	no
Trinitaria	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	no

Tabla Nro. 5-8: Capacidad de los transformadores en subestaciones de 230 kV del SNT.

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Ambato	138/69/13,8	1	33,0	43,0	-	no
Ambato	138/69/13,8	1	45,0	60,0	75,0	sí
Baños	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	sí
Bomboiza	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	sí
Caraguay	138/69/13,8	1	135,0	180,0	225,0	sí
Chone	138/69/13,8	1	60,0	80,0	100,0	sí
Cuenca	138/69/13,8	3+1	60,0	80,0	99,9	no
Cumbaratza	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	sí
Esmeraldas	138/69/13,8	1	44,8	59,7	75,0	sí
Esmeraldas	138/69/13,8	1	44,8	59,7	75,0	sí
Francisco de Orellana	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	sí
Gualaceo	138/22	1	12,0	16,0	-	no
Ibarra	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	sí
Ibarra	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	sí

**PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD**

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Ibarra	138/34.5/13,8	1	30,0	40,0	50,0	si
Limón	138/13,8	1	5,0	6,7		no
Loja	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Loreto	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Macas	138/69	1	40,0	53,3	66,7	si
Machala	138/69/13,8	3+1	60,0	80,1	99,9	si
Machala	138/69/13,8	3	60,0	80,1	99,9	si
Manta	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	no
Méndez	138/13,8	1	5,0	6,7		no
Montecristi	138/69/13,8	1	60,0	80,0	100,0	si
Móvil Mitsubishi (Posorja)	138/69/46	1	30,0	32,0		no
Móvil EFACEC (Quevedo)	138/69/13,8	1			60,0	si
Móvil EFACEC (Esmeraldas)	138/69/13,8	1			60,0	si
Mulaló	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Nueva Babahoyo	138/69/13,8	1	40,0	50,0	60,0	si
Nueva Babahoyo	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Nueva Prosperina	138/69/13,8	1	90,0	120,0	150,0	si
Pascuales	138/69/13,8	1	120,0	150,0	200,0	si
Pascuales	138/69/13,8	1	120,0	150,0	200,0	si
Policentro	138/69/13,8	3	90,0	120,0	150,0	si
Portoviejo	138/69/13,8	1	44,8	59,7	75,0	si
Portoviejo	138/69/13,8	1	45,0	60,0	75,0	si
Posorja	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Puyo	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Quevedo	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	si
Quinindé	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Salítral	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	no
Salítral	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	si
Santa Elena	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Santa Elena	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Santa Rosa	138/46/13,8	1	45,0	60,0	75,0	si
Santa Rosa	138/46/13,8	1	45,0	60,0	75,0	si
Santo Domingo	138/69/13,8	1	100,0	133,0	167,0	no
Santo Domingo	138/69/13,8	3	60,0	80,0	99,9	no
Tena	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Totoras	138/69/13,8	3+1	60,0	80,0	99,9	no
Trinitaria	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	si
Tulcán	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Yanacocha	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si

Tabla Nro. 5-9: Capacidad de los transformadores en subestaciones de 138 kV del SNT.

## 5.6.4 Compensación de potencia reactiva

Con el objeto de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, en varias de las subestaciones del sistema de transmisión se dispone de bancos de condensadores, para compensación capacitiva y bancos de reactores, para compensación inductiva.

Las tablas Nro. 5.10 y Nro. 5.11 muestran en que subestación del SNT se encuentran instalados los reactores y capacitores, el nivel de voltaje de la barra de conexión y la capacidad.

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Reactores (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
El Inga	500	3	10	30
Pomasqui	230	1	25	25
Molino	13,8	2	10	20
Pascuales	13,8	2	10	20
Riobamba	13,8	1	10	10
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Totoras	13,8	1	10	10
Total:		12		135

Tabla Nro. 5-10: Compensación inductiva en el SNT.

Subestación	Barra de conexión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad (MVAR)
Las Esclusas	230	2	60	120
Las Esclusas	138	1	30	30
Pascuales	138	2	60	120
San Gregorio	138	1	30	30
Santa Rosa	138	3	27	81
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Loja	69	1	12	12
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Pascuales	69	2	12	24
Portoviejo	69	3	12	36
Posorja	69	2	6	12
Santa Elena	69	1	12	12
Ibarra	13,8	6	2	12
Machala	13,8	6	2	12
Milagro	13,8	1	18	18
Policentro	13,8	2	6	12
Tulcán	13,8	1	3	3
Total:		41		618

Tabla Nro. 5-11 Compensación capacitativa en el SNT.

## 5.6.5 Cargabilidad de los transformadores del SNT

Cabe señalar que la normativa indica que los límites de cargabilidad de los transformadores deben ser fijados por el propietario de los equipos y validados por el CENACE.

Para la determinación de necesidades de ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio la condición de que la cargabilidad de los equipamientos existentes haya alcanzado la capacidad FA (80% de la capacidad máxima).

En algunos casos, no es un régimen ordinario de trabajo, sino más bien obedece a contingencias operativas del SNT, pero no se puede descartar el hecho de que, en un determinado momento, estas condiciones se presenten y afecten la operación.

La Tabla Nro. 5.12 muestra los transformadores del SNT que han alcanzado o superado el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Cargabilidad Máxima (MVA)	Cargabilidad Máxima (%)	Año Entrada Operación
Totoras - ATT	230/138	112	124,5	111%	1986
Machala - ATQ	138/69	100	108,6	109%	1988
Dos Cerritos - ATK	230/69	165	170,2	103%	2004
Posorja - ATQ	138/69	33	34,1	102%	1988
Pomasqui - ATU	230/138	300	300,6	100%	2003
Santo Domingo - ATR	138/69	100	99	99%	1983
Policentro - ATQ	138/69	150	143,1	95%	1990
Milagro - ATK	230/69	167	151,7	91%	1983
Loja - ATQ	138/69	66,7	60	90%	1988
Manta - ATQ	138/69	33	29,6	89%	1980
Mulaló - ATQ	138/69	60	53,1	88%	1999

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Cargabilidad Máxima (MVA)	Cargabilidad Máxima (%)	Año Entrada Operación
Machala - ATR	138/69	100	88,4	88%	2006
Molino - AT1	230/138	375	326,6	87%	1983
Portoviejo - AA2	138/69	75	64,9	87%	1986
Esmeraldas - AA1	138/69	75	64,9	86%	1981
Ibarra - ATQ	138/69	66,7	57,5	86%	2012
Portoviejo - AA1	138/69	75	63,9	85%	1980
Santa Rosa - ATT	230/138	375	316,5	84%	2006
Quevedo - ATT	230/138	167	139,5	84%	1983
Pascuales - ATU	230/138	375	310,5	83%	1983
Riobamba - TRK	230/69	100	81,6	82%	1989
Montecristi - ATQ	138/69	100	81,6	82%	2012
Nueva Prosperina - ATK	230/69	225	181,7	81%	2011
Cuenca - ATQ	138/69	100	80,7	81%	1983
Quevedo - ATR	138/69	120	96,7	81%	1997
Milagro - ATU	230/138	225	178,9	79%	2009
Totoras - ATQ	138/69	100	78,6	79%	1986
Gualaceo - TRG	138/22	16	12	75%	2012
Salítral - ATR	138/69	150	112,7	75%	2001
Salítral - ATQ	138/69	150	112,4	75%	1991
San Gregorio - ATT	230/138	225	163,1	72%	2010
Santo Domingo - ATU	230/138	167	120,4	72%	1983
Santo Domingo - ATT	230/138	167	117	70%	2014

**Tabla Nro. 5-12: Equipos que han alcanzado o superado el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.**

Existen 12 subestaciones (Posorja, Baños, Puyo, Loja, Chone, Orellana, Tena, Mulaíló, Manta, Montecristi, Tulcán y Quevedo) que no tienen transformadores de reserva, en las que las averías de sus transformadores ocasionarían el colapso del servicio a la totalidad de sus usuarios por un período indefinido.

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20 - 35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C.

En la Tabla Nro. 5.13, se presenta el listado de transformadores del SNT que han llegado y/o han rebasado los 30 años de operación.

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Año Operación
Santo Domingo - ATR	138 / 69	100	1983
Milagro - ATK	230 / 69	167	1983
Manta - ATQ	138 / 69	33	1980
Molino - AT1	230 / 138	375	1983
Esmeraldas-AA1	138 / 69	75	1981
Portoviejo - AA1	138 / 69	75	1980
Quevedo - ATT	230 / 138	167	1983
Pascuales - TU	230 / 138	375	1983
Cuenca ATQ	138 / 69	100	1983
Santo Domingo- ATU	230 / 138	167	1983
Ambato - AT1	138 / 69	43	1977
Tena - TRQ	138 / 69	33	1980

**Tabla Nro. 5-13: Transformadores con más de 30 años de funcionamiento.**

## 5.7 Diagnóstico de corto plazo

Para presentar el diagnóstico de las instalaciones del SNT se considera las diferentes subestaciones y líneas operadas por CELEC

EP TRANSELECTRIC de las cuales se muestra una referencia en el Figura Nro. 5.3.

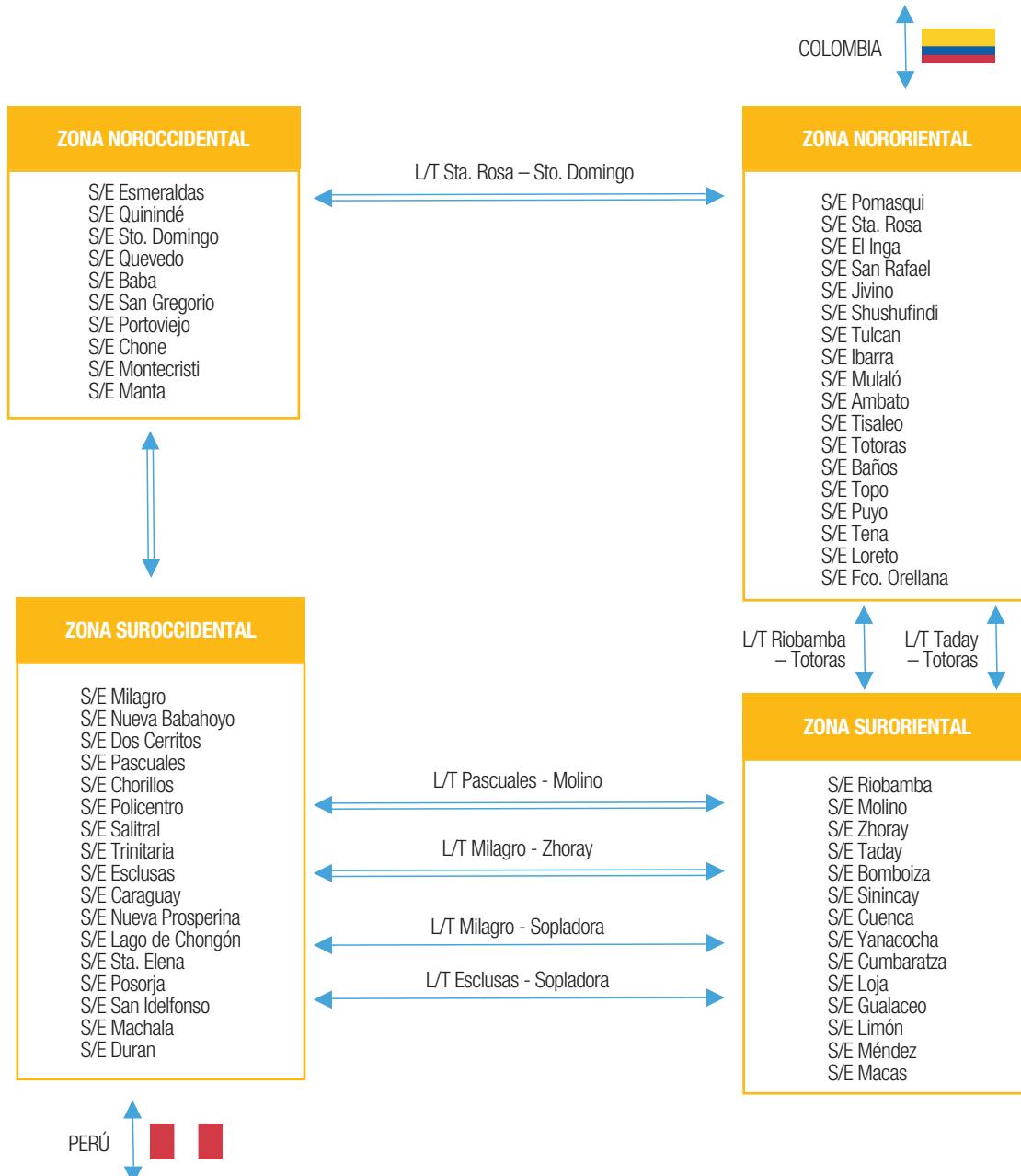


Figura Nro. 5-3: Subestaciones y zonas operativas del SNT .

De acuerdo a la Regulación CONELEC 006/2012, el transmisor, con base al “Diagnóstico de la Situación Actual del Sistema Nacional de Transmisión 2018 - 2019” proporcionado por el CENACE y con la colaboración de éste, deberá presentar un informe que contenga el diagnóstico de Corto Plazo del sistema de transmisión proyectado. Para estos análisis se deberá considerar las instalaciones de transmisión previstas que operen en el año n (2018) y n+1 (2019), más aquellas ya comprometidas que operaran en los años n+2, n+3,

n+4 y las centrales de operación que entren en operación comercial en los años antes señalados.

El desempeño del SNT considerando las condiciones de demanda y despacho de generación, es evaluado a través de simulaciones de flujos de potencia en el periodo 2020 – 2022. El análisis es realizado para condiciones normales de operación y ante contingencias N-1 de todos los elementos de transmisión.

## 5.7.1 Análisis en condiciones normales de operación

A continuación se presenta la cargabilidad de los elementos eléctricos que superan el 80% durante el periodo de análisis. En la última

columna de la Tabla Nro. 5.14 se señalan las acciones que deberían tomarse para evitar la condición de operación señalada.

	2020	2020	2021	2021	2022	2022	Acciones
	1S	2S	1S	2S	1S	2S	
AT1 Ambato	81	85	85	88			Se prevé el reemplazo del transformador AT1 en el año 2022 debido a la vetustez y cargabilidad.
ATQ Ibarra	83	83	80		83		Ingreso de 30 MW por Central Eólica en el año 2023. Se solicitará una mejor distribución de la demanda a EMELNORTE. La SE Cajas ingresa el 2do semestre de 2021.
ATR Ibarra	84	83	80	80	84		
ATQ Loreto	81	81	81	81	82		Aumento de la demanda del sector petrolero. La carga se mantiene constante.
ATT Pascuales	87		96				
ATU Pascuales	85		94				Se prevé el ingreso del Sistema Orquídeas y Nueva Salitral el 2do semestre de 2021. Esto permitirá bajar la transferencia de los transformadores.
ATQ Policentro	96	97	103		81	82	
ATQ Salitral	94	86	102				
ATR Salitral	101	110	115				
ATK Milagro				84			Distribución de la demanda entre la S/E Troncal y S/E Milagro.
C1 Bomboiza-Cumbaratza 230 kV			85				Debido al alto despacho de la generación de Delsitanisagua. Se requiere el ingreso del circuito 2.
TRK Machala			85				Se prevé el ingreso de la S/E Avanzada el 2do semestre de 2021
ATQ Posorja				86			
ATR Posorja			85				Repotenciación del transformador ATQ de Posorja debido a vetustez del mismo.
ATQ Trinitaria			80				Redistribución de la demanda en CNEL Guayaquil.

Tabla Nro. 5-14: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores en %.

## 5.7.2 Análisis contingencia de un elemento eléctrico (contingencia N-1)

A continuación se presentan los resultados de niveles de carga para aquellos nexos de transmisión en los que ante contingencia N-1 se supera el 100% en transformadores y 110% en líneas de transmisión.

El esquema de presentación de todas las tablas es el siguiente: Fila 1 indica el elemento afectado con sobrecarga por la contingencia que se indica en la Fila 2. Ejemplo, el transformador ATT de la

subestación Pascuales (fila 1) se sobrecarga al 104% en el año 2018 debido a la contingencia N-1 del circuito 1 de la línea de transmisión Esclusas – Trinitaria (fila 2). Así mismo, la Fila 3 indica la cargabilidad de 120 % del transformador ATT de la S/E Pascuales, en el año 2017, por efecto del disparo de la línea de transmisión Tisaleo – Chorrillos de 500 kV.

	Elemento Sobrecargado Contingencia	2017	2018	2019	2020	Acciones
Fila 1 →	ATT Pascuales					
Fila 2 →	C1 Esclusas - Trinitaria 230kV		104			
Fila 3 →	C1 Tisaleo - Chorrillos 500 kV	120		110	40	

	2020	2020	2021	Acciones
	1S	2S	1S	
C1 Cuenca - Yanacocha 138 kV				Debido al despacho de Delsitanisagua los flujos por las líneas Cuenca – Yanacocha se incrementan. Ante contingencia N-1 se superan los límites térmicos de las líneas por lo que se deberán tomar consideraciones con los valores de despacho de Delsitanisagua y ajustes en protecciones sistémicas en la zona.
C2 Cuenca - Yanacocha 138 kV	141			
C2 Cuenca - Yanacocha 138 kV				
C1 Cuenca - Yanacocha 138 kV	148			
C1 Mulalo - Santa Rosa 138 kV				Se supera el límite continuo, sin embargo no se supera el límite de emergencia. Esto se solventa con el ingreso de la S/E Tanicuchi el 2do semestre de 2021
C1 Ambato - Totoras 138 kV		126	146	
C1 Pascuales - Policentro 138 kV				Debido a la redistribución de la demanda los flujos por la línea se incrementan afectando la cargabilidad de las líneas. No es superado el límite en operación de emergencia. (160 MVA). El 2do semestre de 2021 ingresa la S/E Orquídeas
C2 Pascuales - Policentro 138 kV		117		
C2 Pascuales - Policentro 138 kV				
C1 Pascuales - Policentro 138 kV		117		
C2 Taday - Molino 230 kV				Debido a la topología temporal de la SE Molino. Se debe considerar un esquema de protecciones temporales hasta volver la subestación a condiciones normales.
C2 Molino - Zhoray 230 kV	122			
C2 Molino - Zhoray 230 kV				
C2 Taday - Molino 230 kV	145			
AT1 Molino				Debido a la sobrecarga de los transformadores en la SE Salitral se espera el ingreso de Nueva Salitral y Orquídeas segundo semestre 2021
C2 Taday - Molino 230 kV	137	113		
AT2 Molino				
C2 Molino - Zhoray 230 kV	111			
ATR Salitral				Se prevé el reemplazo del transformador AT1 en el año 2022 debido a la vetustez y cargabilidad.
C1 El Inga - San Rafael 500 kV		112	122	
ATQ Salitral				
C1 El Inga - San Rafael 500 kV		115	110	
AT1 Ambato				
C1 Ambato - Totoras 138 kV			121	

Tabla Nro. 5-15: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores en %.

En la Tabla Nro. 5.16 y Nro. 5.17 se indican los voltajes de 230 kV y 138 kV del sistema de transmisión por efecto de contingencias de líneas de transmisión.

### 5.7.3 Análisis de voltaje

Contingencia	2021	2022	Acciones
Voltaje	1S	1S	
L/T Quevedo - San Gregorio 230			Se realizaran estudios de estabilidad de voltaje ante el disparo de esta línea de transmisión. Para el siguiente Plan de expansión de transmisión se revisará compensación capacitiva.
San Juan de Manta 230	213,4	212,5	
San Gregorio 230			

Tabla Nro. 5-16: Voltajes de subestaciones por efecto de contingencias (kV).

Contingencia	2020	2021	Acciones
Voltaje	2S	1S	
L/T Ambato - Totoras 138 kV			Ante el disparo de esta línea de transmisión se tiene bajos voltajes fuera de la banda de operación en emergencia. El 2do semestre de 2021 ingresa la S/E Tanicuchi.
Ambato 138	114,6	102,6	
Mulaló 138		116,4	
Novacero 138		116,4	
Pucará 138	119,5	108,9	
L/T Pascuales - Chongón 138 kV			El 2do semestre de 2021 ingresa la línea de transmisión Chongón – Posorja de 138 kV, línea aislada a 230 kV. Esta nueva obra de transmisión permite mejorar las condiciones operativas de transferencia de carga.
Posorja		122,3	

Tabla Nro. 5-17: Voltajes de subestaciones por efecto de contingencias (kV).

En la Tabla Nro. 5.18 se indican el resultado de voltajes a nivel de 138 kV de la zona oriental en caso de contingencia N-1. Esta zona está conformada por el siguiente corredor eléctrico: Baños – Topo - Puyo – Puerto Napo – Tena – Loreto – Francisco de Orellana de 138 kV. En caso de disparo de alguna línea de transmisión los voltajes tienen valores inferiores a las condiciones de emergencia. En otros casos la solución de flujos de potencia no converge por tener un problema estructural de transferencia de potencia.

Los análisis determinan problemas de calidad y confiabilidad en el servicio a la zona oriental. En función de lo indicado, se requieren mayores análisis y definición de nuevas obras de reforzamiento asociadas al desarrollo del futuro Sistema de Transmisión Nororiental (STNO), considerando los estudios y diseños a contratarse por CELEC EP TRANSELECTRIC para el abastecimiento del sector petrolero con este sistema.

Año ->	2020						2021						2022	
Periodo ->	Lluvioso			Estiaje			Lluvioso			Estiaje			Lluvioso	Estiaje
Contingencia	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Máxima	Media
Voltaje														
L/T Topo - Puyo 138			123,2			113,9					121,9	123		
Francisco Orellana 138			123,9			115,1					121,9	124,2	122,6	
Loreto 138			123,2			113,9					122,6	123	123,5	
Puerto Napo 138						115,4						124,1		
Pusuno 138						115,9								
Puyo 138						114,9						123,7		
Tena 138						115,3						124		
L/T Puyo - Puerto Napo 138	118,7			113,2	123,1	120,3			119,4	112,3				
Francisco Orellana 138	119,7			113,6	123,8	120,3			119,7	113			120,2	
Loreto 138	118,7			113,2	123,1	121			119,4	112,3			120,3	
Piatua 138									122,3	116,4				
Puerto Napo 138	120,5			116,6					122,1	115,8			124,1	
Pusuno 138	121,2			117,7					122,6	116,9				
Tena 138	120,4			116,3					121,9	115,5			123,9	
L/T Baños - Topo 138						124								
Loreto 138						124								
Puyo 138						124,2								
L/T Loreto – F. Orellana	121			119,9	118,7		112,9	121,8		114	122,9			
B_Francisco de Orellana 138	121			119,9	118,7		112,9	121,8		114	122,9			

**Tabla Nro. 5-18: Voltajes de la zona oriental por efecto de contingencias (kV).**

## 5.8 Diagnóstico de largo plazo

El desempeño del SNT, considerando las condiciones de demanda y despacho de generación, es evaluado a través de simulaciones de flujos de potencia en el periodo 2023 - 2025. El análisis es realizado

para condiciones normales y ante contingencias N-1 de todos los elementos de transmisión energizados a 500 kV, 230 kV y 138 kV.

### 5.8.1 Análisis en condiciones normales de operación

A continuación se presenta la cargabilidad de los elementos eléctricos que superan el 80% durante el periodo de análisis.

La Tabla Nro. 5.19 presenta los elementos eléctricos cuya cargabilidad supera el 80% en condiciones normales de operación. Se puede evidenciar que L/T Bomboiza – Cumbaratza 230 kV tiene

una cargabilidad de 88%. El transformador ATQ de la subestación Loreto presenta cargabilidad de 84%, esto es debido a la conexión de la demanda del sector petrolero mediante la subestación Oso. El autotransformador ATK de la subestación Milagro tiene cargabilidad máxima de 101 % en el año 2025; para evitar estos niveles de transferencia se requiere redistribuir de mejor manera la demanda

entre la subestación Troncal y Milagro. Los transformadores ATQ y ATR de la subestación Ibarra tienen cargabilidad de 87%; de igual manera, se debe gestionar con la empresa eléctrica EMELNORTE la redistribución óptima de la demanda mediante la nueva subestación

Cajas. Las altas cargabilidades de los transformadores de Policentro, Salitral y Orquídeas se solventarán con la mejor redistribución de la demanda.

Contingencia	Voltaje	2023		2024		2025		Acciones
		1S	2S	1S	2S	1S	2S	
L/T Bomboiza - Cumbaratza		81		88				Ingreso del circuito 2
ATQ Loreto		83		83	83	84	84	Aumento de la demanda del sector petrolero. La carga se mantiene constante
ATK Milagro		90		95		101	84	Distribución de la demanda entre la S/E Troncal y S/E Milagro. Posiblemente ingreso de la S/E Puerto Inca.
ATQ Ibarra					83		87	Gestionar con EMELNORTE para distribución de la demanda
ATR Ibarra					83		87	
ATQ Policentro		87	87	92	92			Gestionar con la CNEL Guayaquil para distribución de la demanda
ATR Salitral				84				
ATQ Orquídeas						81	84	

Tabla Nro. 5-19: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores en %.

## 5.8.2 Análisis contingencia de un elemento eléctrico (contingencia N-1)

A continuación se presentan los resultados de niveles de carga para aquellos nexos de transmisión en los que ante contingencia

N-1 se supera el 100% en transformadores y 110% en líneas de transmisión

Contingencia	Voltaje	2024		Acciones
		1S	2S	
C2 L/T Cuenca - La Paz				
L/T Bomboiza - Cumbaratza		112		Esta sobrecarga depende de los niveles de generación de la central Delsitanisagua. Este valor se encuentra dentro de los límites en emergencia luego de la contingencia de la L/T Bomboiza – Cumbaratza.
C1 L/T Pascuales - Policentro				Gestionar con la CNEL Guayaquil para distribución de la demanda
C2 L/T Pascuales - Policentro			112	

Tabla Nro. 5-20: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores. Valores en %.

## 5.8.3 Análisis de voltaje

En la Tabla Nro. 5.21 se presentan los voltajes críticos del Sistema Nacional de Transmisión por efecto de contingencias.

Por efecto de disparo de un circuito de la L/T Taday – Bomboiza la subestación Bomboiza presenta voltaje de 213,5 kV, valor inferior al límite de emergencia establecido en las bandas de voltaje definido por la ARCONEL.

Contingencia	Voltaje	2023		Acciones
		2S		
Bomboiza 230				
L/T Taday – Bomboiza C1		213,5		Ante el disparo de un circuito de la L/T Taday – Bomboiza en la S/E Bomboiza baja el voltaje fuera de los límites de emergencia. Por lo cual para permitir el incremento de carga al proyecto MIRADOR y FRUTA del NORTE se deben ubicar compensación reactiva por los promotores del proyecto.

Tabla Nro. 5.21: Voltajes en subestaciones por efecto de contingencias (kV).

## PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

En la Tabla Nro. 5.22 se indica el resultado de voltajes a nivel de 138 kV de la zona oriental en caso de contingencia N-1. Esta zona está conformada por el siguiente corredor eléctrico: Baños – Topo - Puyo – Puerto Napo – Tena – Loreto – Francisco de Orellana de 138 kV. En caso de disparo de alguna línea de transmisión los voltajes tienen valores inferiores a las condiciones de emergencia.

En otros casos la solución de flujos de potencia no converge por tener un problema estructural de transferencia de potencia.

De similar forma que en el caso de corto plazo, se requiere nuevos análisis para definir obras de reforzamiento para la zona oriental, considerando la topología final del Sistema de Transmisión Nororiental.

Año ->	2023						2024						2025							
Periodo ->	Lluvioso		Estiaje			Lluvioso		Estiaje			Lluvioso		Estiaje			Lluvioso		Estiaje		
Contingencia	Máxima	Media	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	
L/T Baños - Topo	123		120,1	114,8							124,1									
Francisco Orellana 138	123		120,6	116,7																
Loreto 138	123,2		120,1	114,8							124,1									
Piantúa 138			124,1	116,3																
Puerto Napo 138			123,4	115,8																
Pusuno 138			124,1	116,2																
Puyo 138			122,9	115																
Tena 138			123,2	115,7																
Topo 138			123,9	115,7																
L/T Loreto – F. Orellana 138	108,1	115	107,1	117,1		109,5	115,2	112,7	117,9		104	119,4	122,8	114,7	118,8					
Francisco Orellana 138	108,1	115	107,1	117,1		109,5	115,2	112,7	117,9		104	119,4	122,8	114,7	118,8					
L/T Puyo - Puerto Napo	115,7		119,8	120,5		121													122,3	
Francisco Orellana 138	115,7		119,8	121,2		121													122,9	
Loreto 138	115,8		119,8	120,5		121,1													122,3	
Piantúa 138	120,5			123,2																
Puerto Napo 138	119,9		123,6	122,8																
Pusuno 138	120,9			123,1																
Tena 138	119,7		123,3	122,6																
L_TOPO_PUYO_1_1				102,6							113,7							120,9		
Francisco Orellana 138				104,8							115,2							120,9		
Loreto 138				102,6							113,7							121,7		
Piantúa 138				104,2							115,6									
Puerto Napo 138				103,7							115									
Pusuno 138				104,1							115,2									
Puyo 138				102,9							114,4									
Tena 138				103,6							114,9									

Tabla Nro. 5-22: Voltajes en subestaciones por efecto de contingencias de la zona oriental (kV).

## 5.9. Plan de Expansión de la Transmisión, PET 2018 - 2027

De acuerdo al procedimiento para la Aplicación de la Regulación No. CONELEC 006/12, el corto plazo quedaría definido con los estudios y proyectos comprendidos entre el año 2018 y 2022, mientras que para el largo plazo corresponde desde el año 2023 al 2027.

Para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión, PET 2018 – 2027, se procede a realizar los análisis de diagnóstico del sistema para el corto y largo plazo, se incluyen aquellas obras consideradas en el PET previo (PET 2016 - 2025) que no han sido modificadas por los análisis realizados, se excluyen las obras que han concluido su ejecución o que se encuentran en servicio, y se realiza un análisis

básico de los requerimientos de infraestructura necesarios a nivel de transmisión para la evacuación de toda la generación de los bloques de Energía Renovable No Convencional y el ingreso del proyecto termoeléctrico de Ciclo Combinado para el año 2022. Para los bloques de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en función de la ubicación y potencia de cada uno, se realiza una descripción básica del posible punto de conexión al S.N.I., sin embargo es importante mencionar que son necesarios estudios eléctricos específicos tanto en estado estable como dinámico, para determinar las posibles afectaciones que podrían existir ante el ingreso de esta gran cantidad de generación fotovoltaica y térmica en el sistema.

Es importante señalar que, por principio general, todos los proyectos de expansión contribuyen al mejoramiento de las condiciones operativas del S.N.I. así como a la disminución de los niveles de pérdidas de potencia y energía en el SNT, en forma general contribuyen a la

mejora de calidad de servicio y de la confiabilidad del sistema.

La Tabla Nro. 5.23 muestra las obras que fueron energizadas o puestas en servicio hasta diciembre del año 2018.

Proyecto u obra operando	Fecha de energización
Subestación Tisaleo 500/230 kV, 450 MVA	Jan-18
Subestación Shushufindi 230/138 kV, 300 MVA	Feb-18
Subestación Esclusas 230 kV, capacitores 2x60 MVAR	Mar-18
Subestación Loreto 138/69 kV, 33 MVA	Mar-18
Línea de transmisión Milagro – Machala 230 kV, segundo circuito (C1)	May-18
Subestación San Gregorio 138 kV, capacitores 30 MVAR	Jun-18
Subestación San Gregorio, ampliación 230/69 kV, 167 MVA y Patio de 69 kV	Jun-18
Subestación Taday 230 kV (seccionamiento)	Jul-18
Línea de transmisión Taday – Punto de seccionamiento 230 kV, 10 km, doble circuito.	Jul-18
Línea de transmisión Taday – Bomboiza 230 kV, 112 km, doble circuito.	Sep-18
Subestación Bomboiza 230/69 kV, 33 MVA	Sep-18
Sistema de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo 230 kV, 155 km, 2 circuitos	Sep-18
Ampliación Subestación Santo Domingo 230 kV, 2 bahías	Sep-18
Construcción Subestación Esmeraldas 230/138 kV, 167 MVA	Sep-18
Sistema de transmisión Taday – Bomboiza 230 kV	Sep-18
Modernización Subestación Esmeraldas (sala de control)	Oct-18
Construcción línea de transmisión conexión Subestación Durán 230 kV, 10 km, doble circuito.	Dec-18
Sistema de transmisión Durán 230/69 kV	Dec-18
Subestación Posorja, ampliación 138/69 kV, 66 MVA (Traslado y montaje autotransformador CENEMESA)	Dec-18

Tabla Nro. 5-23: Proyecto u obra en operación a diciembre de 2018.

## 5.9.1 Requerimientos presupuestarios del Plan de Expansión de Transmisión PET 2018 -2027

En la planificación de la expansión del sistema de transmisión 2018 - 2027, se han considerado dos hipótesis de crecimiento de la demanda denominados Caso Base y Caso Matriz Productiva y un plan de expansión de generación para cada una de ellas, con base a las políticas y lineamientos emitidos por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Adicionalmente, en el plan de expansión se considera la construcción de obras por concepto de Calidad del Servicio, que implica el remplazo o repotenciación de instalaciones de transmisión que han cumplido su vida útil de operación.

Con la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Sopladora, Delsitanisagua, Minas – San Francisco y Coca Codo Sinclair, se conformaron en el sistema dos grandes centros de generación, uno ubicado en la parte sur (Paute, Mazar, Sopladora, Desitanisagua y Minas - San Francisco) con una capacidad instalada del orden de los 2.150 MW y otro en la parte norte del sistema (Coca Codo Sinclair) con una potencia de 1.500 MW, mejorando la confiabilidad operativa del S.N.I., cuyo sistema de transmisión operó durante varios años estresado debido a las altas transmisiones de potencia que se realizaban desde el Paute para alimentar la parte norte del país.

Las inversiones previstas para el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión 2018 – 2027, que permiten concluir la construcción de un enlace de 500 kV entre los principales centros de consumo del país, al igual que la construcción de otras obras que reforzarán el sistema de transmisión, asciende a 1.793,09 millones de dólares:

- En el Corto Plazo 981,62 millones de dólares; y,
- En el Largo Plazo 811,47 millones de dólares.

Es importante señalar que al no haberse incluido obras de transmisión asociadas a Proyectos Renovables No Convencionales (PRNC) y Ciclo Combinado, los proyectos o sistemas de transmisión de los dos casos de análisis serían prácticamente los mismos; y, debido a la particularidad del Sistema de Transmisión Santiago 500 kV, se incluye en el largo plazo (inicio de operación 2026).

El presupuesto necesario para ejecutar el Plan de Expansión de Transmisión 2018 – 2027, considerando las obras de transmisión para el corto y largo plazo se indica en millones de dólares en la Tabla Nro. 5.24.

## PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

Descripción	En Ejecución (MUSD)	Con Financiamiento (MUSD)	Gestión de Financiamiento (MUSD)	Total (MUSD)
Corto Plazo	216,85	351,51	413,26	981,62
Fiscales	2,89	-	-	2,89
EXIM BANK	57,96	-	-	57,96
Tarifa	4,42	16,78	-	21,20
BID FASE II	82,70	-	-	82,70
BID FASE III	68,88	6,31	-	75,18
BID FASE V	-	167,79	-	167,79
BID FASE VI	-	72,84	-	72,84
CAF	-	87,80	-	87,80
En Gestión	-	-	413,26	413,26
Largo Plazo	-	-	811,47	811,47
En Gestión	-	-	811,47	811,47
<b>TOTAL</b>	<b>216,85</b>	<b>351,51</b>	<b>1.224,74</b>	<b>1.793,09</b>

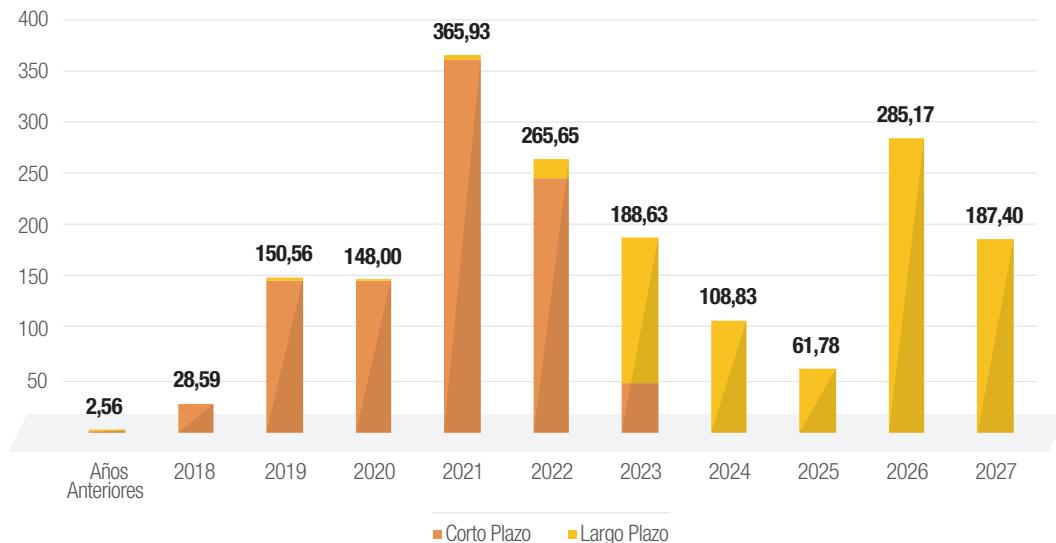
Tabla Nro. 5-24: Plan de Expansión de Transmisión 2018 - 2027 (Millones de Dólares).

Para cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos y garantizar el normal abastecimiento de la demanda a lo largo del periodo de análisis, es indispensable disponer de los recursos

económicos necesarios de forma oportuna para la ejecución de las obras de expansión propuestas. En la Tabla Nro. 5.25 y Figura Nro. 5.4, se muestra el flujo de inversiones por año en millones de dólares.

Descripciónn	Años Anteriores	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total (MUSD)
<b>Corto Plazo</b>	<b>1,81</b>	<b>28,59</b>	<b>148,05</b>	<b>146,58</b>	<b>361,79</b>	<b>245,93</b>	<b>48,86</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>981,62</b>
Zona Nor-Occidental	0,72	4,17	40,45	42,16	7,43	2,53	0,45	-	-	-	-	97,92
Zona Nor-Oriental	0,61	13,45	82,75	57,60	206,37	116,28	0,96	-	-	-	-	478,03
Zona Sur-Occidental	0,49	10,97	24,20	38,96	123,04	113,03	47,46	-	-	-	-	358,14
Zona Sur-Oriental	-	-	0,59	5,27	23,82	14,09	-	-	-	-	-	43,77
Zona Nacional	-	-	0,06	2,57	1,13	-	-	-	-	-	-	3,76
<b>Largo Plazo</b>	<b>0,75</b>	<b>-</b>	<b>2,51</b>	<b>1,42</b>	<b>4,13</b>	<b>19,72</b>	<b>139,77</b>	<b>108,83</b>	<b>61,78</b>	<b>285,17</b>	<b>187,40</b>	<b>811,47</b>
Zona Sur-Occidental	-	-	-	-	-	-	0,06	2,99	4,21	1,28	-	8,56
Zona Sur-Oriental	-	-	0,38	0,64	0,03	-	0,37	8,25	17,81	3,05	-	30,54
Zona Nacional	0,75	-	2,13	0,78	4,10	19,72	139,34	97,58	39,75	280,84	187,40	772,38
<b>Total</b>	<b>2,56</b>	<b>28,59</b>	<b>150,56</b>	<b>148,00</b>	<b>365,93</b>	<b>265,65</b>	<b>188,63</b>	<b>108,83</b>	<b>61,78</b>	<b>285,17</b>	<b>187,40</b>	<b>1.793,09</b>

Tabla Nro. 5-25: Flujo de Inversión previsto PET 2018 - 2027 (Millones de Dólares).

**Figura Nro. 5-4: Flujo de Inversión previsto PET 2018 - 2027 (Millones de Dólares).**

Corto Plazo: comprende los años 2018 al 2022.

Largo Plazo: comprende los años 2023 al 2027.

A continuación y agrupados por Ubicación, fechas de entrada en operación y estado se describe en forma general la justificación y el alcance de todos los sistemas y/o proyectos considerados en la actualización del Plan de Expansión de Transmisión en el Corto y Largo Plazo.

## 5.9.2 Plan de obras a corto plazo

De los sistemas y/o proyectos a corto plazo, siete cuentan con financiamiento por 216,85 millones de dólares y se encuentran en construcción, los demás están en gestión de financiamiento

Ubicación	Ingreso en operación	Estado	Sistema/Proyecto /1	Total (MUSD)
Zona Noroccidental	2do sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión Concordia - Pedernales 138 kV	44,70
	1er sem 2020		Sistema de Transmisión Quevedo- San Gregorio - San Juan de Manta 230 kV	45,54
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Subestación Esmeraldas, ampliación 230 kV, 1 bahía	1,20
	2do sem 2022		S/E Esmeraldas, Autotransformador Trifásico , 100/133/167 MVA	4,97
			Subestación Esmeraldas, ampliación 138kV	1,51
Zona Nororiental	1er sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV 2/	57,96
	2do sem 2019		Sistema de Transmisión Tabacundo 230/138 kV	38,00
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Sistema de Transmisión Cajas 230/69kV	33,33
	1er sem 2022		Sistema de Transmisión Tanicuchi 230/138 kV	38,24
		Gestión de Financiamiento	Sistema de Transmisión Nororiental (STNO)	304,10
			Línea de Transmisión Tisaleo - Totoras 230kV	4,37
			Subestación El Inga, ampliación 138kV, 2 bahías	2,02

Zona Suroccidental	1er sem 2019	En Ejecución	Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito	2,89	
			Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo 138 kV	23,34	
			Línea de Transmisión Pascuales - Lago de Chongón 138 kV, repotenciación	4,42	
	2do sem 2019	Con Financiamiento	Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reemplazo ATT, 225 MVA	6,02	
			Subestación Santa Elena y Subestación Posorja, ampliación 69 kV, 2 bahías	2,00	
			Ampliación Subestación Durán, una bahía 69 kV	1,29	
			Subestación Nueva Salitral 230/69 kV , 300MVA	38,50	
			Ampliación Subestación Posorja, 138/69 kV	14,58	
			Nueva Ampliación Subestación Posorja 138/69 kV	4,93	
			Ampliación Subestación Las Esclusas, 230/69 kV 225MVA	16,49	
			Sistema de Transmisión la Avanzada 230/138 kV	34,70	
			Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV	33,83	
			Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV	46,95	
	1er sem 2021	Gestión de Financiamiento	Subestación Lago de Chongón, ampliación 138 kV	1,51	
			Ampliación Subestación Quevedo 230/69 kV	6,31	
			Subestación Palestina 230/138/69 kV	37,34	
			Subestación Puerto Inca 138/69 kV, 2X100 MVA	27,82	
			Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV, 225 MVA	23,13	
Zona Suroriental	2do sem 2022	Con Financiamiento	Gestión de Financiamiento	Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV	32,13
			Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA	3,80	
	1er sem 2020	Con Financiamiento	Ampliación Subestación Taday 230 kV	6,66	
Zona Nacional	2do sem 2020	Con Financiamiento	Sistema de Transmisión Delsitanisagua - Cumbaratza - Bomboiza 230 kV	33,30	
<b>Total</b>				<b>981,62</b>	

**Tabla Nro. 5-26: Sistemas/Proyectos a Corto Plazo (Millones de dólares).**

1/ Los costos adicionales consideran los rubros de estudios, fiscalización, posibles indemnizaciones, indirectos, terrenos e IVA del proyecto correspondiente.

2/ Los costos del sistema de 500 kV y obras asociadas en 230 kV, únicamente consideran el acumulado de la inversión prevista 2018 y 2019.

3/ Los costos para proyectos en marcha, son los definidos en el programa proyectos de ampliación del SNT y del programa 2012-2022.

### 5.9.2.1 Sistema de Transmisión Concordia – Pedernales 138 kV

El sistema tiene por objeto garantizar el abastecimiento de energía a la zona norte de la provincia de Manabí (Pedernales, Jama, Sesme, San Isidro, Cojimíes) y la zona sur de Esmeraldas (Salima, Decameron, Muisne, Tonchigüe) a través de un nuevo punto de entrega desde el SNT, la S/E Pedernales 138/69 kV de 67 MVA de capacidad. En la actualidad, la carga de Manabí se abastece radialmente desde la S/E Chone del SNT, mediante alimentadores de 69 kV de largas longitudes, con bajos niveles de tensión, inferiores a los establecidos en la normativa vigente. En cambio, la carga de CNEL Esmeraldas se abastece desde la S/E Esmeraldas.

La ventaja de este nuevo punto de conexión es abastecer la carga de CNEL Manabí y Esmeraldas de manera confiable y de calidad en cuanto a nivel de voltaje; y, complementariamente, esta obra baja la cargabilidad de las subestaciones de Chone 138/69 kV y Esmeraldas 138/69 kV.

Para la implementación de este nuevo punto de conexión al SNT se prevé el seccionamiento de un circuito de la L/T Santo Domingo – Quinindé 138 kV en el sector de La Concordia. El proyecto contempla la subestación de seccionamiento La Concordia y la SE Pedernales 138/69 kV. Adicionalmente, se requiere la construcción de una línea de transmisión con estructuras de doble circuito, aislada a 230 kV; se montará un solo circuito, conductor 1200 ACAR, desde la Concordia hacia Pedernales con una distancia de 80 km.

#### El proyecto contempla:

- S/E Pedernales 138/69 kV.
  - Autotransformador trifásico 138/69 kV, 67 MVA.
  - 1 bahía de transformador de 138 kV.
  - 1 bahía de línea de 138 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento 138 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento 69 kV.
  - 1 bahía de transformador de 69 kV.
  - 2 bahías de línea de 69 kV.
  - Terreno 5 hectáreas.
- S/E de seccionamiento La Concordia.
  - 3 bahías de línea de 138 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento 138 kV.
  - Terreno 9 hectáreas.
- L/T Concordia - Pedernales, estructura para doble circuito, montaje inicial de unos 80 km de 138 kV (aislado a 230 kV), 1200 ACAR.

**Estado:** En Ejecución.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2019.

## 5.9.2.2 Sistema de Transmisión Quevedo - San Gregorio - San Juan de Manta 230 kV

La subestación San Juan de Manta permitirá abastecer la demanda de la ciudad de Manta descargando la actual subestación Montecristi 138/69 kV, que opera con una capacidad cercana al 100%. Esta subestación será alimentada desde la S/E San Gregorio mediante una línea de transmisión de 230 kV, siendo necesario además que se retorne a la topología de diseño de la línea Quevedo – San Gregorio, esto es, en doble circuito, para lo cual es necesario construir nuevas bahías de 230 kV en las subestaciones Quevedo y San Gregorio; actualmente la línea existente entre estas subestaciones se halla encuadrada en los extremos.

**El proyecto contempla:**

- L/T San Gregorio - San Juan 230 kV, 41 km, doble circuito, 1200 ACAR.

- S/E San Juan de Manta, 230/69 kV, 225 MVA.
  - Transformador trifásico 230/69 kV de 135/180/225 MVA.
  - 2 bahías de línea de 230 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - 1 bahía de transformador de 230 kV.
  - 4 bahías de línea de 69 kV.
  - 1 bahía de transformador de 69 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
- S/E San Gregorio 230 kV, ampliación.
  - 4 bahías de línea de 230 kV. (3 bahías para San Gregorio y 1 bahía en Quevedo).

**Estado:** En Ejecución.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2020.

## 5.9.2.3 Subestación Esmeraldas, ampliación 230 kV, 1 bahía

Debido al incremento de demanda en la Refinería de Esmeraldas, se ve necesario incrementar el nivel de voltaje a 230 kV, para su abastecimiento mediante una bahía en la subestación de CELEC EP TRANSELECTRIC. Esto permitirá a la refinería tener además mejor control de voltaje e independizarse de los posibles problemas técnicos con la generación existente o con el abastecimiento a nivel de 69 kV. Adicionalmente, CELEC EP TRANSELECTRIC, a través de las subestaciones Santo Domingo y Esmeraldas y la reciente línea en operación 230 kV, forma con las líneas en 138 kV un anillo eléctrico robusto, aumentado considerablemente la confiabilidad.

Con esta bahía de 230 kV, los transformadores AA1 y AA2, 75 MVA, 138/69 kV existentes se descargará, pero es importante indicar que se debe coordinar con la Refinería de Esmeraldas el desarrollo de la infraestructura eléctrica 230/69 kV para la distribución interna de energía para completar el esquema y alimentar su carga. Con esto se

determina alta confiabilidad desde el sistema de transmisión hasta el punto de consumo.

Se suma al suministro eléctrico con nivel de calidad, la operación de las centrales de Esmeraldas I y II para controlar voltaje de la zona.

**El proyecto contempla:**

- 1 bahía de línea de 230 kV (Refinería Esmeraldas).

Al momento CELEC EP TRANSELECTRIC y PETROECUADOR están trabajando en un convenio para el desarrollo de las obras complementarias en las instalaciones de Refinería, esto es la línea dedicada 230 kV y el transformador de bajada.

**Estado:** financiamiento por tarifa.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2020.

## 5.9.2.4 Subestación Esmeraldas, autotransformador trifásico, 100/133/167 MVA

El autotransformador ATR (AA1) inició su operación en 1981, por lo que presenta una menor confiabilidad y en caso de presentarse alguna falla que impida ponerlo nuevamente en servicio, obligaría actualmente a desconectar carga de CNEL Esmeraldas; por esta razón, se ha postulado este proyecto para el reemplazo del transformador existente por uno de mayor capacidad.

**El proyecto contempla:**

- 1 Autotransformador trifásico, 100/133/167 MVA. (Reemplazo transformador AA1 75 MVA).

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

## 5.9.2.5 Subestación Esmeraldas, ampliación 138 kV

Con la finalidad de atender la demanda del sector camaronero prevista en la zona de Borbón y la Tola, se ve la necesidad de instalar una nueva bahía de línea en la Subestación Esmeraldas a nivel de 138 kV, la cual permitirá a CNEL tener un punto de conexión para abastecimiento directo de esta zona.

**El proyecto contempla:**

- 1 bahía de línea de 138 kV.

**Estado:** Financiamiento BID VI.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2022.

### 5.9.2.6 Sistema de Transmisión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV

El actual sistema de transmisión en 500 kV que permite evacuar la generación de Coca Codo Sinclair, es una obra icónica del Sistema Nacional Interconectado, que permite llevar energía de norte a sur del país y mejorar las transferencias internacionales en condiciones de seguridad y confiabilidad. Este sistema de transmisión en 500 kV culminará su ejecución en el primer semestre del 2019 con el tramo faltante de la línea El Inga – Tisaleo 500 kV simple circuito.

Adicionalmente, el punto de entrega subestación Shushufindi 230/138 kV, desarrollado en conjunto con el sistema de 500 kV, se halla listo para abastecer la importante carga del sector petrolero, lo cual generará importantes ahorros económicos para el país por desplazamiento de generación térmica costosa.

La línea Tisaleo – Totoras 230 kV, permitirá enlazar al actual sistema de 500 kV con la red de 230 kV, favoreciendo una mejor distribución de la generación de Coca Codo Sinclair y garantizando estabilidad en el sistema en el caso de contingencias.

**Los proyectos contemplados son:**

- L/T El Inga - Tisaleo, línea 500 kV, simple circuito, 19 km, haz de 3 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Tisaleo – Totoras, línea doble circuito, 13 km, haz de 2 conductores ACAR 750 MCM.

**Estado:** En Ejecución.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2019.

### 5.9.2.7 Sistema de Transmisión Tabacundo 230/138 kV

Considerando el posible desarrollo de proyectos fotovoltaicos que planificaban ubicarse en la zona de Tabacundo y Cayambe, así como la necesidad de mejorar el servicio de la zona sur de EMELNORTE, se proyectó instalar la subestación Tabacundo en la zona de Malchingui con un nivel de tensión 230/138/69 kV.

Por motivos regulatorios no se construyeron los proyectos fotovoltaicos y adicionalmente ante pedido de la empresa distribuidora se reubicó la subestación Tabacundo determinándose entonces construir dos subestaciones: Pimampiro y Cajas, esta última que atenderá la carga de la zona sur de la empresa distribuidora EMELNORTE.

En vista de la necesidad de incrementar la confiabilidad del servicio para la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Norte y garantizar su abastecimiento, se incorporará la subestación Pimampiro desde el SNT, ya que en la actualidad la demanda se abastece desde la S/E Ibarra con dos transformadores 66.7 MVA cada uno, a través de una línea doble circuito de 138 kV desde la S/E Pomasqui que, con la instalación de la subestación San Antonio de la Empresa Eléctrica Quito, representa un enlace débil que, al producirse una contingencia N-1, presenta bajos niveles de tensión en el norte del país.

Con este nuevo esquema se garantiza el abastecimiento de la demanda en la zona norte del país, mejorando los perfiles de voltaje en la zona de Ibarra y Tulcán y brindando, a su vez, mayor confiabilidad al sistema.

Adicionalmente, la distancia eléctrica de la interconexión Colombia – Ecuador disminuye, obteniéndose mejores condiciones para los intercambios de energía. Se prevé mantener los cuatro circuitos de la interconexión desde la subestación Pimampiro hacia la subestación Jamondino.

**El proyecto contempla:**

- S/E Pimampiro, 230/138 kV, 225 MVA.
  - Autotransformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
  - 8 bahías de línea de 230 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - 1 bahía de transformador de 230 kV.
  - 2 bahías de línea de 138 kV.
  - 1 bahía de transformador de 138 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
  - Terreno
- 2 Tramos L/T 2,75 km, 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR.
- 2 Tramos L/T 1 km, 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR.
- 1 Tramo L/T 15 km, 138 kV, doble circuito, 750 ACAR.

**Estado:** En Ejecución.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2019.

### 5.9.2.8 Sistema de Transmisión Cajas, 230/69 kV

Ante el pedido de los promotores de proyectos fotovoltaicos que planificaban ubicarse en la zona de Tabacundo y Cayambe, así como dar servicio a la zona sur de EMELNORTE, se proyectó instalar la subestación Tabacundo en la zona de Malchingui con un nivel de tensión 230/138/69 kV.

Por motivos regulatorios no se construyeron los proyectos fotovoltaicos y adicionalmente ante pedido de la empresa distribuidora se reubicó la subestación Tabacundo determinándose entonces construir dos subestaciones Pimampiro y Cajas esta última que atenderá la carga de la zona sur de la empresa distribuidora EMELNORTE.

La alimentación de la subestación Cajas se realizará mediante el seccionamiento de un circuito de la interconexión Pomasqui – Pimampiro de 230 kV. Esta subestación atenderá la demanda de la zona sur de la Empresa Regional del Norte, permitiendo descargar los transformadores de la S/E Ibarra 138/69 kV. Adicionalmente, con esta infraestructura, Yachay Ciudad del Conocimiento, podrá incrementar su demanda de acuerdo a sus pronósticos de largo plazo. Adicionalmente se podrá cubrir el crecimiento de la demanda de la cementera UNACEM (ex Lafarge), ya que ante la disponibilidad de energía hidroeléctrica de bajo costo la cementera apagaría su generación térmica.

EMELNORTE ha programado construir una red mallada de 69 kV entre las subestaciones Bellavista (Ibarra) y la nueva subestación Cajas con su red de subtransmisión.

**El proyecto contempla:**

- 2 Transformadores trifásicos de 40/60/75 MVA, 230/69-13,8 kV.
- 2 bahías de línea de 230 kV.
- 1 bahía de acoplamiento 230 kV.
- 2 bahías de transformador de 230 kV.
- 3 bahías de línea de 69 kV.

- 2 bahías de transformador de 69 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
- Terreno 9 hectáreas.
- Tramo de línea de transmisión a 230 kV, desde punto de seccionamiento de L/T Jamondino – Pomasqui hasta la S/E Cajas, aproximadamente 4 km, multicircuito, con conductor 1200 ACAR.

**Estado:** Financiamiento BID V.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.9 Sistema de Transmisión Nororiental (STNO)

Este proyecto emblemático permitirá Interconectar las facilidades de producción petrolera de PETROAMAZONAS EP (SEIP) con el S.N.I para optimizar los excedentes de energía hidroeléctrica disponibles en el sistema, reduciendo los costos operacionales y evitando emisiones al ambiente. Con esto, se permitirá la importación de energía eléctrica al SEIP, desde el Sistema Nacional Interconectado, de menor costo y menor impacto al ambiente para, de esta manera, generar beneficios económicos, ambientales y sociales para el país. Entre los beneficios adicionales previstos se hallan:

- Reducir la “huella humana” (impacto al ambiente) por barril de petróleo extraído.
- Transferir energía desde el Sistema Nacional Interconectado hacia el Sector Petrolero, permitiendo desplazar y evitar generación costosa con diésel y crudo.

Las interconexiones previstas con el sector petrolero, cuyo alcance será ajustado con el desarrollo de los estudios de ingeniería básica, se presentan a continuación.

**El proyecto contempla:**

- Interconexión Shushufindi – Tarapoa -Cuyabeno.
- Interconexión Shushufindi - Edén Yuturi (EPF) - Apaika Nenke (ECB) - Tiputini (CPT).
- Interconexión Loreto – Oso.

La demanda prevista a abastecer con estas interconexiones se estima en 270 MW, en la fecha de operación, siendo prioritaria la interconexión hasta el Tiputini (CPT).

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.10 Sistema de Transmisión Tanicuchi 230/138 kV

Se ha planificado el seccionamiento de la L/T Mulaló-Vicentina en la SE Santa Rosa, estableciéndose los tramos Mulaló - Santa Rosa y Santa Rosa - Vicentina de 138 kV. A pesar de disponer de las líneas anteriormente indicadas, al presentarse ciertas contingencias en determinadas condiciones de operación (demanda e hidrología), se producen sobrecargas en diversos elementos de la red de 138 kV, que incluso pueden significar desastre de carga en la zona de influencia.

Desde años atrás la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO) ha solicitado un nuevo punto de alimentación para su sistema. ELEPCO considera que, por seguridad ante posibles eventos eruptivos del volcán Cotopaxi, se debería ubicar un nuevo punto de conexión en otro sector de la provincia, fuera del área de posible afectación del fenómeno natural mencionado.

Con estos antecedentes se plantea la construcción del sistema de transmisión Tanicuchi, que dará fortaleza al sistema en la zona centro norte del país y atenderá los requerimientos de la distribuidora. Adicionalmente, a futuro se plantea el levantamiento o desmantelamiento de la subestación Mulaló, la cual tiene limitaciones en su espacio físico para ampliación.

**El proyecto contempla:**

- 2 Autotransformadores trifásico 230/138-13,8 kV, de 45/60/75 MVA cada uno.
  - 2 bahías de línea de 230 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento 230 kV.
  - 3 bahías de línea de 138 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
  - 2 bahías de transformador de 230 kV.
  - 2 bahías de transformador de 138 kV.
- Terreno 9 hectáreas.
- Tramo de línea doble circuito, 4 km de 230 kV, 1200 ACAR.
- 2 Tramos de línea 138 kV, doble circuito, con montaje inicial de uno, de 10 y 16 km para seccionamiento de línea actual Santa Rosa – Mulaló – Pucará 138 kV, 750 ACAR.

**Estado:** Financiamiento BID V.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.11 Línea de Transmisión Tisaleo – Totoras 230 kV

El desarrollo de este proyecto estaba previsto como parte de las obras en 230 kV asociadas al Sistema de Transmisión en 500 kV, pero en vista de la cercanía de la culminación del contrato de construcción, los problemas sociales en la zona de interés y al no haberse incluido en la planificación de corto plazo, se deberá desarrollar con una nueva fuente de financiamiento.

El proyecto permitirá vincular la red actual de 500 kV con el sistema de 230 kV, permitiendo garantizar el flujo de la energía proveniente del norte y sur del país, particularmente en condiciones de contingencias severas.

### 5.9.2.12 Subestación El Inga, ampliación 138 kV, 2 bahías

De acuerdo con la revisión de los estudios realizados por la Empresa Eléctrica Quito S.A., se estableció que el sistema de subtransmisión a nivel de 46 kV de esta empresa distribuidora se encuentra saturado, razón por la cual la empresa ha previsto la construcción de un nuevo sistema a nivel de 138 kV, con la finalidad de descargar al sistema de subtransmisión actual y cubrir el crecimiento de la demanda de la distribuidora.

En función de lo indicado, se evidencia la necesidad de dos bahías para la línea doble circuito El Inga – Vicentina 138 kV. De un circuito de esta línea se alimentaría a la nueva S/E Tumbaco 138/23 kV, 24/32/40 MVA y nueva S/E Cumbaya 138/23 kV, 24/32/40 MVA y

#### **El proyecto contempla:**

- Línea doble circuito, 13 km, haz de 2 conductores ACAR 750 MCM.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2022.

del otro circuito se alimentaría a la S/E Parque Industrial Itulcachi, 138/23 kV, 20/27/33 MVA, además mejora la confiabilidad en caso de una posible contingencia por la salida de los transformadores de Pomasqui o Santa Rosa.

#### **El proyecto contempla:**

- 2 bahías de línea 138 kV.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2022.

### 5.9.2.13 Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito

Se ha programado la línea Milagro – Esclusas de doble circuito con conductores en haz, con la finalidad de evacuar la gran concentración de generación en la zona suroriental por efecto de ingreso de la central Sopladora, y de la zona suroccidental con la tercera unidad prevista de la central Gas Machala (70 MW), una unidad de generación de ciclo combinado de la misma central (100 MW) y la central Minas San Francisco (275 MW). Adicionalmente, para disminuir la cargabilidad de los dos circuitos de la L/T Molino – Pascuales, Milagro – Dos Cerritos, Milagro – Pascuales y Dos Cerritos – Pascuales.

Actualmente, un circuito de la línea Milagro – Esclusas, se secciona en el sector de Taura para ingreso de la central Sopladora, conformándose los circuitos Sopladora - Milagro y Sopladora – Esclusas de 230 kV, siendo importante concluir el circuito 2 de la L/T Milagro – Esclusas el cual será seccionado en la subestación Durán 230 kV.

Es de importancia superlativa, completar este segundo circuito por seguridad de abastecimiento de energía eléctrica, especialmente ante

contingencias N-1, considerando un alto porcentaje de generación hidroeléctrica. Adicionalmente, de acuerdo a las políticas operativas, el objetivo es minimizar la generación térmica, especialmente la forzada, en la zona de Guayaquil. Se dispone de un gran parque termoeléctrico que debe ser desplazado por generación hidráulica, esto hace que aumenten la cargabilidad de las líneas de transmisión en la zona y que el sistema esté expuesto a baja confiabilidad en caso de contingencia, lo cual refuerza el hecho de que la construcción del segundo circuito de la línea de transmisión sea completado en el menor tiempo posible.

#### **El proyecto contempla:**

- Montaje del segundo circuito con una distancia de 52 km, calibre 2x750 ACAR.

**Estado:** En Ejecución.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2019.

### 5.9.2.14 Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo 138 kV

Actualmente se cuenta con una nueva subestación, Nueva Babahoyo 138/69 kV, con dos transformadores de 67 MVA. Esta subestación tiene la suficiente capacidad para cubrir la demanda de CNEL Los

Ríos y para evacuar la generación de la central hidroeléctrica Sibimbe (17 MW) y de San Jose de Tambo (10 MW)

Considerando el cambio del uso del suelo de los terrenos utilizados para el recorrido de la línea de transmisión Milagro-Babahoyo de 138 kV, dado que actualmente se han reemplazado los cultivos de arroz y potreros por caña de azúcar, cacao, y bananeras, así como por el crecimiento poblacional, que está acompañado de viviendas y carreteras de primer y segundo orden, las distancias de seguridad a esta línea de transmisión se han reducido en muchos sectores, lo cual constituye la causa principal para el incremento de fallas en esta línea de transmisión.

El diseño original de la línea existente fue realizado para el nivel de voltaje de 69 kV, motivo por el cual fue construida con postes de hormigón y en 32 sitios con estructuras tipo H, haciendo la función de suspensión, por lo que, para incrementar la altura de amarre que apenas es de 8,5 m, debe realizarse el reemplazo por nuevas estructuras.

Con la finalidad de garantizar un adecuado abastecimiento de energía eléctrica a la distribuidora, CNEL-Los Ríos, se realizaron análisis técnico-económicos para determinar la mejor solución al problema de la altura de fase a tierra, que permitirá minimizar las fallas en esta línea de transmisión.

Al momento está en proceso la ejecución del cambio de algunas estructuras tipo H.

Adicionalmente, debido a las condiciones ambientales de la zona, que presenta un alto grado de contaminación y salinidad, sumado al tiempo de operación de esta línea de transmisión, el conductor de ésta se encuentra en mal estado, motivo por el cual como parte de la expansión del SNT, para mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el área de concesión de CNEL-Los Ríos, se está construyendo una nueva línea de transmisión doble circuito hacia la zona de Babahoyo, aislada a 230 kV, operando inicialmente a 138 kV, con una distancia de 47 km.

**El proyecto contempla:**

- L/T Milagro-Babahoyo, 230 kV, 47 km, doble circuito, 1200 ACAR (opera energizada a 138 kV).
- S/E Milagro 138 kV, ampliación.
  - 1 bahía de línea de 138 kV.
- S/E Babahoyo 138 kV, ampliación.
  - 1 bahía de línea de 138 kV.
  - 1 bahía de línea de 69 kV (Caluma).

**Estado:** En Ejecución.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2019.

### 5.9.2.15 Línea de Transmisión Pascuales - Lago Chongón 138 kV, repotenciación

En vista del alto crecimiento de la demanda en la zona de Santa Elena y Posorja, se determina alta cargabilidad (84%) en los dos circuitos existentes Pascuales – Chongón. Ante contingencia N-1 no se podría abastecer la demanda de Santa Elena y Posorja. En vista de estos problemas, se ha determinado el ingreso de generación forzada en las centrales de generación Santa Elena II y Santa Elena III, ante lo cual es necesaria la repotenciación de esta línea entre las subestaciones Pascuales y Chongón.

**El proyecto contempla:**

- Repotenciación de la línea de transmisión con un superconductor. Distancia 24,2 km.

**Estado:** En Ejecución.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2019.

### 5.9.2.16 Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reemplazo ATT, 225 MVA

El transformador TRK 230/69 kV de la S/E Nueva Prosperina se encuentra indisponible por avería desde el 26 de febrero de 2017, por lo que, a partir del 16 julio 2017, se opera con una configuración temporal que alimenta un autotransformador ATT 138/69 kV (150 MVA) desde la S/E Pascuales 138 kV para tomar la carga de la subestación. En función de lo indicado, se requiere instalar un nuevo transformador trifásico y así retomar a la topología original en la zona. En función de nuevos estudios de demanda y de confiabilidad, se definirá la necesidad de contar en un futuro con un transformador 230/69 kV en paralelo al nuevo TRK. El proyecto contempla:

**El proyecto contempla:**

- 1 Transformador trifásico de 135/180/225 MVA.
- 1 bahía de transformador de 230 kV.
- 1 bahía de transformador de 69 kV.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2019.

### 5.9.2.17 Subestación Santa Elena y Subestación Posorja, ampliación 69 kV, 2 bahías

De acuerdo a informes de CNEL Santa Elena, el alimentador de Colonche de la S/E Santa Elena presenta cargabilidad alta, por lo cual una quinta bahía en la subestación solventaría este problema. La

nueva bahía en Santa Elena en 138 kV permitirá alimentar en forma independiente la carga de Capaes (carga residencial), liberando y descargando el alimentador de Colonche 69 kV mencionado.

La línea de salida desde la subestación Posorja (el Morro) hacia la zona norte del subsistema Playas, realiza recorridos inefficientes que originan mala calidad del servicio y aumenta los costos por energía no suministrada. Esto se mejoraría sustancialmente con la tercera posición de salida en la S/E Posorja. La propuesta mejora sustancialmente el voltaje en el sistema Playas, desde 0,95 p.u hasta 0,985 p.u en el punto más alejado de la red de alta tensión, logrando cumplir con la normativa al respecto.

La cristalización de la construcción de ambas posiciones de salida

mejorará sustancialmente el recorrido del flujo de potencia y reducirá las pérdidas de energía a nivel de subtransmisión<sup>27</sup>.

**El proyecto contempla:**

- 2 bahías de línea de 69 kV (Ampliación de una bahía por subestación).

**Estado:** Financiamiento por Tarifa.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2019.

### 5.9.2.18 Ampliación Subestación Durán, una bahía 69 kV

La subestación Durán sirve a la carga de CNEL Guayas Los Ríos y debido a su dimensionamiento en transformación (225 MVA) está en capacidad de atender carga adicional. Se presenta entonces la posibilidad de atender parte de la carga de CNEL Milagro, lo cual reduce la carga de la subestación Milagro de CELEC EP TRANSELECTRIC y posibilita la postergación de la construcción de la subestación La Troncal.

Actualmente existe un solo punto de entrega para CNEL Milagro y por lo tanto un solo enlace con el Sistema Nacional de Transmisión, el mismo que se encuentra ubicado en la subestación Milagro de TRANSELECTRIC. La distribuidora hace uso de cuatro alimentadores

de la subestación Milagro a nivel de 69 kV llamados Milagro 1, 2, 3, 4. La nueva bahía en Durán 69 kV permitirá tomar parte de la carga de la actual bahía Milagro 2, mejorando las condiciones operativas al sur del sistema de la distribuidora considerando además la posible carga camaronera.

**El proyecto contempla:**

- 1 bahía de línea de 69 kV.

**Estado:** Financiamiento BID VI.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2021.

### 5.9.2.19 Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 300 MVA

Debido al crecimiento de la demanda en la ciudad de Guayaquil y considerando que las centrales de generación ubicados en el área de Salitral (Gonzalo Zevallos, Álvaro Tinajero, Central Aníbal Santos) minimizarán su producción con el ingreso de las nuevas centrales hidráulicas, es necesario construir una nueva subestación en la zona; al no ser posible ampliar las instalaciones de la actual subestación por falta de espacio, se propone la construcción de esta obra junto a la subestación actual, la obra descargará las líneas Pascuales-Salitral 138 kV y los transformadores de ATQ y ATR de la SE Salitral.

**El proyecto contempla:**

- 2 Tramos L/T 230 kV, doble circuito, 0,5 km.

- S/E Nueva Salitral, 230/69 kV, 300 MVA.
  - 1 Transformador trifásico de 180/240/300 MVA.
  - 4 bahías de línea de 230 kV.
  - 1 bahía de transformador de 230 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - 1 bahía de transformador de 69 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
  - 3 bahías de línea de 69 kV.

**Estado:** Financiamiento BID VI.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.20 Ampliación Subestación Posorja, 138/69 kV

Incremento de la demanda en la zona y adicionalmente por efecto de un crecimiento industrial por el desarrollo del Puerto de Aguas Profundas, es importante el incremento de capacidad de transformación en esta subestación, con un nuevo autotransformador fijo (ATR) de mayor capacidad que permita retirar la subestación móvil para su uso ante cualquier emergencia en el SNT.

**El proyecto contempla:**

- Segundo autotransformador, 40/53/67 MVA, 138/69 kV

- 2 bahías de transformador de 138 kV
- 1 bahías de transformador de 69 kV
- 1 bahía de acoplamiento de 138 kV
- 1 bahía de línea de 138 kV
- Modernización e integración de sistemas de control

**Estado:** Financiamiento BID V.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

<sup>27</sup>. "Estudio justificativo de la necesidad de dos posiciones a 69 kV en CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena", Informe presentado a CELEC EP TRANSELECTRIC

### 5.9.2.21 Nueva ampliación subestación Posorja, 138/69 KV

Actualmente el transformador ATQ de la subestación Posorja de 33 MVA tiene copada su capacidad y en el año 2019 superará los 30 años de vida útil. Por tal motivo, en una primera fase (contando con financiamientos) se implementará un segundo auto transformador 138/69 KV de 67 MVA para liberar la subestación móvil actualmente en operación y además cubrir con el ATQ existente la demanda de la zona. Considerando el permanente aumento de la demanda en la zona debido al desarrollo del proyecto Puerto de Aguas Profundas y el futuro Astillero, se encuentra planificada una segunda fase de

ampliación de la subestación, con un transformador de 67 MVA que reemplazará al ATQ existente y que garantizará el abastecimiento de toda la demanda prevista en la subestación Posorja al mediano plazo.

**El proyecto contempla:**

- Autotransformador 138/69 KV, 67 MVA (reemplazo de ATQ)

**Estado:** Financiamiento BID VI.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.22 Ampliación Subestación Las Esclusas, 230/69 KV, 225 MVA

Actualmente el transformador ATQ de la subestación Posorja de 33 MVA tiene copada su capacidad, por tal motivo la subestación móvil Mitsubishi de 33 MVA se encuentra cubriendo parte de la demanda de la zona de Posorja y se encuentra instalado temporalmente también un transformador de 66 MVA (CENEMESA). Es pertinente indicar el alto incremento de la demanda en la zona debido al foco de crecimiento industrial por el desarrollo del Puerto de Aguas Profundas. Por esta razón es importante el incremento de capacidad de transformación en esta subestación con un nuevo autotransformador fijo de mayor capacidad.

**El proyecto contempla:**

- Segundo autotransformador, 40/53/67 MVA, 138/69 KV.
- 2 bahías de transformador de 138 KV.
- 1 bahía de transformador de 69 KV.
- 1 bahía de acoplamiento de 138 KV.
- 1 bahía de línea de 138 KV.
- Modernización e integración de sistemas de control.

**Estado:** Financiamiento BID VI.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.23 Sistema de Transmisión La Avanzada, 230/138 KV

La red de subtransmisión de CNEL Regional El Oro es servida actualmente a través de la subestación Machala, que cuenta con dos transformadores ATQ y ATR 138/69 KV de 100 MVA de capacidad cada uno y, alternativamente, con un transformador TRK de 165 MVA. El problema que limita la capacidad de entrega a la carga de CNEL El Oro a nivel de 69 KV, es el hecho de que la barra de 69 KV es de tipo encapsulada y dispone solamente de dos alimentadores de 69 KV: Emeloro 1 y Emeloro 2. Estos alimentadores presentan actualmente altos niveles de carga y en el largo plazo llegarán a copar su capacidad de transferencia, sin existir la posibilidad de instalar más alimentadores en dicha barra encapsulada. Los tres transformadores de la Subestación Machala se encuentran conectados a la barra común en GIS a nivel de 69 KV.

Con estos antecedentes se planifica la construcción de una nueva subestación denominada La Avanzada la cual poseerá dos auto transformadores 230/138 KV de 75 MVA de capacidad, la cual se alimentará, seccionando los dos circuitos de la línea Machala - frontera de 230 KV.

Esta subestación prestará servicio fundamentalmente a la zona sur de la provincia del Oro y facilitará los intercambios de energía con Perú.

**El proyecto contempla:**

- 2 Autotransformadores trifásicos 230/138-13,8 KV, 45/60/75 MVA cada uno.
- 4 bahías de línea de 230 KV.
- 1 bahía de acoplamiento de 230 KV.
- 2 bahías de transformador de 230 KV.
- 2 bahías de transformador de 138 KV.
- 1 bahía de acoplamiento de 138 KV.
- 2 bahías de línea de 138 KV.
- Terreno 9 Ha.
- Tramo L/T 4 Km, 230 KV, multicircuito, 1200 ACAR para seccionamiento L/T Machala – Zorritos 230 KV.

**Estado:** Financiamiento BID V.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.24 Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV

Debido a la vetustez de la actual línea simple circuito Lago de Chongón – Posorja, el crecimiento tendencial de la demanda residencial y considerando la infraestructura industrial programada para los próximos años, es necesario brindar un nuevo vínculo de transmisión desde la subestación Chongón hasta Posorja para dar mayor confiabilidad al suministro de energía. Esto se logrará mediante la construcción de una nueva línea de transmisión doble circuito entre las subestaciones indicadas, la cual será aislada en 230 kV y energizada en 138 kV en una primera etapa.

**El proyecto contempla:**

- S/E Posorja 138 kV, ampliación
  - 1 bahía de línea de 138 kV.
- L/T Posorja-Lago de Chongón, 230 kV, 70,4 km, doble circuito, 1200 ACAR, doble circuito (línea energizada en 138 kV).
- S/E Lago de Chongón 138 kV, ampliación.
  - 1 bahía de línea de 138 kV.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.25 Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV

Luego del análisis de la distribución de la demanda futura de la Empresa Eléctrica de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación en la subestación Policentro, se ha programado un nuevo punto de entrega desde el SNT, mediante la instalación de dos transformadores de 125 MVA de 230/69 kV, en una subestación ubicada en Las Orquídeas, 10 km aproximadamente al norte de la subestación Policentro.

De los análisis realizados, el ingreso en operación de los proyectos hidroeléctricos, reduce la generación térmica en Guayaquil, con el consecuente incremento de transferencias por los transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV, de 375 MVA de capacidad cada uno, hasta niveles superiores al 80% de su capacidad nominal. Esto hace necesario definir alternativas que permitan minimizar estas altas transferencias de potencia, siendo una de las mejores alternativas el abastecer la demanda de la nueva subestación Las Orquídeas desde la subestación Pascuales y desde la subestación Milagro, con ello ingresan dos circuitos a la nueva subestación; esto se define por confiabilidad y calidad de abastecimiento de la demanda. En caso de contingencia N-1 de cualquier circuito, los

voltajes se mantienen dentro de las bandas permisibles aprobadas por la ARCONEL.

**El proyecto contempla:**

- S/E Las Orquídeas 230/69 kV.
  - 2 Transformadores 230/69-13,8 kV, de 125 MVA cada uno.
  - 2 bahías de línea de 230 kV (GIS).
  - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV (GIS).
  - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV (GIS).
  - 2 bahías de transformador en 230 kV (GIS).
  - 2 bahías de transformador en 69 kV (GIS).
  - 3 bahías de línea de 69 kV (GIS) (espacio para 2 bahías futuras).
  - Terreno 6 Ha.
  - Línea de Transmisión conexión S/E Las Orquídeas 230 kV, 10 km, doble circuito, 1200 ACAR.

**Estado:** Financiamiento BID V.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.26 Subestación Lago de Chongón, ampliación 138 kV

Ante el requerimiento de CNEL para abastecer la demanda camaronesa en el sector de Sabana Grande, se ve la necesidad de construir una bahía en la Subestación Lago de Chongón, la cual permitirá conectarse con el sistema de transmisión de CNEL denominado Lago de Chongón – Sabana Grande 138 kV y de esta forma alimentar la carga antes mencionada.

**El proyecto contempla:**

- 1 bahía de línea de 138 kV.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2021.

### 5.9.2.27 Ampliación Subestación Quevedo, 230/69 kV

Debido a problemas de sobrecalentamiento en un bushing del ATR 138/69 kV de la S/E Quevedo, se optó por la instalación de la subestación Móvil AMQ 138/69 kV de 60 MVA de capacidad nominal, la misma que se energizó el 08 de noviembre de 2017, tomando toda la carga del alimentador de 69 kV Quevedo Sur de CNEL Guayas – Los Ríos.

Con la finalidad de solventar el inconveniente presentado, se tenía planificado el reemplazo del banco de autotransformadores 138/69 kV 167 MVA por un autotransformador trifásico 138/69 kV de 225 MVA con su respectiva modernización, sin embargo la modernización implica la desconexión de una bahía por aproximadamente 2 meses, lo que dificulta desconectar los bancos 230/138 kV y 138/69 kV, por

lo que se plantea la opción de instalar un transformador 230/69 kV de 225 MVA para facilitar estas tareas.

Con el fin de dar una solución técnica inmediata, se plantea el uso del nuevo transformador para la Subestación San Juan de Manta 230/69 kV de 225 MVA, que podría estar listo para el segundo semestre del 2019 y posteriormente reponer este equipo con una nueva adquisición o contrato.

**El proyecto contempla:**

- Autotransformador trifásico 230/69 kV, 225 MVA.
- 1 bahía de transformador 230 kV.
- 1 bahía de transformador 69 kV.

**Estado:** Financiamiento BID III.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2022.

### 5.9.2.28 Subestación Palestina 230/138/69 kV

Ante un pedido de CNEL y de SENAGUA (EPA) para mejorar las condiciones de calidad de servicio del norte de la provincia del Guayas y alimentar el futuro proyecto Trasvase Daule - Pedro Carbo respectivamente, se consideró al proyecto eléctrico S/E Palestina 230/138/69 kV como la alternativa más adecuada de abastecimiento de energía para la zona de Palestina y parte del área de influencia de CNEL Guayas Los Ríos. En función de todo lo indicado, se planifica tres patios con 230, 138 y 69 kV en este proyecto, el cual se alimentará del seccionamiento de la línea Chorrillos – Quevedo 230 kV.

**El proyecto contempla:**

- 1 Autotransformador trifásico, 230/138 kV, 75 MVA.
  - 1 Transformador trifásico, 230/69 kV, 167 MVA.
  - 4 bahías de línea de 230 kV.

- 2 bahías de transformador 230 kV.
- 1 bahía de transformador 138 kV.
- 1 bahía de transformador 69 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
- 1 bahía de línea de 138 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
- 4 bahías de línea de 69 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
- 2 Tramos L/T de 1 Km, 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR.
- Terreno.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2022.

### 5.9.2.29 Subestación Puerto Inca 138/69 kV, 2x100 MVA

Con la finalidad de atender principalmente la demanda del sector camaronero prevista en las futuras subestaciones de CNEL denominadas: Taura, Puerto Baquerizo Moreno y Naranjal, se planifica la construcción de una nueva subestación en el sector de Puerto Inca, mediante el seccionamiento de la actual línea de transmisión doble circuito Milagro – San Idelfonso 138 kV.

**El proyecto contempla:**

- 4 bahías de línea 138 kV
- 2 bahías de transformador 138 kV
- 1 bahía de acoplamiento 138 kV

- 2 autotransformadores 138/69 kV 100 MVA
- 2 bahía de transformador 69 kV
- 1 bahía de acoplamiento 69 kV
- 3 bahías de línea 69 kV
- 2 tramos de línea doble circuito: Punto de seccionamiento – Subestación Puerto Inca 138 kV, 750 ACAR, 2 km cada uno.
- Terreno

**Estado:** En Gestión de Financiamiento

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2022.

### 5.9.2.30 Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV, 225 MVA

La ampliación de la Subestación San Idelfonso con un patio de 230 kV y un transformador 230/138 kV, permitirá evacuar la generación de la Central Minas San Francisco y de TermoGas Machala, gracias al seccionamiento de la línea de transmisión Milagro - Machala 230 kV en sus dos circuitos. Esto permitirá garantizar la operación del sistema en la zona con condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad.

**El proyecto contempla:**

- 1 Autotransformador trifásico, 230/138-13,8 kV, 225 MVA.
- 7 bahías de línea de 230 kV.
- 1 bahía de transformador de 230 kV.

- 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
- 1 bahía de transformador de 138 kV.
- 1 bahía de línea de 138 kV.

En caso de existir un incremento en la generación prevista en la zona de Bajo Alto, por incremento de disponibilidad de gas o la implementación del Ciclo Combinado, será necesaria la implementación de una (1) bahía 230 kV adicional en la S/E San Idelfonso con la correspondiente línea con cargo al proyecto de generación.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2022.

### **5.9.2.31 Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV**

Con el crecimiento de la demanda, tanto en Santa Elena como en Posorja, se ha determinado alta cargabilidad en los transformadores ATU y ATT de la Subestación Pascuales 230/138 kV, así como en la línea de transmisión Pascuales – Chongón 138 kV. Por esta razón se hace pertinente una nueva infraestructura de transmisión eléctrica entre Chorrillos y Lago de Chongón, que adicionalmente permitiría disminuir la generación forzada de las centrales Santa Elena II y Santa Elena III.

Cabe indicar que con esta obra se forma otro anillo para brindar mayor confiabilidad a la zona de Guayaquil.

**El proyecto contempla:**

- S/E Chorrillos, 230 kV, ampliación.
  - 2 bahías de línea de 230 kV.

- L/T Chorrillos-Lago de Chongón, 230 kV, 30 km, doble circuito, 1200 ACAR .
- S/E Lago de Chongón, 230/138 kV, 225 MVA.
  - 1 Autotransformador trifásico, 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
  - 4 bahías de línea de 230 kV (2 hacia S/E Chorrillos y 2 hacia S/E Nueva Posorja).
  - 1 bahía de transformador de 230 kV.
  - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - 1 bahía de transformador de 138 kV.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2022.

### **5.9.2.32 Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA**

Debido al crecimiento de la demanda, el ingreso de grandes bloques de generación, especialmente Delsitanisagua 180 MW en la zona suroriental, y a la operación continua del anillo eléctrico de la Empresa Eléctrica Centro Sur, se ve necesario, en una primera etapa, el aumento de capacidad de transformación 138/69 kV hasta 150 MVA en la subestación Rayo Loma en la ciudad de Cuenca, para, en una segunda etapa, de ser factible técnicamente, buscar una operación en paralelo con el actual banco de autotransformadores de 100 MVA.

De acuerdo a estudios eléctricos realizados, se determina que el mayor porcentaje de la generación de la zona suroriental ingresa a la subestación Cuenca (Rayo Loma) en mención y esto se producirá hasta contar con un nuevo vínculo de transmisión (Sistema Cumbaratza – Bomboiza 230 kV) que permita reorientar todos los excedentes de generación.

Adicionalmente, el incremento de la capacidad de transformación de la subestación, permitirá el crecimiento de la demanda por parte de

las empresas mineras de Río Blanco y Loma Larga que se conectarán al sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Centro Sur con una carga de 22 MW al año 2020, aproximadamente.

**El proyecto completo contempla:**

- Obra Civil y Montaje Electromecánico de Transformador 138/69 kV, 150 MVA.
- 1 bahía de transformador de 138 kV.
- 1 bahía de transformador de 69 kV.
- 1 bahía de transferencia de 69 kV.
- Modernización de servicios auxiliares.

**Estado:** Financiamiento por Tarifa.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2020.

### **5.9.2.33 Ampliación Subestación Taday 230 kV**

Actualmente la conexión de la central Sopladora es de manera directa desde la central hasta el sector de Taura y luego se derivan hacia las subestaciones de Milagro y Esclusas. Debido a las grandes distancias y ante el problema de una contingencia N-1, los voltajes se deprimen, pudiendo provocar conflictos en la operación permanente de la zona suroccidental. El ingreso de la subestación Taday con asignación de dos bahías de entrada y dos de salida para evacuar la generación de la central Sopladora garantizará la operación estable ante contingencia N-1.

Por lo expuesto, la generación de la central Sopladora inyectada en la S/E Taday permitirá participar y distribuir su flujo de potencia

en el anillo de 230 kV y adicionalmente aumentar la confiabilidad y seguridad del sistema.

**El proyecto contempla:**

- 4 bahías de línea de 230 kV (parte de Sistema Sopladora - Taday - Taura).

**Estado:** Financiamiento BID VI.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2021.

### **5.9.2.34 Sistema Delsitanisagua - Cumbaratza – Bomboiza 230 kV**

Uno de los proyectos emblemáticos que se ha concluido por el Gobierno Nacional a través de CELEC EP, es la central hidroeléctrica Delsitanisagua 3x60 MW. El proyecto de generación está ubicado en los límites de las provincias de Loja y Zamora Chinchipe.

Para evacuar generación sin restricciones y especialmente ante una posible contingencia N-1 del enlace Yanacocha - Cuenca, se determina una solución para dar una alternativa de evacuación a éste y futuros proyectos de generación en la zona, construyendo un nuevo

enlace desde la zona sur oriental hacia la zona sur central, permitiendo una evacuación confiable y segura de esta generación. Desde el año 2018, se determina que ante contingencia N-1 de un circuito de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV, el otro circuito se sobrecarga, llegando a superar el 120% de no implementar esquemas remediales o de protección.

El sistema Bomboiza – Cumbaratza – Delsitanisagua, permitirá evacuar la generación ubicada en la zona sur y sur oriental del país, dando confiabilidad de servicio especialmente ante posibles fallas en la zona asociada. A la fecha existe un esquema de protección implementado, que permitirá la apertura inmediata del anillo de la CENTROSUR, redistribuyendo el flujo y evitando una posible sobrecarga del banco de autotransformadores de la S/E Cuenca (Rayoloma).

#### **El proyecto contempla:**

- Línea de Transmisión Cumbaratza – Los Encuentros 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), 500 ACAR, 52 km.

### **5.9.2.35 Equipos de transformación de reserva**

Subestación Móvil 230/69 kV, 60 MVA, es necesario contar con una infraestructura de emergencia para solventar problemas operativos en cualquier parte del país, como son los transformadores móviles. Se podría ubicar temporalmente este equipo en la S/E Milagro para precautelar su conservación y para facilitar su movilización en el momento de un trabajo o emergencia.

### **5.9.3. Plan de obras a largo plazo**

Ubicación	Ingreso en operación	Estado	Sistema/Proyecto (1)	Total (MUSD)
Zona Sur-occidental	1er sem 2024	Gestión de Financiamiento	Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
	1er sem 2025		Subestación Orquídeas, ampliación 230KV, 2X60 MVAR	4,28
Zona Sur-oriental	2do sem 2025		Sistema de Transmisión Sopladora - Cardenillo - Tady 230 kV	22,99
	1er sem 2023		Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 KV, segundo circuito	7,54
Zona Nacional	2do sem 2026		Sistema de Transmisión Ecuador - Perú 500 kV	256,13
<b>Total</b>				<b>811,47</b>

**Tabla Nro. 5-27: Sistemas/Proyectos a Largo Plazo (Millones de dólares).**

1/ Los costos consideran los rubros de estudios, fiscalización, posibles indemnizaciones, indirectos, terrenos e IVA de todo el proyecto correspondiente.

### **5.9.3.1 Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230 kV, 2x60 MVAR**

Debido al desplazamiento de generación térmica, especialmente en la zona suroccidental, por ingreso de grandes proyectos hidroeléctricos y además por efecto del crecimiento de la demanda, se ve necesaria la incorporación de 2 bancos de capacitores de 60 MVAR para el año 2023 en el sector de Prosperina.

#### **Esta obra contempla:**

- Banco de capacitores 230 kV, 2X60 MVAR.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2024.

### **5.9.3.2 Subestación Orquídeas, ampliación 230 kV, capacitores**

Los estudios en el análisis de matriz productiva determinan en el año 2025 la necesidad de inyección de reactivos para suplir deficiencias de voltaje en la zona sur occidental del S.N.I, donde se ubica la nueva subestación Orquídeas 230/69 kV.

#### **Esta obra contempla:**

- Banco de capacitores 230 kV, 2X60 MVAR.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2025.

### 5.9.3.3 Sistema de Transmisión Sopladora – Cardenillo – Taday 230 kV

Los estudios eléctricos desarrollados en el año 2015, determinaron la necesidad de contar con un enlace de transmisión altamente confiable para evacuar la generación del futuro proyecto de generación hidroeléctrica Cardenillo, el cual contará con seis unidades de 116 MVA (595 MW), con operación programada para el año 2025 de acuerdo al plan de expansión de generación. En virtud de lo indicado, se define un enlace doble circuito en 230 kV hacia las subestaciones Sopladora y Taday.

**El proyecto contempla:**

- L/T Sopladora - Cardenillo, 230 kV, 8 km, doble circuito, 2x1100 ACAR.
- L/T Cardenillo - Taday, 230 kV, 40 km, doble circuito, 2x1100 ACAR.

- Ampliación S/E Taday 230 kV, dos bahías de línea.

Las longitudes de línea son estimadas y se prevé desarrollar los estudios necesarios en el año 2019 contando con recursos de autogestión. En el caso de los recursos de inversión, es necesario que el presupuesto de obras e indirectos sea considerado con cargo al proyecto de generación.

El financiamiento y ejecución de las obras de transmisión asociadas serán incluidas en el financiamiento y ejecución de la central.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Primer semestre 2025.

### 5.9.3.4 Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, 2do circuito

La Empresa Eléctrica Centro Sur se abastece de la SE Sinincay y Cuenca, de 230/69 kV y 138/69 kV, respectivamente. En ciertas horas de demanda ante la contingencia de la L/T Zhoray – Sinincay, hay el riesgo de que el transformador de Cuenca se sobrecargue. Adicionalmente se ha determinado que el ingreso de la central hidroeléctrica Delsitanisagua, incrementa la cargabilidad del sistema de transmisión suroriental. Por lo cual, se propone la implementación del segundo circuito entre las subestaciones Zhoray y Sinincay a nivel de 230 kV.

**El proyecto contempla:**

- Montaje del segundo circuito Zhoray – Sinincay 230 kV.
- 1 bahía de línea 230 kV, encapsulada en SE Zhoray.
- 1 bahía de línea 230 kV, en SE Sinincay.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2025.

### 5.9.3.5 Sistema de Transmisión Ecuador – Perú 500 kV

Este sistema permitirá intercambios energéticos entre Ecuador y Perú, para aprovechar la complementariedad hidrológica, basados en acuerdos comerciales y regulatorios de integración regional, propendiendo al beneficio mutuo de estos países, mejorando las condiciones de calidad del servicio en el S.N.I, garantizando la integración de la producción de los futuros proyectos de generación que se desarrollan en la Zona Suroriental del Ecuador. El proyecto contempla:

**Líneas de transmisión:**

- Línea de Transmisión Chorrillos – Pasaje 500 kV, 211 km, doble circuito, con montaje inicial de uno, fases en haz de cuatro conductores.
- Línea de Transmisión Pasaje - Frontera 500 kV, 74 km, doble circuito, con montaje inicial de uno, fases en haz de cuatro conductores.
- Línea de Transmisión Pasaje – seccionamiento línea Minas San Francisco - San Idelfonso 230 kV, 1.8 km, 2 tramos doble circuito, 1200 ACAR, en estructuras doble circuito.

**Subestaciones:**

- Subestación Pasaje 500/230 kV, banco de autotransformadores monofásicos de 600 MVA (3x200 MVA) + reserva monofásica de 200 MVA.
- Subestación Chorrillos, ampliación 500 kV.

**Compensación shunt:**

- 1 Reactor trifásico de línea 160MVar en SE Pasaje para la línea Piura-Pasaje 500 kV + Reserva monofásica 53.3 MVar, + Reactor de Neutro
- 2 Reactores trifásicos de línea 110MVar en los extremos de línea para Pasaje y Chorrillos 500 kV + Reserva monofásica de 36.6 MVar y Reactor de Neutro para cada uno.
- 1 Reactor trifásico 100MVar para Barra en Pasaje 500 kV + Reserva monofásica 33.3 MVar

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2023.

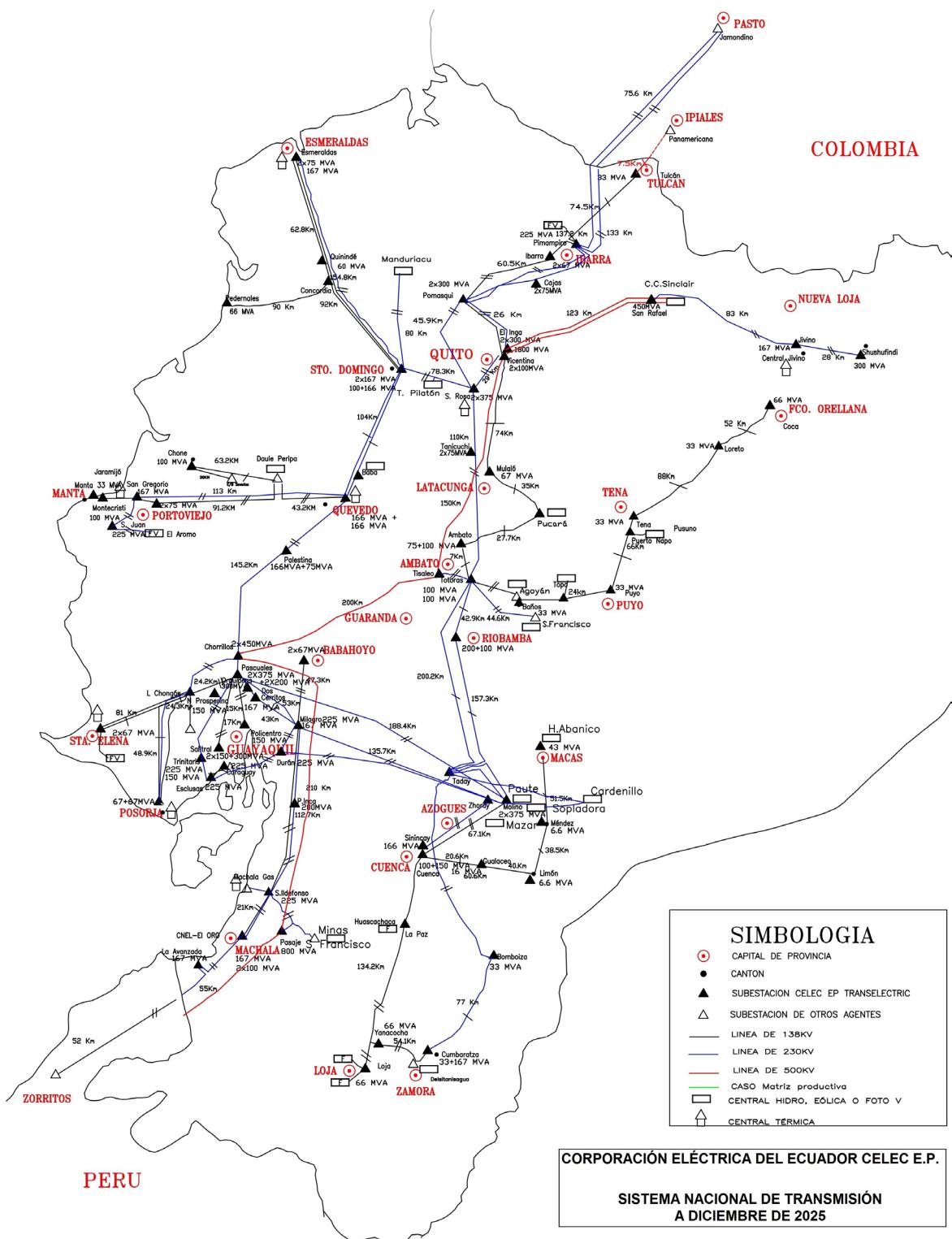


Figura Nro. 5-5: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión – Año 2025

### 5.9.3.6 Sistema de Transmisión Santiago (2400 MW)

El proyecto hidroeléctrico tiene una capacidad total de 2400 MW, la primera etapa de 1200 MW se pondrá en servicio en el año 2026 y la segunda etapa con los otros 1200 MW ingresará en el año 2027 de acuerdo al PEG caso de Matriz Productiva planteado por el MERNR. El proyecto se encuentra localizado en la región suroriental del Ecuador en la provincia de Morona Santiago sobre el río Santiago, mismo que nace de la confluencia de los ríos Namangaña y Zamora.

Con este antecedente se debe determinar un sistema de transmisión de 500 kV asociado, que permita evacuar la generación hacia el Sistema Nacional Interconectado; se considera adicionalmente que para el año de ingreso del proyecto ya estará en funcionamiento la interconexión con Perú, debido a que este sistema formará parte de las obras para la evacuación de la central Santiago.

Conocemos también que entre los años 2023 al 2026 ingresarán a operación varios proyectos en la zona de Posorja los cuales constituyen cargas industriales como: Industria básica de aluminio con 849 MW, Siderurgia (acero) con 320 MW y del cobre con 90 MW, dando un total de 1259 MW. Con estos antecedentes, se tiene previsto que el sistema asociado para la central Santiago tenga una línea de transmisión que llegue hasta la subestación Posorja 500 kV.

Se debe aclarar, además, que en esta zona (El Morro - Posorja) y de acuerdo al Plan de Expansión de Generación, se tiene previsto instalar un bloque de generación de 1000 MW de ciclo combinado hasta el año 2023; sin embargo, al estar previsto que esta generación sea de tipo estacional (para operar en períodos hidrológicos secos), en la época lluviosa se deberá atender la carga de Posorja con generación hidráulica de las centrales del país entre ellas de la central Santiago. El proyecto contempla:

#### Líneas de Transmisión:

- L/T Zamora - Pasaje - L1, línea 500 kV, 180 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Zamora - Pasaje - L2, línea 500 kV, 180 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Zamora - Taday - L1, línea 500 kV, 90 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Zamora - Taday - L2, línea 500 kV, 90 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Chorrillos - Taday - L1, línea 500 kV, 160 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Chorrillos - Taday - L2, línea 500 kV, 160 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.

Las longitudes son de carácter referencial y se definirán una vez concluidos los estudios y diseños. A continuación se presenta el detalle de las diferentes conexiones:

#### Subestación Chorrillos, ampliación 500 kV

- 3 Bahías de línea de 500 kV.
- Sistema de control, protecciones y telecomunicaciones.

#### Subestación Taday, ampliación 500 kV

- 4 Bahías de línea de 500 kV.
- 1 Bahía de acople de barras 500 kV.
- 1 Banco de Autotransformadores monofásicos con OLTC, 600

MVA (3x200 MVA), 500/230/34,5 kV.

- 1 Bahía de transformador de 500 kV.
- 1 Bahía de transformador de 230 kV.
- Sistema de control, protecciones y telecomunicaciones.

#### Subestación Pasaje, ampliación 500 kV

- 3 Bahías de línea de 500 kV.
- Sistema de control, protecciones y telecomunicaciones.

#### Compensación reactiva

#### S/E Chorrillos

- 3 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 3 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33 MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

#### S/E Taday

- 4 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 4 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33 MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

#### S/E Pasaje

- 3 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 3 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33 MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

#### S/E Santiago

- 4 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 4 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33 MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

El primer circuito SE Chorrillos - SE Pasaje se construirá con el proyecto Interconexión con Perú, de manera previa al ingreso del Proyecto Santiago. Se deberá verificar la necesidad de tender el segundo circuito con nuevos estudios.

**Estado:** En Gestión de Financiamiento.

**Fecha prevista entrada en operación:** Segundo semestre 2026.

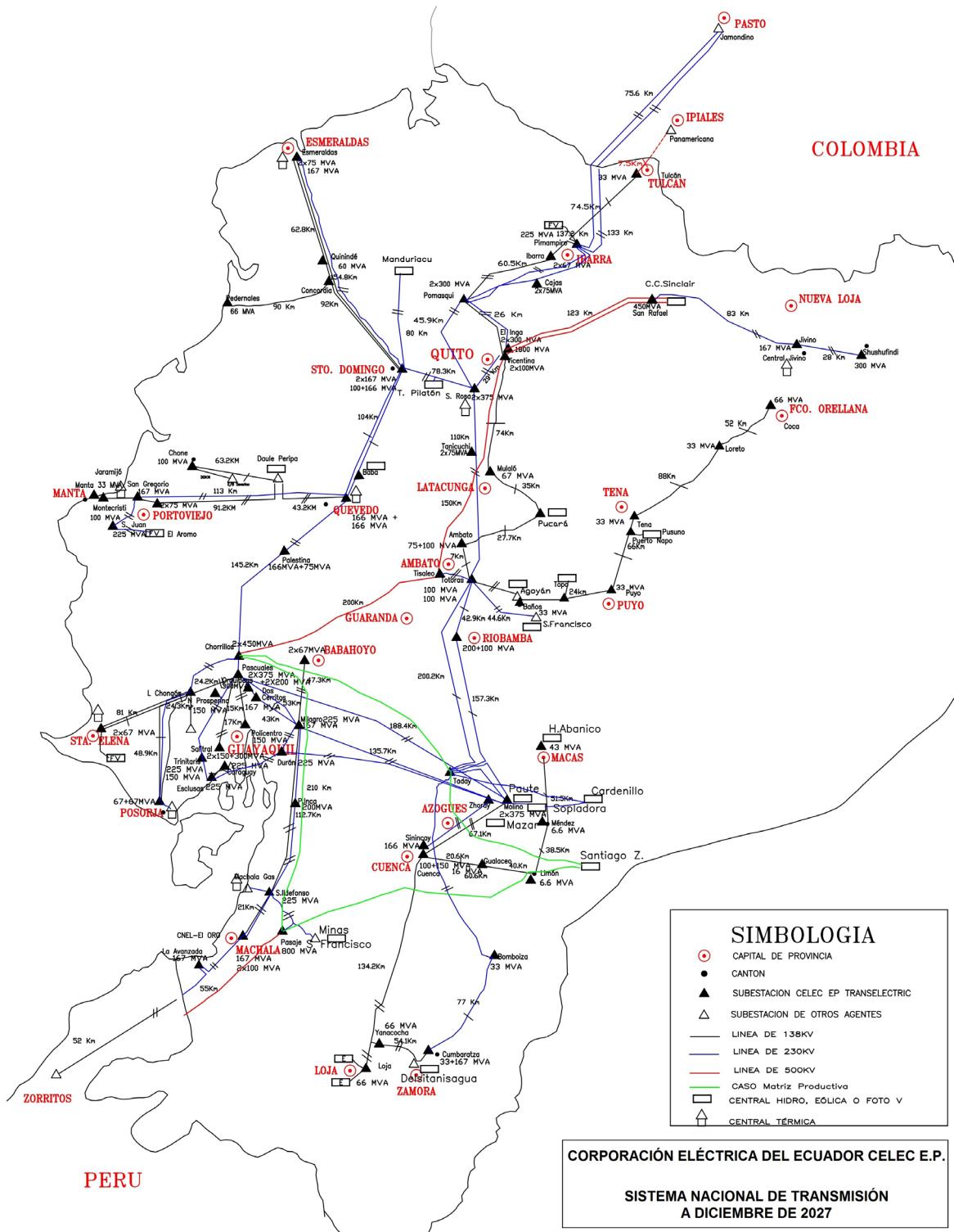


Figura Nro. 5-6: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión – Año 2027