



CELEC CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR

Corporación Eléctrica del Ecuador

TRANSELECTRIC

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020

Octubre - 2009

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020

INDICE

1.	GLOSARIO DE TERMINOS	5
2.	RESUMEN EJECUTIVO	6
2.1	Objetivo	6
2.2	Información utilizada	6
2.3	Metodología	6
2.4	Criterios	6
2.5	Resultados	7
2.6	Aspectos Complementarios	7
2.7	Conclusiones y Recomendaciones	8
3.	ANTECEDENTES	14
4.	OBJETIVOS	14
5.	EXIGENCIAS REGULATORIAS: CALIDAD, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD	14
5.1	Estado Estacionario	15
5.2	Estado Transitorio	17
5.3	Estado Dinámico	17
5.4	Criterios Básicos de Confiabilidad	18
5.5	Incumplimiento de las normas de calidad	18
6.	INFORMACIÓN UTILIZADA	19
6.1	Proyección de Demanda y de Generación	19
6.2	Información proporcionada por las Empresas Eléctricas Distribuidoras	19
7.	LIBRE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	20
8.	COORDINACIÓN CON EL CENACE	21
9.	SITUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION: Año 2009	21
10.	PLAN DE EQUIPAMIENTO	26
11.	PRESUPUESTO PARA LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	70
12.	ASPECTOS COMPLEMENTARIOS	70
13.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020

LISTADO DE CUADROS

- CUADRO No. 1 : Subestaciones del SNT – Características Técnicas.
- CUADRO No. 2 : Líneas de Transmisión del SNT – Características Técnicas.
- CUADRO No. 3 : Proyección de la Demanda Anual de Potencia (MW).
- CUADRO No. 4 : Proyección de la Demanda Máxima, Media y Mínima por barras de entrega (MW).
- CUADRO No. 5 : Proyectos de Generación, plan de equipamiento del CONELEC.
- CUADRO No. 6 : Presupuesto de Inversiones 2010-2020.
- CUADRO No. 7 : Flujo de Caja de Inversiones 2009-2013.
- CUADRO No. 8 : Impacto Económico ante la No Ejecución de Proyectos de Expansión.
- CUADRO No. 9 : Requerimientos de Capacitores en el SNT.
- CUADRO No. 10 : Costos por Bahía. Subestaciones nuevas convencionales.
- CUADRO No. 11 : Costos por Bahía. Ampliación subestaciones convencionales.
- CUADRO No. 12 : Costos por Bahía. Subestaciones aisladas en SF6.
- CUADRO No. 13 : Costos de Transformadores de Potencia.
- CUADRO No. 14 : Costos de Capacitores.
- CUADRO No. 15 : Costos de Líneas de Transmisión.
- CUADRO No. 16 : Costos de Instalaciones de 500 kV.
- CUADRO No. 17 : Proyección de las Pérdidas de Potencia y Energía en el SNT.

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020

LISTADO DE GRAFICOS

- GRAFICO No. 1 : Mapa del Ecuador con el Sistema Nacional de Transmisión a Mayo-2009.
- GRAFICO No. 2 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el año 2010.
- GRAFICO No. 3 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el año 2011.
- GRAFICO No. 4 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el año 2012.
- GRAFICO No. 5 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el año 2013.
- GRAFICO No. 6 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el periodo 2014-2015.
- GRAFICO No. 7 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el periodo 2016-2017.
- GRAFICO No. 8 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el periodo 2018-2020.
- GRAFICO No. 9 : Diagrama Unifilar del SNI con obras a ejecutarse en el periodo 2010-2020.



PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO A : Análisis Eléctrico del SNI para el Año 2010.

ANEXO B : Flujos de Carga.

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020

1. GLOSARIO DE TÉRMINOS

CATEG	Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil.
CELEC S.A.	Corporación Eléctrica del Ecuador S.A.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad.
COT	Centro de Operación de Transmisión.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
EEB	Empresa de Energía de Bogotá, de Colombia.
CNEL-Manabí	Empresa Eléctrica Distribuidora cuya área de concesión es la provincia de Manabí.
EMELNORTE	Empresa Eléctrica Distribuidora cuya área de concesión son las provincias de Imbabura y Carchi.
CNEL-El Oro	Empresa Eléctrica Distribuidora cuya área de concesión es la provincia de El Oro.
CNEL-Guayas Los Ríos	Empresa Eléctrica Distribuidora Guayas – Los Ríos.
ISA	Interconexiones Eléctricas S.A., empresa de transmisión en Colombia.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista en el Ecuador.
PET	Plan de Expansión de Transmisión.
REP	Red de Energía del Perú, empresa de transmisión en Perú.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
TRANSELECTRIC	Unidad de Negocio de CELEC S.A.
ULTC	Por sus siglas en inglés, cambiador de tomas bajo carga.
UPME	Unidad de Planeamiento Minero y Energético de Colombia.

2. RESUMEN EJECUTIVO

2.1 Objetivo.-

Establecer el plan de equipamiento de obras requerido por el Sistema Nacional de Transmisión para el período 2010–2020. El plan propuesto considera el equipamiento necesario para garantizar la operación de la red de transmisión en función de las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes.

2.2 Información utilizada.-

La información básica para la formulación del presente Plan de Expansión proviene de:

- CONELEC: Entrega de información de la proyección de la demanda anual de potencia y energía prevista para el período 2010–2020, cuya última actualización fue enviada mediante correo electrónico el 20 de marzo de 2009; y, la lista de proyectos de generación futura para servicio público tramitados por el CONELEC, con las fechas estimadas de entrada en operación. Para la elaboración de este documento se incluye el plan de generación que fue remitido vía correo electrónico el 18 de febrero de 2009.
- Empresas Eléctricas Distribuidoras: Planes de Expansión facilitados por algunas de ellas.
- CENACE: Despachos energéticos de las unidades de generación participantes en el MEM, de estudios realizados para la determinación del Precio Referencial de Generación; y, los costos variables de generación actualizados al mes de febrero de 2009.
- Regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano vigentes a la fecha, entre las que se incluye la Regulación No. CONELEC 003/08, referente a “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI”.

2.3 Metodología.-

Sobre la base de estudios eléctricos del Sistema Nacional Interconectado -SNI, se establecen las alternativas de equipamiento técnicamente aceptables, que cumplen con las regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano. Las alternativas seleccionadas son evaluadas económicamente, considerando: inversión, operación, mantenimiento, restricciones y pérdidas de potencia y energía.

2.4 Criterios.-

La alternativa de expansión escogida es aquella que técnica y económicamente cumple en mejor forma con las regulaciones vigentes.

2.5 Resultados.-

El Plan de Obras propuesto se resume en el Cuadro No. 6, con sus correspondientes costos. La inversión requerida para el período 2010–2020 es 874.94 millones de dólares, los cuales 30.19 millones de dólares serán financiados con recursos del Fondo de Solidaridad conforme el Mandato 009; mientras que los restantes 844.75 millones de dólares serán financiados con recursos del estado ecuatoriano, en cuyo valor se incluyen 436.52 millones de dólares que corresponden a los sistemas de transmisión de 500 kV, asociados a los proyectos de generación Coca Codo Sinclair, Sopladora y los de la subcuenca del Río Guayllabamba. Los valores de las inversiones que se indican en el referido cuadro, corresponden al año de su entrada en operación.

En el Anexo A, se presenta el “ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SNI PARA EL AÑO 2010”, con el objeto de mostrar la importancia de las obras programadas para este año, y su afectación al SNI en caso de no ser ejecutadas.

2.6 Aspectos Complementarios.-

CELEC S.A. - TRANSELECTRIC contempla en su plan de expansión la ejecución de varios proyectos cuyas características permitirían obtener beneficios ambientales (locales y globales) y socioeconómicos.

En particular, ciertos proyectos identificados en este plan se justifican por el beneficio adicional de reducir emisiones de dióxido de carbono (CO₂) derivadas de la generación termoeléctrica que sirve al SNI y por ende, contribuir a los esfuerzos del país en relación a la mitigación del calentamiento global.

Como un aporte para el financiamiento para la ejecución de estos proyectos, CELEC S.A. - TRANSELECTRIC podría incorporar el beneficio ambiental global de los mismos, mediante su registro bajo el MDL del Protocolo de Kyoto y la posterior participación en el mercado internacional de certificados de reducción de emisiones.

Los proyectos que por sus características, fomentarán una reducción de emisiones de CO₂ y que con el incentivo complementario de los certificados de carbono podrían asegurar su implementación son, entre otros:

- Línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui de 230 kV.
- Línea de transmisión Cuenca-Loja de 138 kV.
- Línea de transmisión Quevedo-Portoviejo de 230 kV.
- Línea de transmisión Milagro-Machala de 230 kV.
- Línea de transmisión Milagro-Trinitaria de 230 kV.
- Línea de transmisión Totoras-Quevedo de 230 kV.
- Línea de transmisión Quito-Guayaquil de 500 kV.

Conjuntamente con EEB se contrató con una empresa consultora la realización de estudios para lograr la certificación de la reducción de emisiones debido a la segunda línea de interconexión con Colombia a 230 kV, cuya metodología se encuentra en la etapa final de aprobación por parte del METH-PANEL.

2.7 Conclusiones y Recomendaciones.-

- Con la finalidad de cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos referidos en el presente Plan de Expansión, para garantizar el abastecimiento del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la incorporación de generación al SNI, más aún si se considera que el CONELEC mediante Oficio No. DE-09-1541 del 16 de julio de 2009, informa la aprobación del Plan de Expansión de Transmisión, período 2009-2020, en el cual se incluye el presupuesto correspondiente al sistema de transmisión de 500 kV 'Coca Codo Sinclair-El Inga-Yaguachi-Sopladora', es indispensable que CELEC S.A. – TRANSELECTRIC disponga de los recursos económicos oportunos y necesarios para la ejecución de las obras, de acuerdo con el presupuesto que forma parte de este plan.
- El plan de generación del CONELEC incluye proyectos hidroeléctricos de gran capacidad (Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi Pilatón, Minas, La Unión, Chontal, Chespi, Villadora, etc.) que determinan cambios estructurales en el Sistema Nacional de Transmisión e involucran altas inversiones, las cuales, de no concretarse la ejecución de los mencionados proyectos, provocarán un sobre costo a los usuarios del servicio eléctrico nacional, por lo que se requiere que el CONELEC, con la debida oportunidad, informe oficialmente el avance y/o retraso de los procesos de desarrollo de estos proyectos de generación.
- En el presente Plan de Expansión de Transmisión se realiza una descripción y valoración de las obras del sistema de transmisión de 500 kV y los subsistemas de transmisión de 230 kV asociados al desarrollo de los proyectos de generación hidroeléctricos ubicados en la subcuenca del Río Guayllabamba, que el Gobierno Nacional está promoviendo; sin embargo, debido a la falta de asignación de recursos de manera oportuna por parte del Ministerio de Finanzas para la ejecución de los proyectos de expansión del SNT, se recomienda que dentro del financiamiento de estos proyectos de generación, se incluyan los recursos para el desarrollo de su sistema de transmisión asociado.
- El sistema de transmisión de 500 kV, asociado a los proyectos de generación hidroeléctrica de la subcuenca del río Guayllabamba, en una primera etapa operará energizado a 230 kV, debido a que hasta el año 2015, solamente se contará con una capacidad instalada de 750 MW, de los 2000 MW previstos a desarrollarse en esta subcuenca.
- La configuración del sistema de transmisión de 500 kV fue determinada mediante estudios preliminares, los cuales serán profundizados en los próximos meses, con la contratación de consultoría.
- Cabe indicar que el sistema de transmisión de 500 kV, se lo debe realizar en dos etapas. En la primera etapa iniciaría su operación energizado temporalmente a 230 kV, en el año 2011 entre El Inga y C.C.Sinclair; y, en el año 2013, entre Yaguachi y Sopladora, con el objetivo de brindar un servicio oportuno a la provincia de Sucumbíos y, en el segundo caso, coincidiendo con el inicio de la operación del proyecto hidroeléctrico Sopladora. La segunda etapa de este sistema iniciará su

operación en el año 2015, operando todo el sistema a 500 kV, sujeto al ingreso del proyecto Coca Codo Sinclair.

- La presencia del sistema de transmisión de 500 kV, demandará que los diferentes organismos del sector eléctrico, como el CONELEC, CENACE y CELEC S.A. - TRANSELECTRIC, analicen las modificaciones que deberán realizarse y/o crear una nueva normativa correspondiente, regulaciones, procedimientos operativos, entre otros aspectos, de modo de contar con reglas ya establecidas, previo al inicio de los diseños de las subestaciones y líneas de transmisión para este nivel de tensión.
- Estos proyectos hidroeléctricos desplazarán la generación térmica del país, que básicamente se encuentra ubicada en la ciudad de Guayaquil, lo que obliga a un importante equipamiento de capacitores en diversas subestaciones del SNT. Además, se crea la necesidad de definir las políticas de despacho de generación de seguridad de área, aspecto en el cual tienen responsabilidad el CONELEC conjuntamente con el CENACE. Esta generación de seguridad no se ha considerado en los estudios eléctricos del presente plan de expansión.
- El desarrollo de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica, traerá como consecuencia la disminución de la tarifa eléctrica, lo que se reflejará en un mayor consumo de energía, fundamentalmente por la disminución o traslado del uso de gas domiciliario (cocinas, calefones, etc.) hacia el uso de electricidad. Este potencial crecimiento de la demanda deberá ser revisado en la proyección de la demanda entregada por el CONELEC, de acuerdo con el cambio de la matriz energética que impulsará el Gobierno Nacional.
- De acuerdo con la actualización de la proyección de demanda remitida por el CONELEC, se ha definido preliminarmente que para el abastecimiento de la demanda de la siderúrgica que se ubicaría en la zona de Posorja, el punto de conexión al SNT, sería la barra de 230 kV de la subestación Nueva Prosperina. De manera similar, para abastecer la demanda de las empresas mineras que se ubicarían en la zona de Zamora Chinchipe, preliminarmente el punto de conexión al SNT, sería la barra de 230 kV de la subestación Sinincay. Para los dos proyectos, las obras requeridas y la gestión para la conexión al SNT, serán de responsabilidad de los promotores de estos proyectos, de acuerdo con la normativa vigente.
- Para el año 2011 se requiere de un sistema de transmisión a 230 kV entre El Inga y Nueva Loja, obra que además de atender los requerimientos futuros de CNEL-Sucumbíos permitirá suministrar energía a varias empresas petroleras ubicadas en el sector nororiental del país, como es el caso de Petroproducción, empresa que ha manifestado su interés en interconectarse con el sistema nacional.
- Si bien la implantación del sistema de transmisión de 230 kV hacia Sucumbíos fue establecido para el año 2011 y que inicialmente utilizaría una de las líneas de 500 kV entre El Inga y Coca Codo Sinclair energizada a 230 kV, se deberá analizar la posibilidad de postergarla, de tal forma que entre en operación conjunta con el sistema de transmisión asociado al proyecto C.C.Sinclair, para lo cual se deberá prever generación térmica temporal en Sucumbíos ó analizar la posibilidad de

interconectarse a la subestación Orito, a nivel de 115 kV, de la Empresa de Energía del Putumayo de Colombia.

- Una nueva alternativa para atender la demanda del sector nororiental del país, que se está analizando en el seno de la Comisión de Vecindad e Integración entre Ecuador y Colombia, podría ser la construcción de una línea de interconexión internacional entre Orito en Colombia y Nueva Loja en Ecuador, mediante una línea de 230 kV, que inicialmente operaría a 115 kV, alternativa que además de cubrir posibles retrasos en la construcción del proyecto Coca Codo Sinclair, serviría luego para exportar energía a Colombia, cuando este proyecto de generación ingrese en operación.
- Es preocupación de CELEC S.A. – TRANSELECTRIC que el CONELEC no haya continuado con el proyecto de normativa ó regulación que defina cuando una instalación debe ser desarrollada como parte del Plan de Expansión de Transmisión ó como parte de los sistemas de subtransmisión que son responsabilidad de las Empresas Distribuidoras.
- La necesidad de ampliación futura de la capacidad de transformación a nivel de 230 kV en la ciudad de Guayaquil, requiere que la CATEG-D realice, en el menor tiempo posible, un estudio de expansión de su sistema de subtransmisión, considerando los niveles de voltaje de 138 y/o 230 kV, que permita atender de una forma adecuada y coherente el crecimiento de la principal carga del SNI. Estudios similares deberán realizarse, en forma conjunta con TRANSELECTRIC, para varias empresas distribuidoras del país, como CNEL-Manabí, CNEL-Guayas Los Ríos, EMELNORTE, CNEL-Esmeraldas, CNEL-Sucumbíos, entre otras.
- Las empresas de distribución deberán realizar el equipamiento de compensación capacitiva en su sistema, no solamente para cumplir con el factor de potencia de la carga que exige la normativa, sino también para que constituyan un respaldo y complemento de los capacitores que el transmisor instala en las subestaciones del SNT en su área de influencia.
- Debido a las dificultades que se presentan en la obtención de las fajas de servidumbre para las nuevas líneas de transmisión, en algunos casos se propone que se diseñen y construyan las líneas para un nivel de tensión superior al que operarían inicialmente; y, en otros casos se ve la necesidad de adelantar su ejecución con la finalidad de asegurar estos derechos de paso, que a futuro serán más difíciles conseguirlos. Igualmente, en situaciones en las que no se puede aplicar lo antes mencionado, se está optando por reconfigurar y optimizar algunas estructuras instaladas en el SNT para añadir circuitos adicionales.
- El CONELEC deberá revisar la normativa referente a la entrega de los planes de expansión de las distribuidoras y/o del transmisor, de tal forma de conseguir que los planes de las empresas de distribución que entregan al CONELEC puedan ser consideradas en la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión, con la finalidad de evitar lo que ocurre actualmente, dándose el caso que la información remitida por los distribuidores corresponde al plan elaborado hace un año y, que

muchas veces lo entregan a finales del mes de marzo, cuando prácticamente estaba por concluirse la elaboración del documento.

- Para la proyección de la demanda de potencia y energía que anualmente realiza el CONELEC, se debe incluir la demanda de los Grandes Consumidores que podrían integrarse al SNI en el futuro, especialmente en el corto plazo, como es el caso de varias empresas mineras y petroleras que se han acercado a TRANSELECTRIC para indicar sus intenciones de conexión al SNT.
- Se procedió con el cambio de ubicación de la subestación Manta de 138/69 kV hacia el sector de Montecristi, tomando en cuenta futuras ampliaciones de su capacidad de transformación; facilidades para la expansión de los sistemas de transmisión y subtransmisión; evitar la construcción de líneas de 69 kV que atravesarían zonas densamente pobladas de la ciudad de Manta, que además agravarían la situación financiera de la distribuidora; reducción de costos de relleno y compactación del terreno, etc.
- Debido a que la Cámara de la Pequeña Industria de Manta informó al CONELEC y TRANSELECTRIC que la demanda en la zona de Manta tiene un alto crecimiento, así como cargas autoabastecidas, se ha anticipado la construcción de una nueva subestación de 230/69 kV y 225 MVA de capacidad, en el sector de San Juan de Manta, la cual será alimentada mediante una línea de transmisión de 230 kV, de 35 km de longitud, desde la subestación San Gregorio.
- Para las simulaciones de flujos de potencia, tanto para periodo lluvioso como estiaje, se utiliza la demanda máxima anual no coincidente, lo que provoca que en algunas subestaciones del SNT, en periodo lluvioso del año 2010 se presenten bajos voltajes y/o sobrecargas, las cuales en la realidad no ocurrirían si se simulara la demanda prevista para ese periodo, que es inferior a la demanda máxima que se presenta en el mes de diciembre.
- Existen unidades de generación térmica en varias empresas eléctricas del país que podrían ser habilitadas para operar en horas pico y que evitarían sobrecargas y/o bajos voltajes en las zonas de influencia de estas empresas, cuyo sobre costo de generación forzada, si lo hubiere, podría en algunos casos ser menor que el ahorro derivado de la postergación de algunas obras del SNT.
- El CENACE y CONELEC deben exigir que las centrales de generación provean los reactivos necesarios para una adecuada operación del SNI, entre las que se puede mencionar a ELECTROQUIL, TERMOGUAYAS, entre otras.
- Para optimizar la ejecución de los estudios eléctricos del Plan de Expansión, principalmente del sistema de transmisión de 500 kV, es necesario que el CONELEC realice las gestiones correspondientes con los organismos de Colombia y Perú, para obtener la base de datos de la información técnica de sus planes de expansión, si es posible, en formato Power Factory (DIgSILENT) y, la autorización correspondiente para que se pueda entregar a los Agentes para realizar los estudios eléctricos de acceso al SNT.

- Se estima conveniente que la información proporcionada por el CONELEC para la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión, como son la proyección de la demanda anual de potencia y energía y el plan de generación para los próximos diez años, sea entregada de manera oficial, los primeros días del mes de enero, con lo cual se dispondrá de un adecuado periodo de tiempo para la ejecución de los estudios eléctricos y económicos que son necesarios para la actualización del referido plan.
- Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área norte de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación Policentro, se ha programado la construcción de la subestación Las Orquídeas, la cual será abastecida desde la subestación Dos Cerritos a nivel de 138 kV, con lo cual se evitará las altas transferencias de potencia por los transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV. Además, el disponer un patio de 138 kV en la subestación Dos Cerritos permite que la carga de CNEL-Guayas Los Ríos, correspondiente al cantón Durán, pueda ser abastecida a ese nivel de voltaje.
- La presencia de nueva generación hidroeléctrica en el país, permite reducir la generación térmica en la ciudad de Guayaquil, que añadido con el crecimiento de su demanda, haría necesario la ampliación de la transformación 230/138 kV en la subestación Pascuales y el incremento de la transformación a nivel de 230 kV en la subestación Salitral, para servir desde el SNI a dicha ciudad. Una de las alternativas de equipamiento que soluciona en forma simultánea estos problemas, es la construcción de una nueva subestación que preliminarmente se ubicaría en la zona de Salitral, la cual será alimentada desde la subestación Yaguachi mediante una línea de 230 kV.
- En el presente plan de expansión 2010-2020, se han programado nuevas obras de transmisión como la subestación Chavezpamba en el norte del país; una línea de 138 kV entre Nueva Loja y Orellana en el oriente ecuatoriano, las mismas que deberán ser ratificadas ó rectificadas, su ubicación ó su fecha de entrada en operación, mediante estudios particulares de cada área, conjuntamente con las empresas distribuidoras de cada una de las regiones de influencia de esas obras.
- Por información extraoficial se conoce que se desarrollarán varios proyectos hidroeléctricos adicionales en la subcuenca del río Guayllabamba como Palma Real, Calderón, Manduriacu, Tortugo, etc., lo cual se requiere que el CONELEC lo oficialice y/o los incluya en el plan de generación, con la finalidad de poder definir un adecuado sistema de transmisión asociado y no establecer sistemas parciales ó sobredimensionados. Se menciona que esta generación podría superar los 2.000 MW, distribuidos en once proyectos, lo que implicará un replanteo del proyecto del sistema de transmisión El Inga – Nanegalito – San Gregorio de 500 kV.
- Para brindar un mejor servicio a CNEL-Los Ríos, se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión de 138 kV entre Milagro y Babahoyo, doble circuito, con montaje inicial de uno, la cual utilizará las 32 estructuras que actualmente están siendo instaladas en reemplazo de los postes, con la finalidad de evitar los problemas de altura y distancias de seguridad, derivados del cambio del uso del suelo a lo largo de la ruta de esta línea de transmisión.

- El CENACE recomendó, en el PET 2009-2020, presentado en diciembre del 2008 para la aprobación del CONELEC, instalar capacitores a nivel de 69 kV en Salitral, recomendación que no es factible, puesto que la barra de 69 kV es blindada y aislada en SF6 y todas sus bahías están ocupadas, siendo imposible ampliarlas. Este problema se superará con la instalación de la subestación Nueva Salitral.
- Para atender emergencias que se pudieran presentar en la línea Totoras-Agoyán, ante una posible erupción del volcán Tungurahua, se han implementando mecanismos que permitan energizar temporalmente a 138 kV, uno de los circuitos de la línea Totoras-San Francisco de 230 kV, solución que evitaría cambiar la ruta de línea Totoras-Agoyán a la otra margen del río Pastaza.

3. ANTECEDENTES

El Art. 33 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Obligaciones del Transmisor, establece: *“El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC”*.

El Art. 62 del Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico señala: *“La expansión del sistema de transmisión para atender el crecimiento de la demanda en forma confiable y para corresponder al Plan Maestro de Electrificación, será planificada obligatoriamente por el transmisor y aprobada por el CONELEC”*.

4. OBJETIVOS

El objetivo del presente documento es establecer el plan de equipamiento de obras requerido por el Sistema Nacional de Transmisión para los próximos diez años, por lo que el período de planeamiento es 2010-2020. El plan de obras propuesto considera el equipamiento necesario para garantizar la operación de la red de transmisión en función de las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes. El presente documento es una revisión del Plan de Expansión de Transmisión 2010-2020, que fuera remitido al CONELEC para su aprobación, mediante Oficio No. G-gpd-02467-09 del 11 de agosto de 2009.

5. EXIGENCIAS REGULATORIAS: CALIDAD, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD

El CONELEC, con fecha 25 de agosto de 1999, emitió la Regulación No. CONELEC 009/99, “TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM”, reformada con la Regulación No. CONELEC 005/00 del 9 de agosto del 2000. En esta última regulación se introdujo una segunda transitoria con fecha 11 de abril del 2001, con la que se establece que las liquidaciones de potencia reactiva las realizará el CENACE utilizando los parámetros indicados en la Regulación 009/99, hasta cuando el CONELEC apruebe los nuevos valores y los ponga en vigencia, en base a los resultados de los estudios que entregue el CENACE. El 30 de abril de 2002, se expidió la regulación No. CONELEC 004/02 que sustituye a la regulación No. CONELEC 005/00.

Con fecha 8 de septiembre de 1999, el CONELEC emitió la Regulación No. CONELEC 011/99, “PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y DESPACHO”, reformada con la Regulación No. CONELEC 006/00 del 9 de agosto del 2000.

Con fecha 30 de enero del 2006, el CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC 002/06 que fuera reemplazada por la Regulación No. CONELEC 003/08, referente a “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI”, cuyo objetivo y alcance señalan *“Establecer los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad del transporte de potencia, y del servicio de transporte y conexión en los sistemas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), operado conforme a las disposiciones indicadas en la normativa vigente relacionadas con el*

Funcionamiento del MEM, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM y Procedimientos de Despacho y Operación.”

En estas regulaciones se establecen los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad que deben ser observados por el Transmisor y los demás agentes del MEM. Los aspectos relevantes son los siguientes:

5.1 Estado Estacionario.-

Voltaje.- Es responsabilidad del Transmisor (numeral 2.2 de la Reg. No. 004/02):

- *Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM.*
- *Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores a los límites establecidos por el CONELEC sobre la base de los estudios presentados por el CENACE. Los estudios lo efectuarán conjuntamente el CENACE y el Transmisor tomando como referencia el Plan de Expansión del Transmisor y el Plan de Operación del MEM. Como uno de los resultados de dichos estudios, se obtendrá el listado de nodos del S. N. I. y períodos donde no se pueda cumplir con el control de voltaje y potencia reactiva.*
- *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.*

El cambio de tensión al conectar o desconectar bancos de condensadores o reactores, deberá ser inferior al 5 % de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será de 1.15 pu.

Generación de Potencia Reactiva.-

De acuerdo con el Artículo 28 del Reglamento para el funcionamiento del MEM *“Todos los agentes del M.E.M. son responsables por el control del flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el M.E.M. en función de las regulaciones que emita el CONELEC sobre la materia”.*

Según la Regulación No. CONELEC 005/00, es responsabilidad de los generadores *“Entregar reactivos hasta el 95 % del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas, de acuerdo a lo solicitado por el CENACE”.*

Los Distribuidores 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 M.E.M., un factor de potencia, que será*

determinado por el CONELEC 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”.

- “El CENACE deberá presentar al CONELEC, 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.

El CONELEC mediante Oficio No. DE-08-0557 del 26 de marzo de 2008 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. El CONELEC establece:

1. Niveles de Voltaje:

El transmisor deberá mantener los niveles de voltaje en las barras de 230 kV dentro de la banda de +7% / -5% del voltaje nominal; en las barras de 138 kV dentro de la banda de +5% / -7% del voltaje nominal; y, para el caso de barras de 69, 46 y 34.5 kV, el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje dentro de la banda de +3% / -3% del voltaje nominal.

Corresponderá al CENACE, en conjunto con el transmisor, realizar la actualización del presente estudio, de acuerdo a los criterios establecidos en la Regulación antes indicada, y adicionalmente, deberá comunicar los resultados al CONELEC.

2. Factor de Potencia en puntos de entrega:

Los Distribuidores y Grandes Consumidores, conectados directamente al Sistema Nacional de Transmisión, deben comprometer, en cada uno de sus puntos de conexión, un factor de potencia dentro de los siguientes límites:

- 0.96 ó superior inductivo para demanda media y punta.
- 0.99 ó menor inductivo para demanda base.

Para el caso de los grandes consumidores inmersos en la red de distribución y hasta tanto se completen los estudios por parte de los distribuidores, en conjunto con el CENACE, señalado en el numeral 2.3 de la Regulación No. CONELEC - 004/02, se adoptarán un factor de potencia dentro de los siguientes límites:

- 0.95 ó superior inductivo para demanda media y punta.
- 1.0 ó menor inductivo para demanda base.

Cargabilidad.-

En condiciones de operación normal, las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100 % de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema.

En el largo y mediano plazos no se permiten sobrecargas permanentes. En el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma, sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.

Para la ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio que: una vez que se alcance la capacidad FA (80% de la capacidad máxima) se equipa con un nuevo transformador en paralelo o se reemplaza al existente por uno de mayor capacidad.

En el análisis de estado estacionario se consideran solo simples contingencias en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/138 kV o 230/69 kV.

5.2 Estado Transitorio.-

El voltaje máximo transitorio permitido en el sistema durante un rechazo de carga será de 1.3 pu.

5.3 Estado Dinámico.-

El numeral 4.2.3.3. de los Procedimientos de Despacho y Operación expresa:

“El planeamiento de la operación eléctrica se lo ejecutará considerando los siguientes criterios generales:

- *El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en uno de los circuitos de 230 kV, 138 kV o en uno de los transformadores 230/138 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y con la pérdida definitiva del circuito en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático en la etapa de planificación.*
- *El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en los dos circuitos a 230 kV o 138 kV, cuando los dos circuitos van instalados en la misma torre, con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y con la pérdida definitiva de los circuitos en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático de ninguno de los circuitos en la etapa de planificación.*
- *En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 pu durante más de 500 ms.*
- *Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 pu por más de 700 ms en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.*

- *Durante la etapa de planificación no se permitirán sobrecargas en los transformadores de potencia 230/138 kV en el nuevo punto de equilibrio que se alcanzaría después de la simulación de la contingencia.*
- *En la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV hasta el 10 % cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema.*
- *Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 pu.*
- *Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz para frecuencias inferiores a 59.5 Hz se debe implementar un esquema de alivio de carga.*
- *El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (n-1). Se entiende por consecuencia grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultara:*
 - *Inestabilidad del SNI.*
 - *Sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos.*
 - *Desviaciones de voltaje superiores a ± 10 %.*

Para este criterio se permite la separación del sistema en islas eléctricas, la desconexión de carga o desconexión de generación por disparos de líneas.

5.4 Criterios Básicos de Confiabilidad.-

Para una operación confiable el SNI debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la contingencia de uno de los circuitos a 230 kV.

El SNI también debe permanecer estable ante la contingencia de los circuitos de una línea de transmisión que ocupen la misma torre. Para este caso el CENACE podrá implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

El SNI debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga el SNI

5.5 Incumplimiento de las normas de calidad.-

Las sanciones y compensaciones económicas a los Agentes del MEM por incumplimientos de las normas de calidad, continuidad y confiabilidad, así como el objeto y destino de las mismas, se establecerán de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Despacho y Operación del SNI y el Reglamento de Suministro de Servicio de Electricidad.

El pago de sanciones y compensaciones no exime al Transmisor o Agente, de las obligaciones de solucionar las causas que las originan.

6. INFORMACIÓN UTILIZADA

6.1 Proyección de Demanda y de Generación.-

Con Oficio No. DE-09-0287 del 13 de febrero de 2009 el CONELEC manifiesta que la información solicitada por TRANSELECTRIC, mediante Oficio No. PE-gpd-00363-09 del 23 de enero de 2009, relacionada con la proyección de la demanda anual de potencia y energía prevista para el período 2010–2020 y los cuadros de disponibilidades futuras de generación para servicio público con las fechas estimadas de entrada en operación de los proyectos tramitados por el CONELEC, será remitida vía correo electrónico en los días subsiguientes.

Con fecha 17 de febrero de 2009, el CONELEC remite vía correo electrónico la información solicitada anteriormente, la cual fue modificada en varias ocasiones debido a cambios en la proyección de la demanda elaborada por el CONELEC. La última información de la proyección de demanda, con la cual se elaboró el presente Plan de Expansión de Transmisión, fue recibida el 20 de marzo de 2009.

Los valores utilizados corresponden a la demanda no coincidente estimadas para un escenario de crecimiento medio y constan en el Cuadro No. 3. Sobre la base de esta proyección, con la información estadística de operación que suministra el CENACE y el COT, información extraída de los planes de expansión entregados por determinadas empresas eléctricas y/o de las proyecciones de demanda proporcionada por algunas Distribuidoras, se determina la demanda en cada una de las barras del SNT para las tres bandas horarias de carga, que se presenta en el Cuadro No. 4.

Las futuras centrales de generación consideradas para la elaboración del presente Plan, se indican en el Cuadro No. 5.

6.2 Información proporcionada por las Empresas Eléctricas Distribuidoras.-

TRANSELECTRIC, mediante Oficio circular PE-gpd-00440-09 del 29 de enero del 2009, solicitó a todas las Empresas Eléctricas Distribuidoras del país, sus planes de expansión y la información pertinente, para efectos de actualizar el PET, sin perjuicio de la responsabilidad que les asigna el Reglamento de Libre Acceso al Sistema de Transmisión. No todas las empresas respondieron a dicha solicitud y muchas de ellas lo hicieron en forma atrasada e incompleta.

Con relación a la información proporcionada por las Empresas Eléctricas Distribuidoras es necesario destacar:

- 1) Tanto las Empresas Distribuidoras como CELEC S.A. - TRANSELECTRIC presentan sus respectivos planes de expansión al CONELEC en el mes de marzo de cada año.
- 2) Bajo estas circunstancias, al solicitar TRANSELECTRIC en los primeros meses del año que decurre el plan de expansión y la información pertinente, las Empresas

Distribuidoras entregan a TRANSELECTRIC el plan de expansión que fue presentado al CONELEC en el año inmediato anterior.

- 3) En consecuencia, el Plan de Expansión que presenta CELEC S.A. - TRANSELECTRIC está basado en información de las Empresas Distribuidoras con un desfase de un año en atraso, situación que provoca descoordinación en la definición de determinadas obras, especialmente con aquellas empresas que tienen más de un punto de conexión con el SNT como ocurre con la Empresa Eléctrica Quito, Ambato, CATEG-D, CNEL-Manabí, EMELNORTE, entre otras.
- 4) Con los antecedentes expuestos, urge analizar las debidas reformas a la normativa del sector con el fin de lograr la coordinación necesaria entre los agentes, además se debe concienciar a las empresas distribuidoras para que entreguen la información para que sus necesidades se vean reflejadas en el Plan de Expansión que se elabora cada año.

Adicionalmente, es necesario señalar que algunas Empresas Distribuidoras tienen interpretaciones diversas de la normativa vigente en cuanto a responsabilidades en el desarrollo de puntos de conexión al Sistema Nacional de Transmisión.

En particular, es preocupación de CELEC S.A. – TRANSELECTRIC el disponer de una normativa ó regulación que defina cuando una instalación debe ser desarrollada como parte del Plan de Expansión de Transmisión ó como parte de los sistemas de subtransmisión de las Empresas Distribuidoras.

7. LIBRE ACCESO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El 2 de julio de 2001 se promulgó el “Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución”.

El artículo 17 del Reglamento mencionado establece: “El usuario es responsable de solicitar, en forma oportuna al transmisor, las expansiones o adecuaciones del SNT que sean necesarias para mejorar su vinculación con el MEM, en los términos del presente reglamento, a fin de que se incorporen, si cumple con los requisitos señalados en la Sección Tercera del Capítulo II de este reglamento, en el Plan de Expansión preparado por el transmisor y aprobado por el CONELEC. En caso contrario el solicitante podrá ejecutar las obras requeridas, a su costo, de acuerdo con el artículo 35 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico”.

En el Artículo 36, se señala: “Para efectos de considerar o no el requerimiento de expansión solicitado, dentro del Plan de Expansión del SNT, el agente deberá demostrar la conveniencia de desarrollar las obras dentro del plazo de cinco (5) años contados desde la fecha de su solicitud, atendiendo a lo indicado en el artículo inmediato siguiente y presentar los estudios técnicos y económicos que permitan evaluar su conveniencia y necesidad”.

El Artículo 37, especifica: “En los términos del artículo inmediato anterior, el transmisor, con la asistencia del CENACE, evaluará la inclusión de las obras

solicitadas en el Plan de Expansión tomando como criterio que el valor presente del total de costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema eléctrico en su conjunto, con todas las modificaciones que se deriven de la expansión solicitada, resulte inferior o igual al valor presente del costo total de operación y mantenimiento de dicho sistema sin tal expansión, incluyendo dentro de los costos de operación mencionados precedentemente el valor de la energía no suministrada al MEM. La aplicación de este criterio se hará tomando como costo de inversión, operación y mantenimiento de la expansión el previsto para obras similares en el Plan de Expansión aprobado”

En los estudios eléctricos efectuados para determinar el equipamiento requerido por el Sistema de Transmisión se ha utilizado un esquema de transmisión asociado a los proyectos de generación futuros.

8. COORDINACIÓN CON EL CENACE

El CENACE, por medio del correo electrónico entregó a TRANSELECTRIC varios despachos energéticos de las unidades de generación participantes en el MEM para el período 2009-2020, los mismos que fueron tomados como base para considerar los despachos de las unidades de generación para el período de estudio y que sirvieron como referencia para proyectar los años 2010 al 2020.

Adicionalmente, de la página Web del CENACE se obtuvo información de los Costos Variables de generación vigentes para el mes de febrero de 2009.

9. SITUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN: AÑO 2009

La topología del Sistema Nacional de Transmisión a julio del 2009, se indica en el Gráfico No. 1. Además, en los Cuadros Nos. 1 y 2, se presentan las características principales de las subestaciones y líneas de transmisión, respectivamente, que conforman el SNT a la presente fecha.

Las obras de transmisión que hasta finales del año 2009 entrarán en operación, son las siguientes:

- Subestación Salitral.

Ampliación de la barra de 69 kV, mediante la instalación de equipamiento GIS (en SF6), para brindar mayor seguridad y confiabilidad a los diferentes Agentes conectados en la subestación Salitral. Este proyecto entrará en operación en el mes de agosto del presente año.

- Subestación Pascuales.

Uno de los bancos de autotransformadores 230/138 kV de la subestación Pascuales utiliza una de las bahías correspondiente a la línea de transmisión Pascuales-Trinitaria

de 230 kV. TRANSELECTRIC tiene previsto instalar la bahía de transformador correspondiente para liberar la bahía de línea y reintegrarla a su función específica.

Estos trabajos se están ejecutando conjuntamente con el proceso de modernización de la subestación Pascuales, y se tiene programada su entrada en operación para el cuarto trimestre del 2009.

- Subestación Esmeraldas.

La ampliación de la capacidad de transformación, mediante la instalación de un segundo autotransformador trifásico, 45/60/75 MVA, 138/69 kV, con ULTC, y las correspondientes bahías de alta y baja tensión, está prevista para el cuarto trimestre de este año. El autotransformador se encuentra ubicado en la subestación y se inició el proceso para la contratación de las obras civiles para la construcción de las bases y para el montaje electromecánico respectivo.

- Subestación Santa Elena.

Para la ampliación de la capacidad de transformación de esta subestación, se encuentra en sitio un autotransformador trifásico, 40/53/66 MVA, 138/69 kV, con ULTC, así como las correspondientes bahías de alta y baja tensión. Se estima concluir con la instalación de este equipamiento en el cuarto trimestre de este año.

- Modernización de Subestaciones.

La Regulación CONELEC 003/08 tiene implicaciones directas en el equipamiento de protecciones, control y medición, por lo que es necesario acelerar un plan de modernización de las subestaciones del SNT, muchas de las cuales sobrepasan los 20 y 25 años de operación.

Durante el tercer y cuarto trimestre del 2009 se concluirá con la modernización de las subestaciones Salitral y Santa Rosa, respectivamente.

- Interconexión con Colombia, elementos de compensación.

Como parte del proyecto de la segunda interconexión de 230 kV entre las subestaciones Pomasqui y Jamondino de Ecuador y Colombia, respectivamente, que ingresó en operación en el mes de noviembre del año 2008, contempla la instalación de un banco de capacitores 3x27 Mvar en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa, así como la instalación de un reactor de 25 Mvar en la subestación Pomasqui a este mismo nivel de voltaje.

Al momento se cuenta con el equipamiento necesario y se está realizando el respectivo montaje electromecánico, con lo cual, se prevé la entrada en operación de estos elementos de compensación para el tercer trimestre de 2009.

- Sistema de Registros de Eventos.

El cuarto trimestre del 2009, con la instalación del sistema de registros de eventos y perturbaciones en la subestación Santa Rosa, se concluirá el proceso de implementación de este sistema en el SNT. Cabe señalar que las nuevas subestaciones que formarán parte del SNT, tienen incorporados estos sistemas de registros de eventos, lo que permitirá mejorar los índices de disponibilidad de sus instalaciones.

- Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo.

Como parte de este sistema de transmisión, que permitirá mejorar las condiciones de calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica a la provincia de Manabí, está previsto para el cuarto trimestre del 2009, el ingreso en operación de la línea de transmisión Quevedo-Portoviejo (San Gregorio), 230 kV, 110 km, doble circuito, con montaje inicial de uno y la S/E San Gregorio 230/138 kV, 225 MVA de capacidad.

A la presente fecha, se cuenta con todo el equipamiento requerido para la ejecución de estas obras y se inició la construcción de las obras civiles tanto de la línea de transmisión, como de la subestación San Gregorio. De manera similar, se cuenta con el equipamiento para la ampliación de la bahía de 230 kV en la subestación Quevedo.

Cabe señalar que están en ejecución los trabajos de ampliación de una bahía de 138 kV en la S/E Portoviejo, lo cual posibilitará la energización, a su voltaje de diseño (138 kV), la línea Portoviejo-Manta, de propiedad de CNEL-Manabí, que se concluirán el tercer trimestre del 2009.

De acuerdo con los análisis realizados, hasta que el SNT cuente con la operación de la S/E Montecristi 138/69 kV de 100 MVA de capacidad, para mejorar los perfiles de voltaje en esta zona, TRANSELECTRIC en el tercer trimestre de este año, realizará la instalación provisional de un banco de capacitores de 12 Mvar en la S/E Portoviejo, los cuales son parte del equipamiento de la Subestación Nueva Prosperina; y, la reubicación de la S/E Móvil 138/69 kV, junto a la subestación Manta 2 de CNEL-Manabí, la misma que será alimentada con la línea de transmisión Portoviejo-Manta energizada a 138 kV.

- Subestación Esmeraldas, compensación capacitiva.

Durante el cuarto trimestre del año 2009, se concluirá con la instalación de los dos bancos de capacitores de 12 Mvar cada uno, para lo cual, se cuenta con el equipamiento requerido.

- Sistema de Transmisión Nororiente – Subestación Baños.

Con la finalidad de normalizar el segundo circuito de la línea de transmisión Totoras-Agoyán de 138 kV, y evitar la salida de las centrales de generación Agoyán y San Francisco, ante la salida de este único enlace entre estas subestaciones, que además provocaría la pérdida del aporte energético del sistema colombiano, con el consecuente impacto al SNI, TRANSELECTRIC está construyendo la subestación Baños 138/69 kV, cuyo patio de maniobras de 138 kV está previsto entrar en operación en el último trimestre del año 2009.

A la presente fecha se están ejecutando las obras civiles de la subestación y está en proceso de contratación del montaje electromecánico.

- Línea de Transmisión Trinitaria – Salitral.

Para el cuarto trimestre de 2009, TRANSELECTRIC dispondrá de la línea de transmisión Trinitaria–Salitral, 138 kV, doble circuito, 12 km, con la operación inicial de un solo interruptor (bahía de línea de 138 kV) tanto en Salitral como en Trinitaria.

El retraso de la puesta en operación de esta línea, se debe a dificultades del uso de la vía perimetral para su trazado, que involucró el retiro de la iluminación del parterre central hacia los costados de la vía, trabajos que los realizó el Municipio de Guayaquil a costo de TRANSELECTRIC.

Además, mientras no se libere las bahías de 230 y 138 kV en la subestación Trinitaria, utilizadas por TERMOGUAYAS e INTERVISA, respectivamente, esta obra no será aprovechada adecuadamente.

- Subestación Nueva Prosperina.

Con la finalidad de poder disponer de un nuevo punto de alimentación para la ciudad de Guayaquil, se encuentra en construcción esta subestación de 230/69 kV, 225 MVA de capacidad, junto a la avenida Perimetral, y uno de los dos tramos de 2 km, para la derivación de la línea Pascuales-Trinitaria de 230 kV, que permitirá alimentar a ésta subestación.

Este proyecto inicialmente contemplaba la instalación de dos bancos de capacitores de 12 Mvar cada uno. Sin embargo, debido a las condiciones críticas de voltaje registradas en la zona de Portoviejo y Manta, y de acuerdo con las reuniones mantenidas con el CENACE, CONELEC y CNEL-Manabí se decidió llevar uno de estos bancos de capacitores a la subestación Portoviejo de TRANSELECTRIC, los cuales se instalarán en el tercer trimestre del año 2009.

A la presente fecha se encuentra culminados los trabajos de obras civiles y está por iniciarse el montaje electromecánico y se espera su entrada en operación para el cuarto trimestre del año 2009.

De acuerdo con la información de demanda suministrada por el CONELEC, para el año 2011, se prevé la instalación de un complejo siderúrgico en la zona de Posorja, con una carga del orden de 184 MW. De los análisis preliminares realizados, el punto de conexión para esta carga sería la barra de 230 kV de la subestación Nueva Prosperina, para lo cual se requerirá una línea de transmisión de 230 kV, doble circuito, de 80 km de longitud aproximadamente, con la ampliación de las bahías en la subestación Nueva Prosperina. Estos trabajos y la gestión para la conexión al SNT, serán de responsabilidad de la empresa promotora del proyecto.

- Sistema de Transmisión Trinitaria – Las Esclusas.

Con la finalidad de evacuar, en las mejores condiciones técnicas y económicas, la generación que está siendo instalada en el proyecto hidroeléctrico Mazar, así como aquella correspondiente a la segunda y tercera etapa de Machala Power, y la generación de los proyectos hidroeléctricos Minas y La Unión, se observa la necesidad de disponer de una nueva vía de inyección de energía de bajo costo hacia la principal carga del país, determinándose que la mejor opción para conseguir aquello, es mediante la construcción de una línea de transmisión entre Milagro, Las Esclusas y Trinitaria, con lo cual se evitará posibles colapsos del SNI ante fallas en cualquiera de las líneas Milagro-Pascuales y Milagro-Dos Cerritos-Pascuales.

La ejecución de este proyecto de transmisión se ha dividido en dos etapas: línea Trinitaria-Las Esclusas; y, subestación Las Esclusas y línea Las Esclusas-Milagro.

Con la finalidad de disponer de un adecuado centro de generación en el sur de Guayaquil, la Alcaldía de dicha ciudad dispuso que las barcazas de TERMOGUAYAS (Keppel) de 150 MW, de Intervisa Trade de 105 MW y, de Ulysseas de 55 MW, se ubiquen en el sector de Las Esclusas, las cuales se conectarán al SNT a nivel de 230 y 138 kV. La generación de TERMOGUAYAS se encuentra operando desde el mes de diciembre del 2006, para lo cual este agente construyó una línea de 230 kV, doble circuito, de 7.5 km de longitud, montaje inicial de uno, conectándose temporalmente en forma radial a la subestación Trinitaria en la bahía correspondiente a uno de los circuitos de la línea Trinitaria-Pascuales de 230 kV.

Actualmente, se han concluido las negociaciones entre CELEC S.A. -TRANSELECTRIC y TERMOGUAYAS, para la adquisición de este tramo de línea, que formará parte del sistema de transmisión Trinitaria-Milagro, obra que fuera aprobada por el CONELEC en el Plan de Expansión vigente. Como parte de este acuerdo TERMOGUAYAS realizará el montaje del segundo circuito en la línea Trinitaria-Las Esclusas de 230 kV, mientras que la ampliación de dos bahías de 230 kV en la subestación Trinitaria será construida por CELEC S.A.-TRANSELECTRIC.

La fecha estimada de entrada en operación del segundo circuito es el cuarto trimestre del año 2009.

- Línea de Transmisión Totoras – Ambato (repotenciación).

De los estudios eléctricos realizados se determinó la necesidad de repotenciar esta línea, para evitar sobrecargas en la misma, lo que afectaría a la vida útil del conductor y pondría en riesgo al sistema. Esta obra se culminará en el cuarto trimestre del 2009.

- Sistema de Transmisión Las Esclusas – Caraguay.

La ciudad de Guayaquil requiere de un nuevo punto de abastecimiento de energía eléctrica desde el SNI, desde el cual se pueda atender el crecimiento de la demanda de la zona centro y sur de la ciudad,

Para cubrir esta necesidad, está en construcción este sistema, que consta de una línea de transmisión de 6 km a 138 kV, doble circuito y de la subestación Caraguay 138/69 kV de 225 MVA, sistema que entrará en operación a finales del año 2009

10. PLAN DE EQUIPAMIENTO

Sobre la base de los resultados de los estudios eléctricos realizados se determina el correspondiente plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión para el periodo 2010-2020.

Con la finalidad de cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos referidos en el presente Plan de Expansión, para garantizar el abastecimiento del crecimiento de la demanda de energía eléctrica del SNI, es indispensable que TRANSELECTRIC disponga de los recursos económicos oportunos y necesarios para la ejecución de las obras, de acuerdo con el presupuesto señalado en el Cuadro No. 6.

En el Cuadro No. 7 se presentan los flujos de caja de las inversiones para el período 2009-2013, que se requieren para cumplir con el plan de equipamiento propuesto en el presente Plan de Expansión; y, en el Cuadro No. 8 se presentan la evaluación del impacto económico que se produciría en el S.N.I. ante la no ejecución de los proyectos de expansión del Sistema Nacional de Transmisión.

Los costos de los equipos de subestaciones han sido revisados en función de las ofertas recibidas por TRANSELECTRIC en los diferentes concursos para suministro de equipos; y, en el caso de las nuevas instalaciones de 500 kV, se utiliza información extraída del Estudio "Determinación del Costo FOB de los Elementos Técnicos y el Factor de Instalación para Unidades Constructivas" realizado por H MV Ingenieros Ltda. para la CREG de Colombia en junio de 2006.

Considerando que para la mayoría de los equipamientos se utilizan precios unitarios uniformes, pueden existir discrepancias con ciertos costos de algunos equipamientos en los cuales se han identificado ciertas características particulares de las obras a desarrollar (obras civiles que requieren pilotaje, complementación de equipos, etc.). En los Cuadros Nos. 10, 11 y 12 constan los costos unitarios por bahía para subestaciones.

En el Cuadro No. 13, se presentan los costos de transformadores monofásicos y trifásicos, determinados en función de los costos obtenidos del Concurso de Suministro ST/5 realizado por TRANSELECTRIC y cuyo equipo se terminó de entregar en el mes de mayo del 2006.

En el Cuadro No. 14, se presenta un detalle de los costos de capacitores para diferentes capacidades y niveles de voltaje.

En el Cuadro No. 15, se presentan los costos de las líneas de transmisión, desglosados en costos propios de la línea y costos de las indemnizaciones previstas.

En el Cuadro No. 16, se presentan los costos para instalaciones de 500 kV, que fueron extraídos del Estudio "Determinación del Costo FOB de los Elementos Técnicos y el

Factor de Instalación para Unidades Constructivas" realizado por HVM Ingenieros Ltda. para la CREG de Colombia en junio de 2006.

10.1 Ampliación de Subestaciones

A continuación se presentan las subestaciones del SNT que requieren ampliación, básicamente de su capacidad de transformación, con la finalidad de cubrir los requerimientos derivados del crecimiento de la demanda.

10.1.1 Subestación Cuenca, ampliación.

Con la finalidad de dotar de un punto de conexión directa de la Empresa Eléctrica Azogues S.A. a las instalaciones del SNT, se tiene previsto la implementación de una bahía de línea de 69 kV en la subestación Cuenca, para el cuarto trimestre del año 2010.

10.1.2 Subestación Babahoyo.

Para atender el crecimiento de la demanda de esta zona del país, se requiere la instalación de un segundo autotransformador trifásico, 40/53/66 MVA, 138/69 kV, con ULTC. Actualmente en esta subestación se dispone de una sola bahía, tanto en 138 kV como en 69 kV, por lo que se hace necesario adquirir bahías adicionales de transformador y transferencia para los dos niveles de voltaje y con ello completar los esquemas de barra principal y transferencia. Adicionalmente se requiere la implementación de al menos una bahía adicional de línea de 69 kV. Entrada en operación, tercer trimestre del año 2010.

10.1.3 Subestación Santo Domingo.

Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos, 3x33/44/55 MVA, 230/138 kV, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, obra que permitirá atender el crecimiento de la demanda de Santo Domingo y Esmeraldas, cubriendo especialmente las necesidades de estas dos zonas del país, cuando se encuentra fuera de operación la Central Térmica Esmeraldas. Fecha de entrada en operación, tercer trimestre del año 2010.

10.1.4 Subestación Esmeraldas, Sala de Control.

Esta obra permite independizar de la Central Térmica Esmeraldas, la operación de los tableros de control y protección de la subestación de TRANSELECTRIC. La ejecución de la misma se ha postergado, en principio debido a una política del Directorio anterior, de no permitir realizar inversiones en terrenos que no sean de propiedad de la compañía, situación que ha sido superada con la conformación de CELEC S.A. Adicionalmente, la postergación también se debe a un rediseño que se realizó sobre la ampliación de esta subestación ante la posibilidad de la instalación de nueva generación por parte de TERMOESMERALDAS.

Actualmente se cuenta con los equipos y diseños de la nueva sala de control, y está en proceso la contratación de las obras civiles, por lo que se estima concluir este proyecto en el tercer trimestre del 2010,

10.1.5 Subestación Chone.

Instalación de un autotransformador trifásico, 60/80/100 MVA, 138/69 kV, con ULTC, en reemplazo del actual transformador de 60 MVA. Esta ampliación de la capacidad de transformación, permitirá satisfacer el crecimiento de los requerimientos energéticos de la zona norte de la provincia de Manabí. Su operación está prevista para el segundo semestre del año 2010.

Este autotransformador trifásico de 138/69 kV de 60 MVA de capacidad instalado actualmente en la subestación Chone, será reubicado en la nueva subestación Quinindé que será construida por TRANSELECTRIC, con la finalidad de optimizar la capacidad de transformación del SNT.

10.1.6 Subestación Pomasqui.

Instalación de un segundo transformador trifásico, 180/240/300 MVA, 230/138 kV, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. Por flujos de potencia se requiere ampliar su capacidad para el año 2010, para atender el crecimiento de la demanda de la zona norte del país (E.E. Quito y EMELNORTE), puesto que se alcanzaría el 80% de la capacidad nominal del transformador existente, criterio utilizado por TRANSELECTRIC para la ampliación de la capacidad de transformación en las subestaciones del SNT.

Sin embargo, debido a la falta de recursos para la ejecución de varios proyectos de expansión, la Corporación ha visto la necesidad de priorizar y buscar fuentes de financiamiento externas para la ejecución de estos proyectos, por tal motivo, se ha reprogramado la entrada en operación de este nuevo equipamiento para el segundo semestre del año 2011.

10.1.7 Subestación Santo Domingo.

Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos, 3x20/26/33 MVA, 138/69 kV, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, obra que permitirá atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Santo Domingo a nivel de 69 kV. La fecha de entrada en operación se adelanta dos años con respecto a lo programado en el Plan de Expansión vigente, debido a un crecimiento mayor de la demanda, programándose su operación para el primer trimestre del año 2011.

10.1.8 Subestación Mulaló.

Del análisis realizado de las cargas de la Empresa Eléctrica Cotopaxi que son atendidas a través de las subestaciones Ambato y Mulaló, se observa que cada año varía su distribución de demanda, provocando una inestabilidad en la programación de la ampliación de capacidad de transformación de estas dos

subestaciones del SNT. En el presente estudio, la demanda para estas subestaciones disminuyó con respecto a la demanda utilizada en el Plan de Expansión anterior, por tal motivo se reprograma la entrada en operación de un segundo autotransformador trifásico, 40/53/66 MVA, 138/69 kV, con ULTC con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. para el segundo semestre del año 2011.

La subestación Mulaló cuenta actualmente con una sola bahía de 69 kV, por lo que se requiere adquirir una bahía adicional de transformador y la de transferencia para completar el esquema de barra principal y transferencia. Adicionalmente, se debe implementar al menos una bahía adicional de línea de 69 kV.

10.1.9 Subestación Las Esclusas.

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del sur de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación Trinitaria, de acuerdo con la actualización de la demanda entregada por la CATEG, para el año 2014, será necesario contar con un nuevo punto de entrega desde del SNT, por lo que, luego del análisis de la distribución de la demanda futura de la CATEG, se ha programado la instalación de un banco de transformadores de 100/133/167 MVA, de 230/69 kV, en la subestación Las Esclusas, así como la ampliación de una bahía de 230 kV y la implementación del patio de 69 kV, con al menos tres salidas de línea de 69 kV. Esta obra permitirá que la subestación Caraguay libere recursos de transformación, los mismos que se utilizarían para atender mayores requerimientos de la carga del centro de la ciudad de Guayaquil.

10.1.10 Subestación Ambato.

Instalación de un segundo autotransformador trifásico, 33/44 MVA, 138/69 kV, con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. Por capacidad se requiere ampliar la transformación para el año 2012, fecha que ha venido cambiándose en los últimos años debido al comportamiento variante de la distribución de la demanda de la Empresa Eléctrica Cotopaxi que es abastecida desde la subestación Ambato. Esta obra permitirá atender el crecimiento de la demanda de las Empresas Eléctricas Ambato y Cotopaxi.

10.1.11 Subestación San Gregorio de Portoviejo.

Instalación de un autotransformador trifásico 100/133/167 MVA, 230/69 kV, con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y el patio de 69 kV, obra que además permitirá atender el crecimiento de la demanda de la parte central y sur de la provincia de Manabí, que de acuerdo con los análisis de flujos de potencia se la requiere para el año 2012. Su ubicación y su relación de transformación podrían variar dependiendo de estudios específicos que deberán efectuarse de este sistema regional conjuntamente con la Distribuidora.

10.1.12 Subestación Posorja.

De los análisis realizados se determinó que se debe incrementar la capacidad de transformación en Posorja mediante la instalación de un segundo transformador trifásico de 20/27/33 MVA, 138/69 kV, con las correspondientes bahías de alta (incluidas dos bahías de transformación y transferencia para completar el esquema de barras principal y transferencia) y una bahía de baja tensión, para cubrir el incremento de la demanda. Fecha de entrada en operación, año 2014, la misma que podrá ser adelantada si se desarrolla el puerto de aguas profundas en dicho sector del país.

10.1.13 Subestación Loja.

Instalación de un autotransformador trifásico, 40/53/66 MVA, 138/69 kV, con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. Esta ampliación de la capacidad de transformación, permitirá satisfacer el crecimiento de los requerimientos energéticos de la zona sur del país. Su operación está prevista para finales del año 2016.

10.2 Reserva para Subestaciones (Regulación CONELEC 003/008)

En el mes de enero del año 2008, entró en vigencia la Regulación CONELEC 003/08, actualizando la anterior Regulación CONELEC 002/006 referente a “CALIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA Y DEL SERVICIO DE CONEXIÓN EN EL SNT”, en la cual se establecen una serie de obligaciones y responsabilidades del transmisor para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, así como con lo establecido en los Procedimientos de Despacho y Operación.

Con la finalidad de cumplir con las exigencias de esta regulación, se vuelve indispensable el equipamiento de las segundas unidades ó bancos de transformación en las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión, actividad que es difícil realizarla en poco tiempo, por lo que TRANSELECTRIC, en la versión preliminar del Plan de Expansión, que fue presentado en el mes de mayo del 2006, propuso un plan de implementación para ejecutarlo en los próximos cinco años, en dieciocho subestaciones del SNT. Varias de esas ampliaciones consistían simplemente en adelantar su implementación, pues de todas maneras debían entrar en operación en años posteriores por el crecimiento de la demanda.

En las reuniones de trabajo realizadas como parte de la revisión del referido plan, el CONELEC consideró que por el elevado monto del presupuesto de las inversiones para los próximos 10 años y por otros criterios relacionados con la regulación sobre la calidad del servicio se debía reducir al mínimo necesario el equipamiento propuesto, con transformadores ubicados estratégicamente, para que puedan atender eventuales emergencias en el SNT, pero manteniéndose el riesgo de dejar sin servicio, durante algunos días, a zonas del país donde ocurriese algún evento en los equipos de transformación, mientras se moviliza

uno de los transformadores trifásicos que se detallan mas adelante o se moviliza la subestación móvil y/o el transformador móvil que está programado adquirirse para el año próximo. El costo de la energía no servida, que podría presentarse por este cambio en el equipamiento originalmente propuesto por TRANSELECTRIC, no debería ser atribuible al transmisor, pero el CONELEC en la resolución de aprobación del Plan de Expansión 2007-2016 no aceptó esta propuesta de que ese costo no sea atribuible al transmisor.

En la presente versión del Plan se mantiene el equipamiento de reserva que fuera aprobado por el CONELEC el año 2007, pues si el organismo regulador mantiene su posición de no aprobar la instalación de transformadores por seguridad del suministro debido al alto monto de inversión para los próximos once años, TRANSELECTRIC insiste que el costo de la energía no suministrada no debería ser imputable al transmisor.

Sin embargo, para las próximas versiones del plan de expansión se incluirá una nueva propuesta de equipamiento de transformación de reserva para cumplir con los requerimientos de confiabilidad aplicando el criterio de operación n-1 en transformación.

Debido a la falta de recursos económicos para la ejecución de varios proyectos de expansión, TRANSELECTRIC ha visto la necesidad de reprogramar la entrada en operación del equipamiento que se presenta a continuación:

10.2.1 Transformador móvil, trifásico de 60/80 MVA, 138/69 kV. Se elimina el nivel de 46 kV, por cuanto el transformador 138/46 kV de la subestación Vicentina, conjuntamente con la actual subestación móvil, servirá para atender emergencias en el sistema de la E. E. Quito. Fecha de disponibilidad para operación, segundo trimestre del año 2010.

10.2.2 S/E Pascuales, un transformador monofásico 75/100/125 MVA, 230/138 kV, como reserva de las seis unidades actuales en operación. Fecha de entrada en operación, segundo semestre del año 2010.

10.2.3 Subestación Nueva Prosperina.

Instalación de un transformador trifásico, 135/180/225 MVA, 230/69 kV, con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. Este transformador servirá también de reserva del transformador de Pascuales 138/69 kV, pues en el caso de una emergencia podría ser desmontado y reubicado en la referida subestación y conectarse temporalmente a una bahía de 230 kV. Adicionalmente, este transformador podría servir como reserva para los casos en que fallaran las unidades de transformación de las subestaciones Sinincay, Dos Cerritos, Milagro, Riobamba, etc. Fecha de entrada en operación, finales del año 2011.

10.2.4 Subestación El Inga (Pifo).

Instalación de un transformador trifásico, 135/180/225 MVA, 230/138 kV, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. Este transformador podría servir como reserva para los casos en que fallaran las unidades de transformación de las subestaciones Milagro, Trinitaria, Las Esclusas, San Gregorio, etc. Fecha de entrada en operación, año 2012.

10.2.5 Bahías de emergencia y/o reserva del SNT.

Con la finalidad de facilitar la conexión de nueva generación que requiera el país en forma emergente (conexión de barcazas, etc.), es necesario contar con un stock de bahías a nivel de 230, 138 y 69 kV, que permitirán reducir los tiempos de ingreso de dicha generación. Adicionalmente, este equipo servirá para cubrir eventuales emergencias en el SNT y/o retrasos en el suministro de estos elementos en proyectos que podrían postergar su fecha de entrada en operación, con el consiguiente sobrecosto operativo para el sistema eléctrico ecuatoriano. Fecha de adquisición de estos equipos, segundo trimestre del 2011.

10.3 Modernización de Subestaciones y Medición de Calidad del Servicio

La Regulación CONELEC 003/08 tiene implicaciones directas en el equipamiento de protecciones, control y medición, por lo que es necesario acelerar un plan de modernización de las subestaciones del SNT, muchas de las cuales sobrepasan los 20 y 25 años de operación. El equipamiento asociado a todo este proceso de modernización, es el siguiente:

- Reemplazo de equipo primario como TC's, TP's y eventualmente interruptores.
- Reemplazo de los sistemas de protección de relés electromecánicos y estáticos a digitales IED's, estableciendo un sistema de gestión de protecciones.
- Reemplazo del sistema de control manual electromecánico con switches a un sistema de control distribuido e integrado al COT/CENACE con protocolos de comunicación.
- Adquisición de registradores de falla y eventos, integración a las subestaciones y manejo de información a través de un sistema de gestión de registradores automáticos de perturbaciones (RAPS).
- Adquisición de sistemas de medición con registro de magnitudes, de acuerdo con las especificaciones establecidas en la Regulación 002/06 y establecimiento de un sistema de gestión de medición.
- Integración de nuevos SOE (estampado del tiempo) a la base de datos del CENACE y TRANSELECTRIC, a través de protocolo IEC-60870-5-101.

Sobre la base de los acuerdos alcanzados con el CONELEC durante las sesiones de revisión de los dos últimos planes de expansión aprobados, únicamente se consideró la modernización de aquellas subestaciones que

TRANSELECTRIC había iniciado los respectivos procesos de adquisición de equipos, entre las que se encontraban las subestaciones Ibarra, Pascuales, Milagro, Esmeraldas, Santa Rosa y Salitral, las cuales se tenía previsto culminar su modernización hasta finales del año 2007. Sin embargo, debido a dificultades en los procesos de implantación no fue factible cumplir con la fecha antes indicada.

Durante el segundo trimestre del 2010 se concluirá la modernización de las subestaciones Pascuales, Esmeraldas e Ibarra.

10.4 Sistema de Registro de Eventos

Para completar el plan originalmente establecido de instalación de Registradores Automáticos de Perturbaciones en subestaciones claves del SNT, se continuará con este equipamiento en la subestación Pascuales, en forma paralela con la modernización de esta subestación, para que ingrese en operación en el transcurso del segundo trimestre del año 2010.

10.5 Sistema de Transmisión Milagro – Machala, 230 kV

Como parte de las perspectivas de generación en la zona de influencia de este sistema de transmisión, en el Plan de Expansión de Transmisión 2004-2013, se consideró que:

- a) *Termopichincha trasladará las tres unidades de generación, actualmente en operación en Santa Rosa, hasta una localidad cercana a la población de Arenillas, para generara energía eléctrica utilizando gas natural procedente del norte del Perú. Potencia a instalarse 72 MW. Fecha de entrada en operación: octubre de 2005.*
- b) *Intervisa Trade S. A. trasladará la central de generación de 104 MW, actualmente conectada a la subestación Trinitaria, a una localidad cercana a las instalaciones en las que se ubicará Termopichincha, igualmente para producir con gas natural de la misma procedencia. Fecha estimada de entrada en operación: octubre de 2005.*
- c) *Machala Power incrementará en 94 MW su capacidad instalada. La central se conectará a 230 kV en la subestación San Idelfonso. Fecha estimada de entrada en operación: octubre de 2006.*

Las dos primeras han solicitado la inclusión en el Plan de Expansión de Transmisión las obras requeridas para evacuar la potencia producida desde Arenillas hasta el SNI (Termopichincha con Oficio PE-196 del 14 de septiembre de 2004 e Intervisa con Oficio No. INT-399/04 del 14 de septiembre de 2004).

Las fechas mencionadas para la entrada en operación de la referida generación, han sido postergadas varias veces, siendo en la actualidad algo muy incierto.

El CONELEC en su plan de generación contempla la instalación de los proyectos hidroeléctricos La Unión de 80 MW previsto para el año 2013 y Minas de 273 MW para el año 2014, en la provincia de El Oro, así como también indica que la tercera unidad de 95 MW de Machala Power entrará en operación en el primer semestre del 2010 y la cuarta unidad de 85 MW en el año 2011, por lo que se requiere un sistema de transmisión que permita evacuar dicha generación. De los estudios efectuados inicialmente por TRANSELECTRIC, la mejor alternativa para su evacuación consiste de una línea de transmisión desde Machala hacia la subestación Trinitaria en una primera etapa y, hacia Milagro en una segunda etapa, en función de que se concrete la generación en Arenillas y de su capacidad a instalarse, mediante líneas a 230 kV, doble circuito, además del sistema de transmisión requerido desde Arenillas hasta Machala.

La última información suministrada por parte de BPZ Energy, empresa que proveería de gas natural desde Perú, indicaba que en el mes de septiembre del año 2006 se debió culminar la perforación del primer pozo de exploración, que permitiría comprobar la existencia de las suficientes reservas de gas natural, pero hasta la presente fecha TRANSELECTRIC no tiene conocimiento sobre el avance de este proyecto de explotación del gas natural.

Por otro lado, el CONELEC ratifica en su información entregada a TRANSELECTRIC para la elaboración de este plan, que Machala Power entraría en operación con su tercera unidad de 95 MW en el año 2010, ratificando lo que esta empresa generadora informó a TRANSELECTRIC mediante una comunicación oficial, en la que señaló que no tenía certidumbre en cumplir con la fecha originalmente prevista para mediados del año 2008.

Por lo expuesto y considerando los eventos ocurridos en el mes de mayo del 2005 en la subestación Machala y en el mes de diciembre de 2006 en la subestación Milagro, se estima pertinente continuar con el proyecto a 230 kV entre Milagro y Machala en forma independiente de los requerimientos de los generadores, enfocándose la atención en el suministro de energía eléctrica a la provincia de El Oro y la eventual exportación de energía al Perú. Este proyecto de transmisión se complementará con la línea de transmisión Milagro-Las Esclusas-Trinitaria que se detalla más adelante. En tal virtud, el desarrollo propuesto de este sistema de transmisión, consiste en:

- Línea de transmisión Milagro-San Idelfonso-Machala, 230 kV, 135 km, dos conductores por fase, calibre 750 ACAR, en estructuras de doble circuito con el montaje inicial de un circuito.
- Ampliación de la subestación Milagro: una bahía de línea de 230 kV (obra que concluyó su ejecución a finales del año 2008).

- Ampliación de la subestación Machala: dos bahías de línea, una bahía de acoplamiento y una bahía de transformador, que permitirán completar el esquema de doble barra principal de 230 kV, obras que serán concluidas en el tercer trimestre del año 2009.

La fecha estimada de entrada en operación del primer circuito de la línea de transmisión, será el cuarto trimestre del año 2010, proyecto que ha sido reprogramado debido a la falta de asignación de recursos económicos, tal como se señaló anteriormente.

Respecto al avance de la línea de transmisión, se debe señalar que los suministros para la línea de transmisión se disponen en bodega y está en construcción las obras civiles, estando pendiente el montaje electromecánico de las estructuras por falta de financiamiento.

10.6 Sistema de Transmisión Cuenca – Loja, 138 kV (segundo circuito)

Hasta finales de año 2006, debido a los bajos niveles de voltaje que existía en la barra de 138 kV de la subestación Loja, entraba a operar generación forzada de carácter térmico, lo que fue temporalmente superado con la entrada en operación de 12 Mvar en capacitores.

Los capacitores constituyen una solución parcial, siendo necesario definir una solución a largo plazo, para lo cual se ha considerado el siguiente equipamiento:

- Montaje del segundo circuito de la línea de transmisión Cuenca–Loja, 138 kV, 135 km.
- Ampliación de la S/E Loja:

En la actualidad el patio de 138 kV de esta subestación está compuesto por las bahías de línea y de transferencia de 138 kV, no existiendo la bahía de transformador, esquema que es adecuado para la topología actual. Al añadir el segundo circuito, es necesario completar el esquema de barra principal y transferencia, para lo que se requiere:

- . Una bahía de línea de 138 kV.
- . Una bahía de transformador de 138 kV.

- Ampliación de la S/E Cuenca:

- . Una bahía de línea de 138 kV.

Fecha de estimada en operación será el segundo semestre del año 2010.

10.7 Sistema de Transmisión Quevedo – Portoviejo (San Gregorio), 230 kV

La línea de transmisión Quevedo – Daule Peripa – Portoviejo de 138 kV, doble circuito, conforme con los resultados de operación y a los estudios eléctricos efectuados, no cumple con las regulaciones vigentes al no ser posible mantener el voltaje en 0.90 pu en Portoviejo al producirse la salida de un circuito de la línea Daule Peripa–Portoviejo, 138 kV. Con la instalación de 2x12 Mvar en capacitores realizado en enero del año 2007, mejoraron las condiciones operativas pero no se eliminó el problema.

Aspecto importante constituye la fecha de energización, a su voltaje de diseño de 138 kV, de la línea de transmisión Portoviejo–Manta hoy operando a 69 kV y la construcción de la subestación Manta 138/69 kV, obra que en su momento, de acuerdo con el criterio del CONELEC, era responsabilidad de la distribuidora, pero que debido a su imperiosa necesidad de contar con esta instalación para dar operatividad al nuevo sistema de 230 kV entre Portoviejo y Quevedo, en el Plan de Expansión vigente se considera como parte integral de dicho sistema de transmisión.

El CONELEC recién el 6 de mayo de 2008 informa que ha sido aprobado el Plan de Transmisión, 2008-2017, plan en el que la construcción de la subestación Manta pasa a ser responsabilidad de TRANSELECTRIC, en tal virtud, se realizó un análisis de la ubicación más adecuada de la referida instalación, tomando en cuenta facilidades para la expansión de los sistemas de transmisión y subtransmisión, siendo el sitio más adecuado para construir la subestación, la zona de Montecristi, en un sector junto a la subestación de 69/13.8 kV de CNEL-Manabí.

Para la conexión de las subestaciones San Gregorio y Montecristi, se debe seccionar la línea Portoviejo-Manta de 138 kV, de 34 km de longitud, de propiedad de CNEL-Manabí, a 7 km y a 27 km de la subestación Portoviejo, respectivamente.

Para finales del año 2009, se tiene previsto el ingreso en operación de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Quevedo–Portoviejo (San Gregorio), 230 kV, 110 km, estructuras de doble circuito, con montaje inicial de un circuito.
- S/E San Gregorio:
 - . Un autotransformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
 - . Dos bahías de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.
- S/E Quevedo, ampliación de una bahía de línea de 230 kV.

- S/E Portoviejo (4 Esquinas), ampliación de una bahía de línea de 138 kV.

Adicionalmente, hasta que el SNT cuente con la operación del sistema Quevedo-San Gregorio, y con la finalidad de mejorar las condiciones de suministro de energía eléctrica en esta zona, TRANSELECTRIC de acuerdo con los compromisos de las reuniones mantenidas con delegados de CENACE, CONELEC y CNEL-Manabí, en el tercer trimestre del año 2009 instalará temporalmente un banco de capacitores de 12 Mvar en la subestación Portoviejo, que estaba inicialmente previsto a ser instalado en la subestación Nueva Prosperina. Por otro lado, hasta disponer de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA, se procederá con la reubicación de la S/E Móvil 138/69 kV, 32 MVA, desde la subestación 4 Esquinas (Portoviejo) hacia la subestación Manta 2 de CNEL-Manabí.

Para complementar este sistema de transmisión, las obras relacionadas con la subestación Montecristi y su alimentación desde la subestación San Gregorio, previstas para el segundo trimestre del año 2010, son las siguientes:

- S/E Montecristi (ex Manta):
 - . Un transformador trifásico 138/69 kV, 60/80/100 MVA.
 - . Una bahía de línea de 138 kV.
 - . Tres bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión 4 Esquinas (Portoviejo)-San Gregorio-Montecristi, 138 kV, 27 km, un circuito (adquirir un tramo de la línea de propiedad de CNEL-Manabí).
- Línea de transmisión de 138 kV, 7 km de longitud, en estructuras doble circuito, con montaje inicial de uno, desde la subestación Montecristi hasta el cruce con la línea Portoviejo – Manta de 138 kV, energizada actualmente a 69 kV.

En el proyecto de compensación capacitiva del numeral 10.10, se incluye la instalación de 12 Mvar de capacitores a nivel de 69 kV en la subestación Montecristi. Esta compensación estará conformada por el banco de capacitores de 12 Mvar, instalados temporalmente en la subestación 4 Esquinas (Portoviejo).

A la presente fecha se cuenta en bodegas las estructuras y conductores y, está en construcción las obras civiles y el montaje de la línea de transmisión. Respecto a la subestación San Gregorio, está en ejecución las obras civiles que corresponden a obras de urbanización y bases para los equipos. Cabe indicar que se cuenta en sitio con el suministro del equipo primario que incluye el transformador.

Cabe mencionar que debido al alto crecimiento de la demanda de Manta y por razones de requerimientos de voltaje, es necesario para el año 2012 realizar el montaje del segundo circuito de la línea Quevedo-San Gregorio a 230 kV, con la correspondiente ampliación de bahías en Quevedo y San Gregorio, en la última de las cuales se deberá completar el esquema de doble barra en 230 kV.

10.8 Sistema de Transmisión Paute (Zhoray) – Cuenca (Sinincay), 230 kV

De los análisis realizados en el plan de expansión vigente se encontró que la mejor solución para ampliar la capacidad de suministro de energía a la ciudad de Cuenca, es construir una subestación de seccionamiento en la localidad de Zhoray, cerca del proyecto Paute, con la cual se seccionará los dos circuitos de la línea de transmisión Paute–Milagro a 230 kV. Desde esta subestación saldrá una línea de transmisión a 230 kV hasta la nueva subestación en la ciudad de Cuenca (sector de Sinincay).

La construcción de la línea de transmisión a 230 kV, desde la subestación Zhoray hasta la nueva subestación Cuenca (Sinincay), en estructuras doble circuito con el montaje inicial de uno, de 52 km de longitud, fue concluida en el mes de febrero del 2009.

La subestación Zhoray está prácticamente concluida faltando únicamente la ejecución de las pruebas de los raps y tableros. Además, para la conexión del proyecto hidroeléctrico Mazar al SNT, se requiere la instalación de los transformadores de corriente, divisores capacitivos de potencial, así como de los pararrayos en cada una de las bahías de línea de 230 kV, que serán ocupadas por la central de generación. Este equipamiento está previsto instalarlo durante el primer trimestre del año 2010.

Este sistema de transmisión, que permitirá cubrir el crecimiento de la demanda de la zona austral del país, entrará en operación, una vez que se concluya la construcción de la subestación Sinincay 230/69 kV, 167 MVA, la cual está prevista para el primer trimestre del año 2010.

La construcción de la subestación Sinincay se retrasó, debido a problemas en el proceso de adjudicación de la segunda etapa de las obras civiles y definiciones del uso del suelo por parte del Municipio de Cuenca, situación que fue superada en el mes de abril del 2008.

10.9 Sistema de Transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 138 kV

Sobre la base de los análisis realizados con el CONELEC así como por la presencia de la derivación hacia Electroquil y la conexión de la generación de Generoca y la carga de la Cemento Nacional (Holcim) a la barra de 138 kV de Electroquil, se determinó que la mejor alternativa para la expansión del sistema de transmisión hacia Santa Elena es mediante la construcción de una línea de transmisión que partirá desde una subestación de seccionamiento que se

ubicará en un sector cercano al embalse Chongón de CEDEGE, a la altura del sitio donde se deriva la línea Pascuales-Posorja hacia Electroquil. El equipamiento requerido es el siguiente:

- Ampliación de la S/E Santa Elena:
 - . Una bahía de línea de 138 kV.
- S/E Lago de Chongón (seccionamiento):
 - . Siete bahías de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, diseñada para 230 kV, que operará inicialmente a 138 kV con un circuito, 81 km de longitud.

Debido a las dificultades encontradas en todos los proyectos de líneas de transmisión, referentes a los derechos de paso por varios sectores del país, problema que se agravará en el futuro, se programó que la línea Lago de Chongón-Santa Elena se diseñe y construya para 230 kV, línea que para el año 2019 se prevé conectarla a la subestación Nueva Prosperina a ese nivel de voltaje, pero que inicialmente operará energizada a 138 kV.

En virtud del crecimiento poblacional y las invasiones que se están presentando en la actualidad en los alrededores del sitio de la subestación Nueva Prosperina y a lo largo de la vía a la costa, a futuro será necesario implementar transformación para el suministro de energía a esta zona de Guayaquil. Debido al referido crecimiento poblacional e invasiones, se estima que a mediano plazo se agravará la consecución de los derechos de paso, por lo que se propuso que el CONELEC autorice la construcción de una línea corta de 230 kV, de aproximadamente 20 km de longitud, entre las subestaciones Nueva Prosperina y Lago de Chongón, que permanecería energizada en este último extremo hasta cuando sea necesario elevar el voltaje de la línea Lago de Chongón – Santa Elena a su nivel de diseño de 230 kV, situación que fue negada.

A la presente fecha, se tiene adquirido el terreno para la subestación Lago de Chongón y se encuentra en etapa de análisis el concurso de suministro del equipo primario. Se cuenta con el estudio de impacto ambiental preliminar aprobado de la subestación y de la línea de transmisión.

Debido a la falta de financiamiento, se ha reprogramado la entrada en operación de este sistema de transmisión, el mismo que está previsto para el cuarto trimestre del 2010.

10.10 Compensación Capacitiva

Los requerimientos de compensación capacitiva/reactiva han sido determinados considerando que las empresas distribuidoras, de conformidad

con la regulación vigente, cumplen con el factor de potencia de 0.96 en el punto de entrega para condiciones de demanda media y máxima, y que los niveles de voltaje en las barras del SNT cumplen con lo establecido en las disposiciones emitidas por el CONELEC y que constan en el numeral 5.1 de este documento.

En el Cuadro No. 7, para cada año del periodo analizado, se presentan la cantidad requerida de nuevos capacitores que deben ser instalados en el SNI, alcanzando la cantidad de 618 Mvar para los once años del periodo de estudio.

Se debe realizar un estudio de expansión del sistema Guayaquil a nivel de 138 y 230 kV, el cual permitirá definir alternativas de ubicación de compensación más adecuada para el sistema eléctrico de la CATEG-D. Con la finalidad de cubrir en parte el efecto de la eliminación de cierta compensación, se recomienda que las nuevas subestaciones Nueva Prosperina y Caraguay, inicien su operación incluyendo 24 Mvar de compensación capacitiva en cada una de ellas.

Sin embargo, como se mencionó en el numeral 10.7, para el tercer trimestre del año 2009, con el ingreso de la subestación Nueva Prosperina se contará solamente con la operación de un banco de capacitores de 12 Mvar, por tal razón, para completar la compensación total requerida, en el segundo trimestre del año 2010, es necesaria la instalación del segundo banco de capacitores de 12 Mvar.

La fecha de entrada en operación de la compensación capacitiva requerida anualmente, corresponde a los años que constan en el calendario de inversiones del Cuadro No. 6, compensación que debería entrar en operación durante el primer trimestre del respectivo año, previo al inicio del periodo hidrológico lluvioso del sistema eléctrico ecuatoriano. La compensación prevista para Esmeraldas y Nueva Prosperina, ingresarán en operación en el cuarto trimestre del año 2009.

A partir del año 2011 se observa un incremento importante de la compensación capacitiva a nivel de 138 kV y 69 kV, derivado del crecimiento de la demanda del SNI, especialmente de los principales centros de carga del país, como son Quito y Guayaquil; y, en el año 2014 debido al ingreso de los proyectos de generación hidroeléctricos, que desplazan la generación térmica, especialmente de aquella ubicada en la ciudad de Guayaquil.

10.11 Sistema de transmisión Santa Rosa - Pomasqui 230 kV, Segunda Línea

TRANSELECTRIC, CENACE e ISA de Colombia llevaron a cabo los estudios correspondientes a la factibilidad de una segunda línea de interconexión a 230 kV entre Colombia y Ecuador.

El informe correspondiente “Estudios Eléctricos Energéticos: Refuerzo Interconexión Colombia–Ecuador”, antes del 31 de marzo de 2004, de

conformidad con la regulación colombiana, fue entregado por ISA y TRANSELECTRIC a la Unidad de Planeamiento Minero Energético, UPME, de Colombia. El mismo documento, mediante Oficio No. PE-est-01255-04 del 12 abril del 2004, TRANSELECTRIC remitió copia al CONELEC.

Posteriormente el CENACE, mediante Oficio CENACE 1589 del 19 de mayo del 2004, remitió al CONELEC el documento “Resultados Estudios Refuerzo Interconexión Colombia–Ecuador”, “estudio efectuado para el período 2004 - 2012, considerando la entrada de este proyecto en enero de 2006. Se concluye que este proyecto es beneficioso para ambos países y contribuye a la consolidación del Mercado Eléctrico de la Región Andina”, cita textual del oficio referido.

La UPME de Colombia incluyó en su Plan 2004-2018, la ampliación de la Interconexión Colombia–Ecuador mediante un doble circuito Betania-Altamira-Mocoa-Pasto-Frontera con Ecuador a nivel de 230 kV y sus respectivos módulos de línea en las subestaciones Betania, Altamira, Mocoa y Pasto, compensación reactiva a nivel de 230 kV. Este Plan fue aprobado por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia mediante Resolución No. 18-1737 del 20 de diciembre de 2004.

Por su parte, TRANSELECTRIC incluyó en el Plan de Expansión 2004-2013, el Proyecto “Interconexión Ecuador–Colombia a 230 kV, Tercer Circuito” que fuera presentado y aprobado por el CONELEC mediante Resolución No. 269/04 del 16 de diciembre de 2004, en el cual se consideró la posibilidad de que la nueva línea de interconexión sea doble circuito a 230 kV, acorde con la expectativa de que la UPME aprobaría en ese sentido en Colombia.

Como parte del alcance de este proyecto en territorio ecuatoriano, conforme con los acuerdos, aprobaciones nacionales y con las recomendaciones de los estudios, consta la construcción de línea de transmisión Pomasqui–Frontera, 230 kV, 137 km, doble circuito, que actualmente está en operación.

Sin embargo, para completar la configuración definitiva del sistema de transmisión asociado, se requiere la ejecución de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Santa Rosa–Pomasqui, 230 kV, 65 km, doble circuito.
- Ampliación de subestación Pomasqui
 - . Cuatro bahías de línea de 230 kV (dos de ellas en operación).
 - . Reactor de 25 Mvar, 230 kV.
- Ampliación de subestación Santa Rosa
 - . Dos bahías de línea de 230 kV.
 - . Tres bancos de capacitores de 27 Mvar cada uno a nivel de 138 kV

El reactor y el banco de capacitores ingresarán en operación durante el tercer trimestre del año 2009, mientras que la línea de transmisión entre Pomasqui y Santa Rosa, con sus respectivas bahías de interrupción, han sido reprogramadas para entrar en operación durante el cuarto trimestre del año 2010.

TRANSELECTRIC ha estimado conveniente que el recorrido de la nueva línea Santa Rosa-Pomasqui se lo realice por la zona de los valles orientales de la ciudad de Quito, lo cual permitirá a futuro disponer de un nuevo punto de alimentación a la capital ecuatoriana, en las inmediaciones del sector de El Inga (Pifo).

La ejecución de estas obras permite que la nueva interconexión quede completamente operativa incrementando su capacidad de transferencia de 250 a 500 MW.

Por dificultades en la aprobación de los estudios de impacto ambiental definitivo, en los procesos de contratación y problemas en los permisos de paso, la línea Santa Rosa – Pomasqui II ha sido postergada su entrada en operación hasta la fecha anteriormente indicada, a lo cual se suma, la falta de financiamiento, tal como se señaló anteriormente.

10.12 Sistema de Transmisión Nororiente, 138 kV

La etapa final de este sistema de transmisión para mejorar las condiciones de suministro de energía eléctrica a la zona nororiental del país, consistía en construir una subestación de maniobras de 138 kV (cinco bahías de línea y una de transferencia), ubicada en las cercanías de Agoyán, para seccionar los dos circuitos de la línea Agoyán-Totoras y desde la cual partirá la línea hacia el Puyo.

Para satisfacer los requerimientos de la demanda de Baños y de Pelileo, se requiere la adquisición de un transformador de 20/27/33 MVA de capacidad, para lo cual, se adquirió un transformador de 40/53/66 MVA que sería intercambiado con el transformador de 20/27/33 MVA actualmente instalado en la subestación Ibarra, consiguiendo con ello optimizar la capacidad de transformación del SNT.

El patio de maniobras de 138 kV de la subestación Baños entrará en operación el cuarto trimestre de 2009.

Debido a que no se ha efectivizado la asignación de los recursos previstos, de acuerdo con el Mandato No 15, la instalación del transformador y la barra de 69 kV ha sido reprogramada para el tercer trimestre del año 2010.

Cabe indicar que TRANSELECTRIC realizó un acuerdo con la Empresa Eléctrica Ambato, para adquirir un tramo de la línea de transmisión Baños-Puyo de 138 kV, estando pendiente el pago de los valores que se detallan en el Cuadro 6.

10.13 Sistema de Transmisión Trinitaria - Salitral, 138 kV

TRANSELECTRIC dispondrá para el tercer trimestre de 2009 la línea de transmisión Trinitaria-Salitral, 138 kV, doble circuito, 12 km, con la operación inicial de un solo interruptor (bahía de línea de 138 kV) tanto en Salitral como en Trinitaria.

El retraso de la puesta en operación de esta línea, se debe a dificultades del uso de la vía perimetral para su trazado, que involucró el retiro de la iluminación del parterre central hacia los costados de la vía, trabajos que los realizó el Municipio de Guayaquil a costo de TRANSELECTRIC. Además, mientras no se libere las bahías de 230 y 138 kV en la subestación Trinitaria, utilizadas por TERMOGUAYAS e INTERVISA, respectivamente, esta obra no será aprovechada adecuadamente.

En el presente Plan de Expansión se propone realizar la instalación de las bahías de línea de 138 kV adicionales, tanto en Salitral como en Trinitaria, para que operen los dos circuitos de la línea Trinitaria-Salitral en forma independiente, obra que se prevé ejecutarla para el segundo trimestre del año 2010.

10.14 Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV

TRANSELECTRIC con la finalidad de poder disponer de un nuevo punto de alimentación para la ciudad de Guayaquil, está construyendo la subestación Nueva Prosperina de 230/69 kV, 225 MVA de capacidad, la cual será alimentada mediante el seccionamiento de la línea de transmisión Pascuales-Trinitaria a 230 kV, a la altura de La Prosperina, para lo cual está en ejecución la construcción de un tramo de línea de 230 kV, doble circuito, 2 km de longitud.

La fecha prevista de entrada en operación se estima para el cuarto trimestre del año 2009.

Para el año 2018, por el aumento de la carga de esta subestación, se requiere realizar el seccionamiento del segundo circuito de la línea de transmisión Pascuales-Trinitaria de 230 kV, para lo cual se requiere la construcción de un segundo tramo de línea de 230 kV, doble circuito, 2 km de longitud y de 2 bahías de línea 230 kV.

10.15 Sistema de Transmisión Trinitaria - Las Esclusas, 230 kV

Con la finalidad de disponer de un adecuado centro de generación en el sur de Guayaquil, la Alcaldía de dicha ciudad dispuso que las barcasas de TERMOGUAYAS (Keppel) de 150 MW, de Intervisa Trade de 105 MW y, de

Ulyseas de 55 MW, se ubiquen en el sector de Las Esclusas, las cuales se conectarán al SNT a nivel de 230 y 138 kV. La generación de TERMOGUAYAS se encuentra operando desde el mes de diciembre del 2006, para lo cual este agente construyó una línea de 230 kV, doble circuito, de 7.5 km de longitud, montaje inicial de uno, conectándose temporalmente en forma radial a la subestación Trinitaria en la bahía correspondiente a uno de los circuitos de la línea Trinitaria-Pascuales de 230 kV.

Entre las obligaciones acordadas con TERMOGUAYAS es devolver a TRANSELECTRIC la referida bahía una vez que esté operativa la línea Salitral-Trinitaria a 138 kV y la bahía de 230 kV en la subestación Pascuales.

Actualmente, se han concluido las negociaciones entre CELEC S.A. - TRANSELECTRIC y TERMOGUAYAS, para la adquisición de la línea Trinitaria-Las Esclusas, que formará parte del sistema de transmisión Trinitaria-Milagro, obra que fuera aprobada por el CONELEC en el Plan de Expansión vigente. Como parte de este acuerdo TERMOGUAYAS realizará el montaje del segundo circuito en esta línea, mientras que la ampliación de dos bahías de 230 kV (en SF6) en la subestación Trinitaria será de responsabilidad de TRANSELECTRIC.

La fecha estimada de entrada en operación del segundo circuito es el tercer trimestre del año 2009, mientras que las bahías en Trinitaria se espera que entren en operación durante el segundo semestre del año 2011. La postergación de la ampliación de estas bahías se debe a que se han presentado dificultades de suministro y montaje del equipo en SF6 por parte del oferente.

De los análisis realizados por TRANSELECTRIC, hasta que ingrese en operación la ampliación de las dos bahías de línea de 230 kV en la subestación Trinitaria, y una vez que se cuente con la subestaciones Nueva Prosperina y Las Esclusas, la configuración del SNT en esta zona estará conformada por un anillo a 230 kV, entre las subestaciones Pascuales-Nueva Prosperita-Esclusas-Trinitaria-Pascuales, con lo cual se garantizará la confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en la zona.

10.16 Subestación El Inga (Pifo)

La Empresa Eléctrica Quito a mediados del año 2005, solicitó la autorización para seccionar los dos circuitos de la línea Vicentina-Pomasqui de 138 kV en el año 2009, para alimentar desde uno de ellos la nueva subestación Kennedy y desde el otro circuito la nueva subestación Tumbaco. Además, solicitó el seccionamiento de la línea Santa Rosa-Vicentina de 138 kV para alimentar las nuevas subestaciones Conocoto y San Rafael para los años 2006 y 2007, respectivamente.

De los análisis realizados en forma conjunta por TRANSELECTRIC y la E.E. Quito, se determinó que los cortes solicitados son viables con excepción del seccionamiento requerido para alimentar a la subestación Tumbaco, ya que es

necesario disponer de una conexión directa, de al menos uno de los circuitos, entre Pomasqui y Vicentina, con la finalidad de mantener la conexión al SNT de la línea de 138 kV que viene de Mulaló y de la línea que conecta a la central Guangopolo de Termopichincha.

Por otro lado, con la entrada en operación de la segunda línea de interconexión con Colombia a 230 kV, se pondrá en operación una nueva línea entre Santa Rosa y Pomasqui a 230 kV, cuyo recorrido será por la parte oriental de Quito, línea a la cual se tiene previsto seccionarla a la altura del sector de El Inga (Pifo) para la construcción de una subestación que permitirá atender los requerimientos de la E. E. Quito y que podría ser el nuevo punto de conexión al SNT del proyecto de generación Quijos Baeza del orden de 100 MW.

La E.E. Quito tiene el compromiso de suministrar energía eléctrica al nuevo aeropuerto internacional de la ciudad, mediante una subestación de 138/46 kV a ubicarse en Tababela, obra que deberá entrar en operación en el año 2010.

Las obras contempladas en este proyecto, son:

- Subestación El Inga (Pifo), 230/138 kV.
 - . Transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/138 kV.
 - . Cuatro bahías de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Una bahía de transformador de 230 kV.
 - . Cuatro bahías de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
- Dos tramos de línea de 230 kV, doble circuito, 3 km de longitud.

Se adquirió un terreno de alrededor de 17 Ha. que permitirá la implantación, en el mediano plazo, de un patio de 500 kV y transformación 500/230 kV.

La fecha prevista para la operación de esta subestación, se estima para el cuarto trimestre del 2010.

Finalmente, al no constar el proyecto de generación de TERMORIENTE en el plan suministrado por el CONELEC para la ejecución de la actualización del presente PET, esta subestación permitirá desarrollar un nuevo sistema de transmisión hacia Sucumbíos a nivel de 230 kV.

10.17 Sistema de Transmisión Totoras - Quevedo, 230 kV

En los estudios realizados por INECEL para uno de los últimos Planes Maestros de Electrificación, se analizó la alternativa de construir una línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Totoras y Quevedo, obteniéndose en aquella oportunidad resultados no adecuados, pues se observó

una reducida transferencia de potencia por dicha línea, que en el mejor de los casos no superaba los 20 MW, lo cual se debía básicamente a que las rutas Pascuales-Quevedo-Santo Domingo-Santa Rosa y Molino-Riobamba-Totoras-Santa Rosa servían para transportar la energía hacia Quito, que a esa fecha, era una zona deficitaria en generación.

En el transcurso de los últimos años, la generación en el norte del país ha sufrido un importante cambio, derivado de la presencia de la interconexión con Colombia, situación no prevista en la época de INECEL; más aún, se encuentra en operación la central San Francisco de 212 MW, casi en forma simultánea con la segunda interconexión con Colombia a nivel de 230 kV, mediante la cual se inyectaría hasta 500 MW desde el país del norte.

El cambio de esta configuración energética, añadido a la presencia de 190 MW de Mazar y el reducido aporte de la central Daule Peripa, especialmente en horas de demanda media y base, provoca en el futuro inmediato un incremento sustancial en las pérdidas de potencia y energía en el SNI, llegándose inclusive a obtenerse valores de pérdidas más altas en época de estiaje que en el periodo lluvioso, contrario con lo que ocurría hasta la presente fecha.

Sobre la base de los resultados obtenidos en los estudios de actualización del Plan de Expansión realizados en esta oportunidad, se propone la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Totoras y Quevedo, con la cual se logra reducir las pérdidas de transmisión entre 8 y 10 MW durante todas las condiciones de demanda en época lluviosa y en demanda punta en época de estiaje; y, entre 2 y 6 MW para el resto de condiciones de demanda en estiaje. Esta reducción de pérdidas de potencia y energía, valoradas a precios actuales, permite recuperar la inversión de la línea mencionada, en un periodo no mayor a catorce años, por lo cual se recomienda su implementación.

Esta reducción de pérdidas de potencia y energía provoca una importante reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera, producidas por centrales de generación termoeléctrica, por lo que este proyecto de la línea de transmisión Totoras-Quevedo contribuye en los esfuerzos del país en la mitigación del calentamiento global del planeta.

Además, la operación de la línea Totoras-Quevedo, brinda importantes beneficios adicionales que no han sido cuantificados económicamente, como son: mayor confiabilidad y seguridad en el transporte de la energía eléctrica, pues se forma un doble anillo de 230 kV en el SNI; mejora sustancialmente los perfiles de voltaje en el área de Manabí, Esmeraldas, Pascuales, etc., pues la transferencia de potencia se realiza desde Totoras hacia Quevedo en valores que superan los 150 MW, descargando las líneas que salen desde Paute hacia Guayaquil y la línea Totoras-Santa Rosa; y, reduce y/o posterga la instalación de nueva compensación capacitiva.

Las obras consideradas en este proyecto, son:

- Línea de transmisión Totoras-Quevedo, 230 kV, 115 km, doble circuito, conductor 1200 ACAR.
- Ampliación de la subestación Totoras, dos bahías de línea de 230 kV.
- Ampliación de la subestación Quevedo, dos bahías de línea de 230 kV.

La fecha estimada de entrada en operación, ha sido reprogramada para el cuarto trimestre del año 2011, debido a que no se cuenta con el financiamiento requerido.

10.18 Sistema de Transmisión Loja - Cumbaratza, 138 kV

La Empresa Eléctrica Regional Sur, durante los últimos tres años, hizo llegar a TRANSELECTRIC los estudios de expansión de su sistema de subtransmisión, en los cuales se observa que la línea Loja-Cumbaratza de 138 kV de propiedad de TRANSELECTRIC, que actualmente se encuentra operando a 69 kV, mediante la cual se atiende a la provincia oriental de Zamora Chinchipe (Zamora, Nambija, El Pangui, Gualaquiza, etc.) requiere cambiar su operación a su voltaje de diseño a partir del año 2012, ya que no es posible brindar un adecuado perfil de voltaje, a pesar de la instalación de capacitores.

Por lo expuesto, se requiere la puesta en operación de las siguientes obras, que deberán entrar en operación en el año 2012:

- Subestación Cumbaratza:
 - . Transformador trifásico de 20/27/33 MVA, 138/69 kV.
 - . Una bahía de línea de 138 kV.
 - . Dos bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Subestación Loja:
 - . Una bahía de línea de 138 kV.

Con la finalidad de dar solución a la prohibición del Municipio de Loja de cruzar sobre el parque Jipiro de esa ciudad con la línea de transmisión de 138 kV hacia Cumbaratza, se ha decidido efectuar la adecuación de las estructuras en los 9 km iniciales de la línea Loja-Cuenca de 138 kV, transformándolas en torres para cuatro circuitos, además de construir un tramo de línea desde este punto hasta empatar con la línea que va hacia Cumbaratza, de aproximadamente 28 km de longitud.

La adecuación de las mencionadas estructuras se tiene previsto ejecutarlo conjuntamente con el montaje del segundo circuito entre Cuenca y Loja, obra programada para el segundo semestre del año 2010.

10.19 Subestación Quinindé, 138/69 kV

Debido al desarrollo agro-industrial que se ha presentado en la zona de Quinindé y la saturación del alimentador de 69 kV mediante el cual se abastece desde Esmeraldas, es necesario contar con un nuevo punto de entrega de energía desde el SNT para esta zona de la provincia de Esmeraldas, lo que permitirá un mejoramiento de la calidad del servicio y brindará la suficiente capacidad de energía para satisfacer la demanda que ha permanecido corchada en los últimos años. Además, esta nueva subestación descargará los transformadores de 138/69 kV de la subestación Esmeraldas.

Para ello, se ha considerado seccionar uno de los circuitos de la línea Santo Domingo-Esmeraldas de 138 kV, aproximadamente a 84 km de Santo Domingo.

Las obras consideradas para la subestación Quinindé, son:

- . Transformador trifásico de 40/50/60 MVA, 138/69 kV.
- . Dos bahías de línea de 138 kV.
- . Una bahía de transformador de 138 kV.
- . Una bahía de transferencia de 138 kV.
- . Dos bahías de línea de 69 kV.
- . Una bahía de transformador de 69 kV.
- . Una bahía de transferencia de 69 kV.

Esta obra se encuentra programada para el cuarto trimestre del año 2010.

10.20 Sistema de Transmisión Coca Codo Sinclair - Nueva Loja, 230 kV

TRANSELECTRIC, durante los últimos planes de expansión mencionó que la incertidumbre de la entrada en operación de TERMORIENTE, no permitía visualizar posibles requerimientos de transmisión en las zonas centro y nororiental del país, que terminarían afectando su suministro de energía eléctrica, debido a que ese proyecto de generación incluía la construcción de una línea de transmisión desde Shushifindi hasta Quito a nivel de 230 kV y 280 km de longitud.

De acuerdo con la información entregado por el CONELEC para la elaboración del plan vigente, ya no consideró a TERMORIENTE en su plan de generación, por lo que se hace necesario definir una alternativa de abastecimiento para la zona nororiental del país, la que además deberá permitir atender las cargas de las compañías petroleras y especialmente las de Petroproducción, empresa que ha manifestado su interés en interconectarse con el SNI.

Luego de los estudios realizados, se determinó que la mejor alternativa para atender el crecimiento de la demanda futura de CNEL-Sucumbíos, así como la carga de Petroproducción del orden de 70 MW de acuerdo con la actualización de la información del CONELEC, se requiere para el año 2011 construir una

línea de transmisión de 230 kV entre Quito (subestación El Inga) y Nueva Loja, así como la implementación de una subestación de 230/69 kV en esa ciudad oriental del país.

Por otro lado, el CONELEC señala que para el año 2015, se contará con la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, con una capacidad de 1.500 MW, generación que obliga a reformular un esquema de desarrollo integral del sistema de transmisión entre Pifo, C.C.Sinclair y Nueva Loja.

Debido a la dificultad de disponer de varias fajas de servidumbre entre Pifo y el sitio del proyecto C.C.Sinclair, derivado de la presencia de dos oleoductos y la línea de 138 kV de la EMAAP, será necesario que una de las líneas de 500 kV que se debe construir como parte de ese proyecto de generación, se anticipe su implementación para una operación temporal a 230 kV, para que viabilice la conexión al SNT de las siguientes obras:

- Línea de transmisión C.C.Sinclair-Nueva Loja, 230 kV, 70 km, doble circuito, conductor ACAR 1200, montaje inicial de uno.
- Subestación El Inga, ampliación de una bahía de línea de 230 kV.
- Subestación Nueva Loja:
 - . Transformador trifásico de 100/133/167 MVA, 230/69 kV.
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Tres bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.

La fecha de entrada en operación para este sistema de transmisión es el año 2011.

En el caso de no ser factible anticipar la construcción de la mencionada línea de 500 kV, se deberá prever la disponibilidad de generación termoeléctrica emergente en Sucumbíos o analizar la posibilidad de interconectarse a la subestación Orito, a nivel de 115 kV, de la Empresa de Energía del Putumayo de Colombia.

10.21 Sistema de Transmisión Totoras - Guaranda, 138 kV

La demanda actual de la Empresa Eléctrica Bolívar es abastecida desde la subestación Riobamba mediante una línea de subtransmisión de 69 kV. En los años finales del periodo de estudio del presente plan de expansión, en la barra de 69 kV de la subestación ubicada en la ciudad de Guaranda, se presentan voltajes inferiores a 0.970 pu, es decir, por debajo de los límites mínimos de voltaje establecido en la normativa vigente. Si bien la barra de entrega del SNT a la referida distribuidora es la barra de 69 kV de la subestación

Riobamba, cuyo voltaje es prácticamente 1.00 pu, se diferencia de las otras empresas distribuidoras del país donde la entrega se realiza directamente desde una subestación del SNT ubicada en su área de concesión, junto a su centro de carga.

Por otro lado, la demanda de EMELBO es mayor que la demanda de varios sectores del país que actualmente son abastecidos directamente por subestaciones del SNT.

Adicionalmente, esta obra permitirá enfrentar emergencias de la red de subtransmisión de EMELRIOS, ayudando a evacuar la generación hidroeléctrica de Sibimbe hacia el SNI y/o abastecer parcialmente la provincia de Los Ríos, mediante la línea de subtransmisión Guaranda-Guanujo-Echeandía de 69 kV, que bien podría interconectarse con la central Sibimbe.

Por lo expuesto, para el año 2016 se programa las siguientes obras:

- Línea de transmisión Totoras-Guaranda, 138 kV, 60 km, un circuito.
- Subestación Guaranda:
 - . Transformador trifásico de 20/27/33 MVA, 138/69 kV.
 - . Una bahía de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
 - . Dos bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Subestación Totoras:
 - . Una bahía de línea de 138 kV.

10.22 Sistema de Transmisión San Gregorio - San Juan de Manta, 230 kV

La existencia de grandes consumidores que actualmente se autoabastecen, el alto crecimiento inmobiliario de la zona de Manta, la operación del puerto marítimo y su impacto en el desarrollo de esta ciudad manabita, provoca que el transformador de 100 MVA, 138/69 kV, que está en proceso de instalación en la subestación Montecristi, ingrese con niveles de carga elevados, que saturará este equipamiento en el corto plazo. Esta condición operativa se deriva del retraso de la implementación de esta subestación, la misma que en principio era responsabilidad de CNEL-Manabí, empresa que lo tenía previsto instalar en el sector del aeropuerto de Manta.

Sobre esta base y de acuerdo con los análisis realizados con el CONELEC, el cual fue remitido mediante comunicación No PE-gpd-00258-09, se determinó que es necesario la implementación de un nuevo sistema de transmisión que satisfaga los requerimientos energéticos de esta zona del país, por lo que, se ha

programado para el año 2011, la construcción de una subestación de 230/69 kV en el sector de San Juan de Manta, la misma que será alimentada desde la subestación San Gregorio de Portoviejo, mediante una línea de transmisión de 230 kV.

Cabe recalcar que esta nueva subestación, permitirá la conexión de la Refinería del Pacífico, proyecto impulsado por el gobierno nacional, previsto que se desarrolle en el sector de El Aromo, a una distancia aproximada de 10 km de San Juan, obra en la cual tienen previsto la instalación de generación termoeléctrica económica, que utilizará los residuos del proceso de refinación, generación que sería inyectada al sistema nacional a través de este sistema de transmisión propuesto.

Las obras consideradas son

- Línea de transmisión San Gregorio-San Juan de Manta, 230 kV, 35 km de longitud, doble circuito, montaje inicial de uno.
- Subestación San Juan de Manta:
 - . Transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/69 kV.
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Cinco bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Subestación San Gregorio, ampliación:
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV (completar esquema de barras).
 - . Una bahía de transformador de 230 kV (completar esquema de barras).

La fecha estimada para la entrada en operación de estas obras, es para finales del año 2011.

Cabe mencionar que debido al alto crecimiento de la demanda en esta zona y por razones de requerimientos de voltaje, es necesario para el año 2014 realizar el montaje del segundo circuito de la línea San Gregorio-San Juan de Manta a 230 kV, con la correspondiente ampliación de bahías en San Gregorio y San Juan.

10.23 Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo, 138 kV

Ante el cambio del uso del suelo, de los terrenos a lo largo del recorrido de la línea de transmisión Milagro-Babahoyo de 138 kV, debido a 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 eliminado en muchos sectores, lo cual constituye la causa principal para el incremento de fallas en esta línea de transmisión.

El diseño original de esta línea fue realizado para el nivel de voltaje de 69 kV, motivo por el cual fue construida con postes de hormigón y en 32 sitios se tienen estructuras tipo H, haciendo la función de suspensión, y 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.

El cambio de las 32 estructuras tipo H, por estructuras de doble circuito para 138 kV están en ejecución, y no forman parte del presupuesto del presente Plan de Expansión.

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 esta línea se encuentra en mal estado, motivo por el cual como parte de la expansión del sistema de transmisión, se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión hacia la zona de Babahoyo.

La obra contemplada en este sistema de transmisión es la siguiente:

- Línea de transmisión Milagro - Babahoyo, 138 kV, 47 km, doble circuito, montaje inicial de uno, conductor 750 ACAR. Esta línea de transmisión utilizará las 32 estructuras que en la actualidad están siendo remplazadas.

Fecha de entrada en operación, cuarto trimestre del año 2011.

Para el año 2018, por el crecimiento de la demanda de esta zona, se requiere realizar el montaje del segundo circuito en esta línea de transmisión, con sus correspondientes bahías de 138 kV en las subestaciones Milagro y Babahoyo.

10.24 Sistema de Transmisión Yaguachi - Nueva Salitral, 230 kV

La presencia de nueva generación hidroeléctrica en el país como Sopladora, Coca Codo Sinclair, Minas, La Unión, Toachi Pilatón, etc.; y, el incremento de la capacidad de importación desde Colombia, obliga a reducir la generación térmica en la ciudad de Guayaquil, principalmente en las áreas de Pascuales y Salitral, que añadido con el crecimiento de su demanda, hace necesario la ampliación de la transformación 230/138 kV en la subestación Pascuales y el

incremento de la transformación a nivel de 230 kV en la subestación Salitral para servir desde el SNI a dicha ciudad.

Una de las alternativas de equipamiento que soluciona en forma simultánea estos problemas, es la construcción de una nueva subestación en las inmediaciones de la vía Perimetral, en las cercanías de Salitral, con patios de 230 kV y 69 kV; y, la instalación de un transformador de 225 MVA y 230/69 kV, con sus bahías de alta y baja tensión.

La alimentación de la subestación Nueva Salitral, se realizará desde la subestación Yaguachi, mediante una línea de transmisión de 230 kV con estructuras para doble circuito, con montaje inicial de uno, de 55 km de longitud aproximadamente.

La viabilidad de la construcción de esta subestación será confirmada posteriormente, pues se debe verificar si es factible la adquisición del correspondiente terreno en dicho sector de la ciudad de Guayaquil.

La ampliación propuesta es una señal de que es necesario disponer de nuevas instalaciones en la ciudad de Guayaquil, por lo que la CATEG-D deberá realizar, en el menor tiempo posible, un estudio de expansión de su sistema de subtransmisión (considerando los niveles de voltaje de 138 y 230 kV), el mismo que podría ratificar ó rectificar la alternativa planteada, así como arrojar futuros equipamientos para atender la principal carga del SNI.

Sobre esta base, las obras programadas para el año 2014 son las siguientes:

- Subestación Yaguachi:
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
- Subestación Nueva Salitral:
 - . Un transformador trifásico, 230/69 kV, 135/180/225 MVA.
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Cuatro bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión a 230 kV, doble circuito, con montaje inicial de uno, desde la subestación Yaguachi hasta la subestación Nueva Salitral, de 55 km de longitud.

10.25 Subestación Chavezpamba, 138/69 kV

En el plan de expansión 2009-2018 presentado por EMELNORTE, plantean la necesidad de disponer de una subestación en el sector de La Esperanza (Tabacundo) de 50 MVA, de 138/69 kV, con el objeto de abastecer el crecimiento de la demanda principalmente de las zonas de Cayambe y Tabacundo.

De los análisis efectuados, con la finalidad de atender el requerimiento planteado por esta distribuidora, sin producir afectación al suministro de energía eléctrica a sus propios usuarios que son atendidos por las subestaciones Ibarra y Tulcán, una de las alternativas es la instalación de una subestación en el sector de Chavezpamba de 67 MVA, 138/69 kV, ubicada aproximadamente a 20 km al norte de la subestación Pomasqui, opción que se deberá analizar con mayor profundidad, por lo que su decisión final se podría incluir en una próxima versión del PET.

La alimentación a esta subestación se realizaría a través del seccionamiento de un circuito de la línea de transmisión Pomasqui – Ibarra de 138 kV.

Las obras, que en principio estarían programadas para el año 2012 son las siguientes:

- Subestación Chavezpamba:
 - . Transformador trifásico, 138/69 kV, 40/53.3/66.7 MVA (repotenciación del transformador 138/34.5 kV actualmente instalado en la S/E Ibarra).
 - . Dos bahías de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.
 - . Dos bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.

10.26 Sistema de Transmisión Dos Cerritos – Las Orquídeas, 138 kV

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área norte de la ciudad de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación en la subestación Policentro, para el año 2013 será necesario contar con un nuevo punto de entrega desde del SNT, por lo que, luego del análisis de la distribución de la demanda futura de la CATEG, se ha programado la instalación de un transformador trifásico 135/180/225 MVA, de 138/69 kV, en la subestación que se denominará Las Orquídeas, la cual se ubicaría en ese sector de la ciudad, al norte de la subestación Policentro y a 10 km al sur occidente de la subestación Dos Cerritos, aproximadamente.

De los análisis realizados, el ingreso en operación de los proyectos hidroeléctricos como Sopladora, Chespi, Toachi Pilatón, Minas La Unión, etc.,

reduce la generación térmica en Guayaquil, con el consecuente incremento de transferencias por los transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV, 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 Dos Cerritos.

Por lo expuesto y de acuerdo con la información actualizada de demanda remitida por la CATEG, se requiere reprogramar la ampliación de la subestación Dos Cerritos, adelantándose del año 2016 al 2015, mediante la instalación de un transformador de 230/138 kV y un patio de 138 kV, que permitirá conectar una línea de 138 kV, doble circuito, para abastecer la subestación Las Orquídeas.

Las obras programadas para el año 2015, son:

- Subestación Dos Cerritos, ampliación:
 - . Banco de transformadores monofásicos, 230/138 kV, 225/300/375 MVA.
 - . Una bahía de transformador de 230 kV.
 - . Dos bahías de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.

- Subestación Las Orquídeas:
 - . Un transformador trifásico, 138/69 kV, 135/180/225 MVA.
 - . Dos bahías de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.
 - . Tres bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.

- Línea de transmisión Dos Cerritos - Las Orquídeas, 138 kV, doble circuito, de 10 km de longitud.

10.27 Sistema de Transmisión Dos Cerritos – Durán, 138 kV

En el PET vigente se incluye la ampliación de la subestación Dos Cerritos, mediante la instalación de transformación 230/138 kV, cuyo objetivo es abastecer la demanda de Durán del sistema de CNEL-Guayas Los Ríos, a partir de año 2016. Para cumplir con este propósito, es necesario energizar la línea Dos Cerritos-El Recreo (Durán) a su voltaje de diseño de 138 kV y la construcción de una subestación de 138/69 kV, 135/180/225 MVA, en la ciudad de Durán.

Por lo expuesto, para el año 2016 se programan las siguientes obras:

- Subestación Dos Cerritos, ampliación:
 - . Dos bahías de línea de 138 kV.
- Subestación Durán:
 - . Un transformador trifásico, 138/69 kV, 135/180/225 MVA.
 - . Dos bahías de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.
 - . Cuatro bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión Dos Cerritos - Durán, doble circuito, 20 km de longitud, que podría ser adquirida a CNEL-Guayas Los Ríos.

10.28 Sistema de Transmisión Nueva Loja – Francisco de Orellana, 138 kV

Con la finalidad de incrementar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la zona nororiental del país y garantizar el suministro de la demanda de CNEL-Sucumbíos, que actualmente es atendida de forma parcial desde la subestación Francisco de Orellana, se plantea en forma preliminar, la construcción de una línea de transmisión de 138 kV, en estructuras de doble circuito, con montaje inicial de uno, de 52 km de longitud aproximadamente, entre Nueva Loja y Francisco de Orellana, por lo que se requiere la instalación de transformación 230/138 kV en la subestación Nueva Loja.

Para su desarrollo definitivo, será necesario un estudio en detalle sobre este sistema de transmisión propuesto, incluyendo los sistemas de subtransmisión tanto de CNEL-Sucumbíos como de las empresas petroleras como Petroproducción, en función de la ubicación de los centros de carga, que permitirá servirlos adecuadamente con el consiguiente ahorro de consumo de combustibles fósiles.

En principio se ha programado el ingreso de este sistema de transmisión para el año 2018, fecha que podría adelantarse, en función de los resultados de los análisis de demanda que el CONELEC deberá realizar para el efecto, en el menor tiempo posible. Las obras contempladas son las siguientes:

- Subestación Nueva Loja:
 - . Transformador trifásico 230/138 kV, 167 MVA.
 - . Dos bahías de transformador de 230 kV (completar esquema de barras).
 - . Una bahía de línea de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.

- Subestación Francisco de Orellana:
 - . Dos bahías de línea de 138 kV (completar esquema de barras).
- Línea de transmisión Nueva Loja - Francisco de Orellana, 138 kV, doble circuito, con montaje inicial de uno, 52 km de longitud.

10.29 Sistema de Transmisión Nueva Prosperina – Santa Elena, 230 kV

Para atender el crecimiento de la demanda de la nueva provincia Península de Santa Elena y mejorar los niveles de tensión en ese sector del país, brindando una mayor confiabilidad y seguridad en el suministro, es necesario elevar a su voltaje de diseño de 230 kV, la línea Lago de Chongón – Santa Elena, que a esa fecha estará operando energizada a 138 kV, para cuyo efecto se requiere construir un tramo de línea entre Lago de Chongón y Nueva Prosperina, así como la implementación de una subestación 230/69 kV en Santa Elena.

La fecha en la cual se requiere contar estas obras es en el año 2019, las mismas que están constituidas por:

- Subestación Santa Elena:
 - . Transformador trifásico 230/69 kV, 167 MVA.
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Tres bahías de línea de 69 kV.
 - . Una bahía de transformador de 69 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Subestación Nueva Prosperina, ampliación:
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
- Línea de transmisión Nueva Prosperina - Lago de Chongón (Santa Elena), 230 kV, doble circuito con montaje inicial de uno, de 20 km de longitud.

10.30 Subestación La Troncal

En versiones anteriores de los Planes de Expansión de Transmisión, se identificó la necesidad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación Milagro, pero sin tomar en cuenta la distribución geográfica de las cargas de la distribuidora CNEL-Milagro, producto de la falta de información remitida por la distribuidora relacionada con la expansión de su sistema de subtransmisión.

La E. E. Milagro, mediante comunicación enviada a TRANSELECTRIC a mediados del año 2008, solicita se le provea de dos nuevos puntos de entrega

del SNT para atender los requerimientos de su área de concesión, que de acuerdo con sus expectativas, contemplaba la construcción de una subestación de 230/69 kV en el sector de El Triunfo y otra de 138/69 kV en Naranjal.

Ante este pedido, TRANSELECTRIC en forma conjunta con funcionarios de la referida empresa distribuidora, realizó el respectivo estudio técnico-económico de alternativas de abastecimiento a su área de influencia, determinándose como la mejor alternativa, aquella que contempla la construcción de una nueva subestación en el sector de La Troncal, 230/69 kV y 167 MVA de capacidad, para lo cual se requiere seccionar uno de los circuitos de la línea Molino-Zhoray-Milagro de 230 kV. La fecha prevista para la entrada en operación de esta subestación es el año 2012, obra que contempla el siguiente equipamiento:

- Subestación La Troncal:

- . Transformador trifásico 230/69 kV, 167 MVA.
- . Dos bahías de línea de 230 kV.
- . Una bahía de transformador de 230 kV.
- . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- . Tres bahías de línea de 69 kV.
- . Una bahía de transformador de 69 kV.
- . Una bahía de transferencia de 69 kV.

10.31 Sistema de Transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV

Con la finalidad de evacuar, en las mejores condiciones técnicas y económicas, la generación que está siendo instalada en el proyecto hidroeléctrico Mazar, así como aquella correspondiente a la segunda y tercera etapa de Machala Power, y la generación de los proyectos hidroeléctricos Minas y La Unión, se observa la necesidad de disponer de una nueva vía de inyección de energía de bajo costo hacia la principal carga del país, determinándose que la mejor opción para conseguir aquello, es mediante la construcción de una línea de transmisión entre Milagro, Las Esclusas y Trinitaria, con lo cual se evitará posibles colapsos del SNI ante fallas en cualquiera de las líneas Milagro-Pascuales y Milagro-Dos Cerritos-Pascuales.

La ejecución de este proyecto de transmisión se ha dividido en dos etapas: línea Trinitaria-Las Esclusas; y, subestación Las Esclusas y línea Las Esclusas-Milagro, cuya primera etapa se detalló en el numeral 10.15.

Para complementar lo establecido en la primera etapa, se requiere la construcción de una subestación en el sector de Las Esclusas, que permitirá además de alimentar a la subestación Caraguay de 138/69 kV, la conexión de las barcasas de generación ubicadas en el río Guayas, así como la conexión de la línea Milagro–Las Esclusas, formando con ello un anillo de 230 kV alrededor de la ciudad de Guayaquil.

La ruta de la línea Milagro – Las Esclusas, incluye el cruce aéreo sobre el río Guayas, que se realizará a la altura de “Sitio Nuevo” (10 km al sur de Las Esclusas), aprovechando la presencia de un banco de arena en la mitad del cauce del río, el mismo que permitirá la instalación de una estructura intermedia para obtener dos vanos de 1.250 metros, utilizando para ello tres estructuras de aproximadamente 160 m de altura.

TRANSELECTRIC cuenta con la autorización de la Dirección de la Marina Mercante – DIGMER, para cruzar el río Guayas con la mencionada línea de transmisión de 230 kV.

Las obras consideradas en esta etapa, son:

- Subestación Las Esclusas, 230/138 kV.
 - . Transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/138 kV.
 - . Cuatro bahías de línea de 230 kV (más una de TERMOGUAYAS).
 - . Una bahía de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Dos bahías de línea de 138 kV (más una de Intervisa Trade y una de Ulysseas).
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
 - . Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Milagro–Las Esclusas, 230 kV, 54 km, doble circuito, dos conductores por fase, calibre 750 ACAR.
- Subestación Milagro, ampliación de dos bahías de línea de 230 kV.

La fecha estimada de entrada en operación, es el tercer trimestre del año 2010 para la subestación Las Esclusas y el cuarto trimestre del mismo año para las demás obras. Estas obras serán financiadas con recursos del Fondo de Solidaridad de acuerdo con el Mandato 009.

10.32 Subestación Pascuales, ampliación

Se ampliará la capacidad de transformación 138/69 kV, mediante la instalación de un segundo autotransformador trifásico de 200/224 MVA de capacidad, con ULTC y las correspondientes bahías de alta y baja tensión, obra que permitirá atender el crecimiento de la demanda del norte de la ciudad de Guayaquil, brindando una mayor seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, especialmente a la planta de tratamiento de agua potable de la ciudad. Además, este transformador servirá de respaldo ante daños que podrían presentarse en la subestación Caraguay, para lo que se reubicaría en este sitio. La entrada en operación será el segundo semestre del año 2010 y será financiada con recursos del Fondo de Solidaridad de acuerdo con el Mandato 009.

10.33 Sistemas de Transmisión asociados al desarrollo de Proyectos de Generación

10.33.1 Sistema de Transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala, 230 kV

Este sistema de transmisión se complementa con el definido en el numeral 10.5, por cuanto de acuerdo con el plan de generación establecido por el CONELEC e informaciones del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, existen agentes generadores interesados en ubicar generación en Bajo Alto para utilizar el gas del golfo, de manera adicional a la incorporación de la tercera y cuarta unidad de Machala Power, por lo que se considera necesario, implementar la barra de 230 kV en la subestación San Idelfonso para seccionar la línea Milagro-Machala de 230 kV y, con ello permitir la evacuación de esta generación a nivel de 230 kV hacia el SNI, lo cual se prevé efectuarlo para el primer trimestre de 2011.

Adicionalmente, será necesario implementar el equipamiento de la transformación y sus respectivas bahías en la subestación San Idelfonso, obras que deberán culminarse su instalación para el segundo semestre del año 2011.

Las obras contempladas en este sistema son las siguientes:

- Ampliación de la subestación San Idelfonso:
 - . Un autotransformador trifásico 230/138 kV de 135/180/225 MVA.
 - . Tres bahías de línea de transmisión de 230 kV (una para Machala Power).
 - . Una bahía de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.

Con Machala Power se definió en forma preliminar, que la tercera y cuarta unidades de generación se conectarían a nivel de 230 kV, para lo cual deberá presentar la correspondiente solicitud de acceso al SNT con los respectivos estudios eléctricos que demuestren la no afectación al sistema de transmisión ni a terceros.

Para el año 2012, considerando el ingreso en operación de la cuarta unidad de Machala Power y de posibles nuevas centrales de generación térmica en la zona de Bajo Alto, será necesario implementar las siguientes obras:

- Línea de transmisión Milagro–San Idelfonso, 230 kV, 114 km, montaje del segundo circuito.
- Subestación Milagro, ampliación de una bahía de línea de 230 kV.
- Subestación San Idelfonso, ampliación de una bahía de línea de 230 kV.

10.33.2 Sistema de Transmisión Esmeraldas – Santo Domingo, 230 kV

Debido a la ampliación de la capacidad de generación de la central de CELEC S.A. - TERMOESMERALDAS, que instalará 144 MW adicionales (8 unidades de 18 MW), se requiere construir un sistema de transmisión asociado que permita evacuar esta generación al SNI, la misma que será producida mediante el uso de residuo de petróleo. Esta generación permitirá cubrir el crecimiento de la demanda del país, especialmente en el periodo previo al ingreso de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica que está desarrollando el gobierno nacional.

De acuerdo con los análisis efectuados por CELEC S.A. – TRANSELECTRIC en el mes de marzo del año pasado, el cual fue aprobado por el CONELEC en la versión anterior del Plan de Expansión, la mejor alternativa es la implementación de un sistema de transmisión de 230 kV entre las subestaciones de Santo Domingo y Esmeraldas. Las obras consideradas en este proyecto, son las siguientes:

- Línea de transmisión Esmeraldas-Santo Domingo 230 kV, 155 km, doble circuito.
- Subestación Esmeraldas:
 - . Un banco de autotransformadores monofásicos, 4x33/44/55 MVA, 138/230 kV.
 - . Dos bahías de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - . Una bahía de transformador de 138 kV.
- Subestación Santo Domingo, ampliación:
 - . Dos bahías de línea de 230 kV.

La fecha estimada para la entrada en operación de este sistema de transmisión, está ligada al desarrollo del proyecto de generación, que en principio se encuentra reprogramado para el segundo semestre del 2011.

10.33.3 Sistema de transmisión Toachi – Pilatón, 230 kV

Otro de los proyectos importantes contemplados en el plan de generación entregado por el CONELEC, es el proyecto hidroeléctrico Toachi Pilatón de 228 MW (178 MW en la central Alluriquín y 50 MW en la central Sarapullo), cuya casa de máquinas de la primera central se ubicará cerca de Alluriquín, aproximadamente a 25 km de la ciudad de Santo Domingo.

Para evacuar la energía generada por este proyecto, es necesario construir un sistema de transmisión asociado a nivel de 230 kV, que se conectaría a la

nueva subestación Alluriquín, donde se seccionarán los dos circuitos de la línea de transmisión Santa Rosa-Santo Domingo de 230 kV.

Las obras consideradas en este proyecto, son las siguientes:

- Tap línea Toachi Pilatón, tramo 2 x 2 km, 230 kV doble circuito.
- Línea de transmisión Sarapullo-Toachi Pilatón 230 kV, 11 km, un circuito, conductor 1200 ACAR.
- Subestación Alluriquín:
 - . Cinco bahías de línea de 230 kV.
 - . Dos bahías de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- Subestación Sarapullo:
 - . Una bahía de línea de 230 kV.
 - . Dos bahías de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

La fecha estimada para la entrada en operación de este sistema de transmisión, está ligada a dichos proyectos de generación que se encuentran programados para el año 2013.

10.33.4 Sistema de Transmisión Machala – La Unión – Minas, 230 kV

Entre los proyectos de generación hidroeléctricos más importantes que son impulsados por el gobierno nacional, se contempla la construcción del Minas (Jubones) de 273 MW y La Unión de 80 MW, que se ubican en la región oriental de la provincia de El Oro, a pocos kilómetros de la ciudad de Machala y cerca de Pasaje.

De acuerdo con los análisis realizados conjuntamente con funcionarios del CONELEC, como parte de los estudios de factibilidad que realizó el área de Proyectos de Manejos de Aguas y Suelos – PROMAS, de la Universidad de Cuenca, se estableció que la mejor alternativa para evacuar esta generación hacia el SNI, es conectarse a la subestación Machala, mediante un sistema de transmisión de 230 kV, doble circuito.

Las obras contempladas en este sistema de transmisión asociado, son:

- Línea de transmisión Machala - La Unión 230 kV, 18 km, doble circuito, conductor 1200 ACAR
- Subestación Machala:

- . Dos bahías de línea de 230 kV, ampliación.
- Subestación La Unión:
 - . Dos bahías de línea de 230 kV.
 - . Dos bahías de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Estas obras deben entrar en operación para evacuar la energía generada por el proyecto hidroeléctrico La Unión, previsto para el primer semestre del año 2013, de acuerdo con la información del plan de generación entregado por el CONELEC.

Obras complementarias:

- Línea de transmisión La Unión - Minas, 230 kV, 16 km, doble circuito, conductor 1200 ACAR.
- Subestación La Unión:
 - . Dos bahías de línea de 230 kV, ampliación.
- Subestación Minas:
 - . Dos bahías de línea de 230 kV.
 - . Cuatro bahías de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV

La fecha estimada para la entrada en operación de estas obras es durante el año 2014, en forma coordinada con la fecha de ingreso de la central hidroeléctrica Minas.

Por otro lado, considerando la entrada en operación el proyecto hidroeléctrico Minas de 273 MW que se ubica en la parte oriental de la provincia de El Oro, cerca de la ciudad de Pasaje, para el año 2014, adicionalmente se requiere el montaje del segundo circuito en el tramo de línea San Idelfonso-Machala y las respectivas bahías de conexión a esas subestaciones.

10.34 Sistema de Transmisión de 500 kV

El mapa energético ecuatoriano se está modificando debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica en el país, así como por la entrada en operación de la nueva interconexión con Colombia, lo que lleva a que en años futuros deba reducirse a cantidades mínimas el despacho de generación termoeléctrica en el país y principalmente en la ciudad de Guayaquil, lo cual en contraposición, obliga a una mayor sollicitación del sistema troncal de transmisión mediante el cual se atiende a esta zona del país, produciéndose altas pérdidas de potencia y energía en el sistema, bajos perfiles

de voltaje, elevados requerimientos de compensación capacitiva, riesgo de colapso del sistema nacional por contingencia en líneas, etc.

El Gobierno Nacional está impulsando el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica como el Coca Codo Sinclair de 1.500 MW de capacidad, el cual entrará en operación en el año 2015. Igualmente, CELEC S.A. - HIDROPAUTE desarrollará el proyecto hidroeléctrico Sopladora de 487 MW, previsto para el año 2013, el cual estará ubicado aguas abajo de la central Molino.

Por otra parte, se incorporarán al SNI los proyectos hidroeléctricos Minas de 273 MW, La Unión de 80 MW y Toachi Pilatón de 228 MW, entre los años 2012 y 2014. Adicionalmente, existe la posibilidad de desarrollar la generación que utiliza gas natural instalando nuevas unidades en Bajo Alto e inclusive en Arenillas, donde se aprovecharía el gas natural proveniente del norte del Perú.

En cualquiera de estos casos, para evacuar esas altas potencias hacia el SNI, se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, de 500 kV, como el que el CONELEC aprobó en el Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2007-2016.

En dicho plan se aprobó para el año 2015, la implementación de un sistema de transmisión a 500 kV que una los centros de carga de Quito y Guayaquil, con subestaciones que estarían ubicadas cerca de estas ciudades, que en principio se estimó que podría ser en Pifo (El Inga) y Yaguachi, respectivamente, las mismas que se interconectarían mediante una línea de transmisión de 500 kV, 300 km de longitud, 1 circuito, conductor 4 x 750 ACAR, cuyo recorrido sería Quito(Pifo)–Ambato–Guaranda–Babahoyo–Guayaquil(Yaguachi).

Hace pocos años atrás, la empresa Consultora Nippon Koei Co. Ltda. de Japón, realizó para TRANSELECTRIC un estudio de expansión del sistema de transmisión ecuatoriano, en el cual se determinó que para evacuar la posible generación del proyecto Sopladora se deberá construir un sistema de transmisión de 500 kV, desde la subestación que se ubicaría junto a dicha central de generación (que a su vez se interconectaría con la subestación Molino a 230 kV) hacia una subestación que se ubique en la ciudad de Guayaquil, recomendación que fue confirmada por los estudios preliminares realizados por TRANSELECTRIC.

El CONELEC mediante Oficio No. DE-08-0876 del 6 de mayo de 2008, informa a TRANSELECTRIC la aprobación del Plan de Expansión de Transmisión 2008-2017, excluyendo el presupuesto correspondiente al sistema de 500 kV, toda vez que según instrucciones del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, es decisión política del Gobierno Nacional financiar este sistema como parte de los proyectos de generación Coca Codo Sinclair y Sopladora.

TRANSELECTRIC ha estimado pertinente que, independientemente de la forma o fuente de financiamiento, es indispensable que el país cuente con un

plan de obras para el sistema de transmisión de 500 kV, con la finalidad de optimizar el uso de los recursos energéticos, tanto existentes como futuros, así como para mejorar la confiabilidad del suministro de potencia y energía en el SNI, lo que redundará en el bienestar de todos los ecuatorianos.

Como parte del plan de expansión vigente, se estableció como la mejor alternativa para evacuar la generación de los proyectos Coca Codo Sinclair y Sopladora hacia el SNI, la implementación de un sistema de transmisión de 500 kV, que además de unir los principales centros de carga de Quito y Guayaquil, mediante subestaciones que estarían ubicadas cerca de estas ciudades, en El Inga y en Yaguachi, respectivamente, interconectadas mediante una línea de transmisión de 500 kV, cuyo recorrido sería Quito(Pifo)–Ambato–Guaranda–Babahoyo–Guayaquil(Yaguachi), sistema que permitirá la implementación de sistemas radiales de 500 kV desde Pifo hacia Coca Codo Sinclair y desde Yaguachi hacia Sopladora.

El ramal de 500 kV Yaguachi – Sopladora tiene adicionalmente el objetivo de permitir la evacuación de la producción energética de la central Cardenillo, que se desarrollaría a futuro aguas abajo de Sopladora, aprovechando la regulación de caudales que produce la represa de Mazar.

El plan de generación remitido por el CONELEC, incorpora el desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctricos en la subcuenca del Río Guayllabamba, los cuales son Chontal de 150 MW que ingresará en operación en el año 2013, Chespi de 250 MW que entrará en operación en el año 2014 y Villadora de 350 MW cuya fecha de entrada en operación se prevé para el año 2015. Adicionalmente, en base a la información proporcionada por la empresa HIDROEQUINOCCIO, es posible el desarrollo de varias centrales hidroeléctricas, que se ubicarán a lo largo del cause del río Guayllabamba, con una capacidad aproximada de 2000 MW.

De acuerdo con los estudios preliminares elaborados por TRANSELECTRIC, para evacuar la producción de estos grandes proyectos hidroeléctricos al SNI, se han definido los siguientes subsistemas de transmisión de 500 kV:

10.34.1 Sistema de Transmisión Coca Codo Sinclair-El Inga-Yaguachi-Sopladora

Las obras consideradas en este sistema de transmisión son:

Líneas de Transmisión:

- Línea de transmisión El Inga (Quito) – Yaguachi (Guayaquil), 500 kV, 300 km, un circuito, conductor 4x750 ACAR.
- Línea de transmisión El Inga – Coca Codo Sinclair, 500 kV, 125 km, dos líneas de un circuito cada una, conductor 4x750 ACAR.

- Línea de transmisión Yaguachi – Sopladora, 500 kV, 180 km, un circuito, conductor 4x750 ACAR.
- Línea de transmisión Molino – Sopladora, 230 kV, 12 km, doble circuito, conductor ACAR 1200.
- Línea de transmisión Sopladora – enlace Riobamba y Totoras, 230 kV, 12 km, doble circuito, conductor ACAR 1200.

Estos tramos de línea de 230 kV permitirán interconectar las subestaciones Molino y Sopladora, lo que brindará una mayor confiabilidad a la operación de las centrales hidroeléctricas de Mazar, Paute y Sopladora. Debido a la dificultad de ampliar la barra de 230 kV de la subestación Molino, se propone utilizar las bahías de las líneas Paute-Riobamba y Paute-Totoras, para realizar la mencionada conexión mediante una línea de 12 km de longitud, doble circuito y, construir otro tramo de línea de alrededor de 12 km, doble circuito, para conectar las subestaciones Riobamba y Totoras con la subestación Sopladora en lugar de Molino.

Estas dos líneas de 230 kV deberán entrar en operación en el año 2013, para evacuar la generación de las unidades de Sopladora hacia la subestación Molino.

Subestaciones:

- **Subestación El Inga, 500/230 kV:**
 - . Tres bancos de transformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV.
 - . Un transformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva.
 - . Tres bahías de línea de 500 kV.
 - . Tres bahías de transformador de 500 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 500 kV.
 - . Una bahía de reactor de línea de 500 kV (4x28 Mvar).
 - . Un reactor de línea de 500 kV (4x28 Mvar).
 - . Dos bahías de reactor de línea de 500 kV (1x28 Mvar).
 - . Dos reactores de línea de 500 kV (1x28 Mvar).
 - . Módulo común de 500 kV (protecciones, SS.AA., control, etc.).
 - . Tres bahías de transformador de 230 kV.
- **Subestación Yaguachi, 500/230 kV:**
 - . Dos bancos de transformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV.
 - . Un transformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva.
 - . Dos bahías de línea de 500 kV.
 - . Dos bahías de transformador de 500 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 500 kV.
 - . Una bahía de reactor de línea de 500 kV (4x28 Mvar).
 - . Un reactor de línea de 500 kV (4x28 Mvar).
 - . Una bahía de reactor de línea de 500 kV (2x28 Mvar).

- . Un reactor de línea de 500 kV (2x28 Mvar).
 - . Módulo común de 500 kV (protecciones, SS.AA., control, etc.).
 - . Ocho bahías de línea de 230 kV.
 - . Dos bahías de transformador de 230 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- **Subestación Coca Codo Sinclair, 500/230 kV:**
- . Cuatro bancos de transformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV.
 - . Un transformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva.
 - . Dos bahías de línea de 500 kV.
 - . Cuatro bahías de transformador de 500 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 500 kV.
 - . Dos bahías de reactor de línea de 500 kV (1x28 Mvar).
 - . Dos reactores de línea de 500 kV (1x28 Mvar).
 - . Módulo común de 500 kV (protecciones, SS.AA., control, etc.).
 - . Una bahía de línea de 230 kV (para línea a Nueva Loja).
 - . Cuatro bahías de transformador de 230 kV.
 - . Ocho bahías de transformador de 230 kV (unidades de generación).
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- **Subestación Sopladora, 500/230 kV:**
- . Un banco de transformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV.
 - . Un transformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva.
 - . Una bahía de línea de 500 kV.
 - . Una bahía de acoplamiento de 500 kV.
 - . Una bahía de reactor de línea de 500 kV (2x28 Mvar).
 - . Un reactor de línea de 500 kV (2x28 Mvar).
 - . Módulo común de 500 kV (protecciones, SS.AA., control, etc.).
 - . Cuatro bahías de línea de 230 kV.
 - . Una bahía de transformador de 230 kV.
 - . Tres bahías de transformador de 230 kV (unidades de generación).
 - . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Para el año 2013, con el ingreso de la central Sopladora, se debe contar con la línea de transmisión Yaguachi – Sopladora de 500 kV, pero energizada a 230 kV, y la barra de seccionamiento de 230 kV en la S/E Yaguachi.

En el año 2015, una vez que ingrese en operación la central de generación Coca Codo Sinclair, se requiere energizar la línea de transmisión Yaguachi – Sopladora a su voltaje de diseño (500 kV), así como se debe contar con la implementación de las otras instalaciones de este sistema de transmisión de 500 kV, indicadas anteriormente.

10.34.2 Sistema de Transmisión El Inga-Nanegalito-San Gregorio

TRANSELECTRIC, sobre la base de estudios preliminares, con la finalidad de evacuar la producción de todos los proyectos de generación hidroeléctrica, que se podrían desarrollar en la subcuenca del río Guayllabamba, y que suman alrededor de 2000 MW de capacidad, de acuerdo con la información de HIDROEQUINOCCIO, determinó que el sistema de transmisión asociado con estos proyectos de generación, sea diseñado para un nivel de voltaje de 500 kV, el cual, inicialmente operará energizado a 230 kV, debido a que hasta el año 2015, solamente se contará con una capacidad instalada de 750 MW.

Las obras consideradas en este sistema de transmisión son:

Líneas de Transmisión:

- Línea de transmisión Nanegalito – El Inga 500 kV, 90 km, un circuito, conductor 4x750 ACAR. Entrada en operación en el año 2013, con el ingreso del proyecto Chontal de 150 MW.
- Línea de transmisión Nanegalito – San Gregorio, 500 kV, 200 km, un circuito, conductor 4x750 ACAR. Entrada en operación en el año 2015, con el ingreso del proyecto Villadora de 350 MW.

Subestaciones:

- Subestación El Inga:

- . Una bahía de línea de 230 kV.

- Subestación Nanegalito:

- . Cinco bahías de línea de 230 kV.
- . Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

- Subestación San Gregorio:

- . Una bahía de línea de 230 kV.

La fecha de entrada de estas bahías de 230 kV, en las diferentes subestaciones, entrarán en operación de manera coordinada con las líneas de transmisión asociadas, indicadas anteriormente.

Cabe indicar que conformen se desarrollan los restantes proyectos de generación, será necesaria la ampliación de esta subestación, mediante la instalación de bancos de transformadores de 500/230 kV, así como del correspondiente patio de 500 kV.

El presupuesto del equipamiento de 500 kV, debido a la falta de experiencia de nuestro país en estos niveles de voltaje, fueron establecidos utilizando

información de costos extraídos del Estudio "Determinación del Costo FOB de los Elementos Técnicos y el Factor de Instalación para Unidades Constructivas" realizado por HMV Ingenieros Ltda. para la CREG de Colombia en junio de 2006, costos que se presentan en el Cuadro No. 14.

10.35 Interconexión con el Perú a 230 kV

En el mes de diciembre del año 2004, se culminó la construcción de la primera etapa de la interconexión con el Perú, que consistió en una línea de transmisión de 230 kV, en estructuras doble circuito, de 107 km de longitud, de los cuales 55 km son en territorio ecuatoriano. Además, se realizó la ampliación de la subestación Machala, mediante un banco de transformadores de 165 MVA de capacidad, de 230/69 kV.

Las obras incluidas en la primera etapa, permiten una transferencia de hasta 100 MW, con una operación radial de los dos sistemas nacionales.

Desarrollo de las siguientes etapas

Segunda etapa:

Considera la instalación de una estación convertidora corriente continua modalidad "back to back", que permitiría la operación interconectada de los dos sistemas, con una capacidad de transferencia de 100 MW.

Para la operación de esta alternativa será necesario disponer de la línea de transmisión Milagro–Machala a 230 kV, con las correspondientes ampliaciones de las subestaciones.

Tercera etapa:

Para esta etapa se requiere:

- a) Instalación de un segundo circuito entre Machala y Zorritos (Túmbez), en las mismas estructuras utilizadas para el primer circuito.
- b) Instalación de una segunda etapa de la estación convertidora "back to back" con capacidad para 125 MW.
- c) Reforzamiento del sistema de transmisión peruano.

En estas condiciones se podría transmitir hasta 250 MW de potencia.

Con el antecedente de que hasta la presente fecha no se definen las condiciones en las cuales debe operar la primera etapa de la interconexión binacional, instalación disponible desde finales del año 2004 y, al no existir acuerdo alguno con el gobierno del Perú sobre la ejecución de la segunda y tercera fase, no se incluye en el presente plan los costos de estas etapas de desarrollo.

11. PRESUPUESTO PARA LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

El Plan de Obras propuesto se resume en el Cuadro No. 6, con sus correspondientes costos. La inversión requerida para el período 2010–2020 es 874.94 millones de dólares, los cuales 30.19 millones de dólares serán financiados con recursos del Fondo de Solidaridad conforme el Mandato 009; mientras que los restantes 844.75 millones de dólares serán financiados con recursos del estado ecuatoriano, en cuyo valor se incluyen 436.52 millones de dólares que corresponden a los sistemas de transmisión de 500 kV, asociados a los proyectos de generación Coca Codo Sinclair, Sopladora y los de la subcuenca del Río Guayllabamba. Los valores de las inversiones que se indican en el referido cuadro, corresponden al año de su entrada en operación

12. ASPECTOS COMPLEMENTARIOS

CELEC S.A. - TRANSELECTRIC contempla en su plan de expansión la ejecución de varios proyectos cuyas características permitirían obtener beneficios ambientales (locales y globales) y socioeconómicos.

En particular, ciertos proyectos identificados en este plan se justifican por el beneficio adicional de reducir emisiones de dióxido de carbono (CO₂) derivadas de la generación termoeléctrica que sirve al SNI y por ende, contribuir a los esfuerzos del país en relación a la mitigación del calentamiento global.

Como un aporte para el financiamiento para la ejecución de estos proyectos, CELEC S.A. - TRANSELECTRIC podría incorporar el beneficio ambiental global de los mismos, mediante su registro bajo el MDL del Protocolo de Kyoto y la posterior participación en el mercado internacional de certificados de reducción de emisiones.

Los proyectos que por sus características, fomentarán una reducción de emisiones de CO₂ y que con el incentivo complementario de los certificados de carbono podrían asegurar su implementación son, entre otros:

- Línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui de 230 kV.
- Línea de transmisión Cuenca-Loja de 138 kV.
- Línea de transmisión Quevedo-Portoviejo de 230 kV.
- Línea de transmisión Milagro-Machala de 230 kV.
- Línea de transmisión Milagro-Trinitaria de 230 kV.
- Línea de transmisión Totoras-Quevedo de 230 kV.
- Línea de transmisión Quito-Guayaquil de 500 kV.

Conjuntamente con EEB se contrató con una empresa consultora la realización de estudios para lograr la certificación de la reducción de emisiones debido a la segunda línea de interconexión con Colombia a 230 kV, cuya metodología se encuentra en la etapa final de aprobación por parte del METH-PANEL.

13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Con la finalidad de cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos referidos en el presente Plan de Expansión, para garantizar el abastecimiento del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la incorporación de generación al SNI, más aún si se considera que el CONELEC mediante Oficio No. DE-09-1541 del 16 de julio de 2009, informa la aprobación del Plan de Expansión de Transmisión, período 2009-2020, en el cual se incluye el presupuesto correspondiente al sistema de transmisión de 500 kV 'Coca Codo Sinclair-El Inga-Yaguachi-Sopladora', es indispensable que CELEC S.A. – TRANSELECTRIC disponga de los recursos económicos oportunos y necesarios para la ejecución de las obras, de acuerdo con el presupuesto que forma parte de este plan.
- El plan de generación del CONELEC incluye proyectos hidroeléctricos de gran capacidad (Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi Pilatón, Minas, La Unión, Chontal, Chespi, Villadora, etc.) que determinan cambios estructurales en el Sistema Nacional de Transmisión e involucran altas inversiones, las cuales, de no concretarse la ejecución de los mencionados proyectos, provocarán un sobre costo a los usuarios del servicio eléctrico nacional, por lo que se requiere que el CONELEC, con la debida oportunidad, informe oficialmente el avance y/o retraso de los procesos de desarrollo de estos proyectos de generación.
- En el presente Plan de Expansión de Transmisión se realiza una descripción y valoración de las obras del sistema de transmisión de 500 kV y los subsistemas de transmisión de 230 kV asociados al desarrollo de los proyectos de generación hidroeléctricos ubicados en la subcuenca del Río Guayllabamba, que el Gobierno Nacional está promoviendo; sin embargo, debido a la falta de asignación de recursos de manera oportuna por parte del Ministerio de Finanzas para la ejecución de los proyectos de expansión del SNT, se recomienda que dentro del financiamiento de estos proyectos de generación, se contemplen los recursos para el desarrollo de su sistema de transmisión asociado.
- El sistema de transmisión de 500 kV, asociado a los proyectos de generación hidroeléctrica de la subcuenca del río Guayllabamba, en una primera etapa operará energizado a 230 kV, debido a que hasta el año 2015, solamente se contará con una capacidad instalada de 750 MW, de los 2000 MW previstos a desarrollarse en esta subcuenca.
- La configuración del sistema de transmisión de 500 kV fue determinada mediante estudios preliminares, los cuales serán profundizados en los próximos meses, con la contratación de consultoría.
- Cabe indicar que el sistema de transmisión de 500 kV, se lo debe realizar en dos etapas. En la primera etapa iniciaría su operación energizado temporalmente a 230 kV, en el año 2011 entre El Inga y C.C.Sinclair; y, en el año 2013, entre Yaguachi y Sopladora, con el objetivo de brindar un servicio oportuno a la provincia de Sucumbíos y, en el segundo caso, coincidiendo con el inicio de la operación del proyecto hidroeléctrico Sopladora. La segunda etapa de este sistema iniciará su

operación en el año 2015, operando todo el sistema a 500 kV, sujeto al ingreso del proyecto Coca Codo Sinclair.

- La presencia del sistema de transmisión de 500 kV, demandará que los diferentes organismos del sector eléctrico, como el CONELEC, CENACE y CELEC S.A. - TRANSELECTRIC, analicen las modificaciones que deberán realizarse y/o crear una nueva normativa correspondiente, regulaciones, procedimientos operativos, entre otros aspectos, de modo de contar con reglas ya establecidas, previo al inicio de los diseños de las subestaciones y líneas de transmisión para este nivel de tensión.
- Estos proyectos hidroeléctricos desplazarán la generación térmica del país, que básicamente se encuentra ubicada en la ciudad de Guayaquil, lo que obliga a un importante equipamiento de capacitores en diversas subestaciones del SNT. Además, se crea la necesidad de definir las políticas de despacho de generación de seguridad de área, aspecto en el cual tienen responsabilidad el CONELEC conjuntamente con el CENACE. Esta generación de seguridad no se ha considerado en los estudios eléctricos del presente plan de expansión.
- El desarrollo de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica, traerá como consecuencia la disminución de la tarifa eléctrica, lo que se reflejará en un mayor consumo de energía, fundamentalmente por la disminución o traslado del uso de gas domiciliario (cocinas, calefones, etc.) hacia el uso de electricidad. Este potencial crecimiento de la demanda deberá ser revisado en la proyección de la demanda entregada por el CONELEC, de acuerdo con el cambio de la matriz energética que impulsará el Gobierno Nacional.
- De acuerdo con la actualización de la proyección de demanda remitida por el CONELEC, se ha definido preliminarmente que para el abastecimiento de la demanda de la siderúrgica que se ubicaría en la zona de Posorja, el punto de conexión al SNT, sería la barra de 230 kV de la subestación Nueva Prosperina. De manera similar, para abastecer la demanda de las empresas mineras que se ubicarían en la zona de Zamora Chinchipe, preliminarmente el punto de conexión al SNT, sería la barra de 230 kV de la subestación Sinincay. Para los dos proyectos, las obras requeridas y la gestión para la conexión al SNT, serán de responsabilidad de los promotores de estos proyectos, de acuerdo con la normativa vigente.
- Para el año 2011 se requiere de un sistema de transmisión a 230 kV entre El Inga y Nueva Loja, obra que además de atender los requerimientos futuros de CNEL-Sucumbíos permitirá suministrar energía a varias empresas petroleras ubicadas en el sector nororiental del país, como es el caso de Petroproducción, empresa que ha manifestado su interés en interconectarse con el sistema nacional.
- Si bien la implantación del sistema de transmisión de 230 kV hacia Sucumbíos fue establecido para el año 2011 y que inicialmente utilizaría una de las líneas de 500 kV entre El Inga y Coca Codo Sinclair energizada a 230 kV, se deberá analizar la posibilidad de postergarla, de tal forma que entre en operación conjunta con el sistema de transmisión asociado al proyecto C.C.Sinclair, para lo cual se deberá prever generación térmica temporal en Sucumbíos ó analizar la posibilidad de

interconectarse a la subestación Orito, a nivel de 115 kV, de la Empresa de Energía del Putumayo de Colombia.

- Una nueva alternativa para atender la demanda del sector nororiental del país, que se está analizando en el seno de la Comisión de Vecindad e Integración entre Ecuador y Colombia, podría ser la construcción de una línea de interconexión internacional entre Orito en Colombia y Nueva Loja en Ecuador, mediante una línea de 230 kV, que inicialmente operaría a 115 kV, alternativa que además de cubrir posibles retrasos en la construcción del proyecto Coca Codo Sinclair, serviría luego para exportar energía a Colombia, cuando este proyecto de generación ingrese en operación.
- Es preocupación de CELEC S.A. – TRANSELECTRIC que el CONELEC no haya continuado con el proyecto de normativa ó regulación que defina cuando una instalación debe ser desarrollada como parte del Plan de Expansión de Transmisión ó como parte de los sistemas de subtransmisión que son responsabilidad de las Empresas Distribuidoras.
- La necesidad de ampliación futura de la capacidad de transformación a nivel de 230 kV en la ciudad de Guayaquil, requiere que la CATEG-D realice, en el menor tiempo posible, un estudio de expansión de su sistema de subtransmisión, considerando los niveles de voltaje de 138 y/o 230 kV, que permita atender de una forma adecuada y coherente el crecimiento de la principal carga del SNI. Estudios similares deberán realizarse, en forma conjunta con TRANSELECTRIC, para varias empresas distribuidoras del país, como CNEL-Manabí, CNEL-Guayas Los Ríos, EMELNORTE, CNEL-Esmeraldas, CNEL-Sucumbíos, entre otras.
- Las empresas de distribución deberán realizar el equipamiento de compensación capacitiva en su sistema, no solamente para cumplir con el factor de potencia de la carga que exige la normativa, sino también para que constituyan un respaldo y complemento de los capacitores que el transmisor instala en las subestaciones del SNT en su área de influencia.
- Debido a las dificultades que se presentan en la obtención de las fajas de servidumbre para las nuevas líneas de transmisión, en algunos casos se propone que se diseñen y construyan las líneas para un nivel de tensión superior al que operarían inicialmente; y, en otros casos se ve la necesidad de adelantar su ejecución con la finalidad de asegurar estos derechos de paso, que a futuro serán más difíciles conseguirlos. Igualmente, en situaciones en las que no se puede aplicar lo antes mencionado, se está optando por reconfigurar y optimizar algunas estructuras instaladas en el SNT para añadir circuitos adicionales.
- El CONELEC deberá revisar la normativa referente a la entrega de los planes de expansión de las distribuidoras y/o del transmisor, de tal forma de conseguir que los planes de las empresas de distribución que entregan al CONELEC puedan ser consideradas en la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión, con la finalidad de evitar lo que ocurre actualmente, dándose el caso que la información remitida por los distribuidores corresponde al plan elaborado hace un año y, que

muchas veces lo entregan a finales del mes de marzo, cuando prácticamente estaba por concluirse la elaboración del documento.

- Para la proyección de la demanda de potencia y energía que anualmente realiza el CONELEC, se debe incluir la demanda de los Grandes Consumidores que podrían integrarse al SNI en el futuro, especialmente en el corto plazo, como es el caso de varias empresas mineras y petroleras que se han acercado a TRANSELECTRIC para indicar sus intenciones de conexión al SNT.
- Se procedió con el cambio de ubicación de la subestación Manta de 138/69 kV hacia el sector de Montecristi, tomando en cuenta futuras ampliaciones de su capacidad de transformación; facilidades para la expansión de los sistemas de transmisión y subtransmisión; evitar la construcción de líneas de 69 kV que atravesarían zonas densamente pobladas de la ciudad de Manta, que además agravarían la situación financiera de la distribuidora; reducción de costos de relleno y compactación del terreno, etc.
- Debido a que la Cámara de la Pequeña Industria de Manta informó al CONELEC y TRANSELECTRIC que la demanda en la zona de Manta tiene un alto crecimiento, así como cargas autoabastecidas, se ha anticipado la construcción de una nueva subestación de 230/69 kV y 225 MVA de capacidad, en el sector de San Juan de Manta, la cual será alimentada mediante una línea de transmisión de 230 kV, de 35 km de longitud, desde la subestación San Gregorio.
- Para las simulaciones de flujos de potencia, tanto para periodo lluvioso como estiaje, se utiliza la demanda máxima anual no coincidente, lo que provoca que en algunas subestaciones del SNT, en periodo lluvioso del año 2010 se presenten bajos voltajes y/o sobrecargas, las cuales en la realidad no ocurrirían si se simulara la demanda prevista para ese periodo, que es inferior a la demanda máxima que se presenta en el mes de diciembre.
- Existen unidades de generación térmica en varias empresas eléctricas del país que podrían ser habilitadas para operar en horas pico y que evitarían sobrecargas y/o bajos voltajes en las zonas de influencia de estas empresas, cuyo sobre costo de generación forzada, si lo hubiere, podría en algunos casos ser menor que el ahorro derivado de la postergación de algunas obras del SNT.
- El CENACE y CONELEC deben exigir que las centrales de generación provean los reactivos necesarios para una adecuada operación del SNI, entre las que se puede mencionar a ELECTROQUIL, TERMOGUAYAS, entre otras.
- Para optimizar la ejecución de los estudios eléctricos del Plan de Expansión, principalmente del sistema de transmisión de 500 kV, es necesario que el CONELEC realice las gestiones correspondientes con los organismos de Colombia y Perú, para obtener la base de datos de la información técnica de sus planes de expansión, si es posible, en formato Power Factory (DIgSILENT) y, la autorización correspondiente para que se pueda entregar a los Agentes para realizar los estudios eléctricos de acceso al SNT.

- Se estima conveniente que la información proporcionada por el CONELEC para la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión, como son la proyección de la demanda anual de potencia y energía y el plan de generación para los próximos diez años, sea entregada de manera oficial, los primeros días del mes de enero, con lo cual se dispondrá de un adecuado periodo de tiempo para la ejecución de los estudios eléctricos y económicos que son necesarios para la actualización del referido plan.
- Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área norte de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación Policentro, se ha programado la construcción de la subestación Las Orquídeas, la cual será abastecida desde la subestación Dos Cerritos a nivel de 138 kV, con lo cual se evitará las altas transferencias de potencia por los transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV. Además, el disponer un patio de 138 kV en la subestación Dos Cerritos permite que la carga de CNEL-Guayas Los Ríos, correspondiente al cantón Durán, pueda ser abastecida a ese nivel de voltaje.
- La presencia de nueva generación hidroeléctrica en el país, permite reducir la generación térmica en la ciudad de Guayaquil, que añadido con el crecimiento de su demanda, haría necesario la ampliación de la transformación 230/138 kV en la subestación Pascuales y el incremento de la transformación a nivel de 230 kV en la subestación Salitral, para servir desde el SNI a dicha ciudad. Una de las alternativas de equipamiento que soluciona en forma simultánea estos problemas, es la construcción de una nueva subestación que preliminarmente se ubicaría en la zona de Salitral, la cual será alimentada desde la subestación Yaguachi mediante una línea de 230 kV.
- En el presente plan de expansión 2010-2020, se han programado nuevas obras de transmisión como la subestación Chavezpamba en el norte del país; una línea de 138 kV entre Nueva Loja y Orellana en el oriente ecuatoriano, las mismas que deberán ser ratificadas ó rectificadas, su ubicación ó su fecha de entrada en operación, mediante estudios particulares de cada área, conjuntamente con las empresas distribuidoras de cada una de las regiones de influencia de esas obras.
- Por información extraoficial se conoce que se desarrollarán varios proyectos hidroeléctricos adicionales en la subcuenca del río Guayllabamba como Palma Real, Calderón, Manduriacu, Tortugo, etc., lo cual se requiere que el CONELEC lo oficialice y/o los incluya en el plan de generación, con la finalidad de poder definir un adecuado sistema de transmisión asociado y no establecer sistemas parciales ó sobredimensionados. Se menciona que esta generación podría superar los 2.000 MW, distribuidos en once proyectos, lo que implicará un replanteo del proyecto del sistema de transmisión El Inga – Nanegalito – San Gregorio de 500 kV.
- Para brindar un mejor servicio a CNEL-Los Ríos, se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión de 138 kV entre Milagro y Babahoyo, doble circuito, con montaje inicial de uno, la cual utilizará las 32 estructuras que actualmente están siendo instaladas en reemplazo de los postes, con la finalidad de evitar los problemas de altura y distancias de seguridad, derivados del cambio del uso del suelo a lo largo de la ruta de esta línea de transmisión.

- El CENACE recomendó, en el PET 2009-2020, presentado en diciembre del 2008 para la aprobación del CONELEC, instalar capacitores a nivel de 69 kV en Salitral, recomendación que no es factible, puesto que la barra de 69 kV es blindada y aislada en SF6 y todas sus bahías están ocupadas, siendo imposible ampliarlas. Este problema se superará con la instalación de la subestación Nueva Salitral.
- Para atender emergencias que se pudieran presentar en la línea Totoras-Agoján, ante una posible erupción del volcán Tungurahua, se han implementando mecanismos que permitan energizar temporalmente a 138 kV, uno de los circuitos de la línea Totoras-San Francisco de 230 kV, solución que evitaría cambiar la ruta de línea Totoras-Agoján a la otra margen del río Pastaza.

../..

Cuadro No. 1

CELEC S.A. - TRANSELECTRIC
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
DATOS TÉCNICOS DE LOS EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN (a Jul-09)

SUBESTACIÓN	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	NÚMERO DE TRANSFORM.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO	LTC
			OA	FA	FOA		
MOLINO	230/138/13.8	6+1	450	600	750	auto - 1f	no
PASCUALES	230/138/13.8	6	450	600	750	auto - 1f	no
STA. ROSA	230/138/13.8	6+1	450	600	750	auto - 1f	no
STO. DOMINGO	230/138/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	no
QUEVEDO	230/138/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	no
TOTORAS	230/138/13.8	3+1	60	80	100	auto - 1f	no
RIOBAMBA	230/69/13.8	3+1	60	80	100	traf - 1f	si
MILAGRO	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	no
MILAGRO	230/138/13.8	1	135	180	225	auto - 3f	no
TRINITARIA	230/138/13.7	1	135	180	225	auto - 3f	no
POMASQUI	230/138/13.8	1	180	240	300	auto - 3f	no
DOS CERRITOS	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	si
MACHALA	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	si
TULCAN	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
IBARRA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
IBARRA	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
IBARRA	138/34.5/13.8	1	30	40	40	traf - 3f	no
MOVIL	138/69/46	1	30	32	32	traf - 3f	no
VICENTINA	138/46/13.8	1	33	48	48	traf - 3f	no
STA. ROSA	138/46/13.8	1	45	60	75	traf - 3f	si
MULALO	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
AMBATO	138/69/13.8	1	33	43	43	auto - 3f	no
TOTORAS	138/69/13.8	3+1	60	80	100	auto - 1f	no
CUENCA	138/69/13.8	3+1	60	80	100	auto - 1f	no
LOJA	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
ESMERALDAS	138/69/13.8	1	45	60	75	auto - 3f	si
STO. DOMINGO	138/69/13.8	3	60	80	100	auto - 1f	no
QUEVEDO	138/69/13.8	3+1	101	134	168	auto - 1f	si
PORTOVIEJO	138/69/13.8	2	90	120	150	auto - 3f	si
CHONE	138/69/13.8	1	40	50	60	auto - 3f	si
PASCUALES	138/69/13.8	1	134	168	224	auto - 3f	si
SALITRAL	138/69/13.8	6+2	180	240	300	auto - 1f	no
TRINITARIA	138/69/13.8	3+1	90	120	150	auto - 1f	si
POLICENTRO	138/69/13.8	3+1	90	120	150	auto - 1f	si
STA. ELENA	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
POSORJA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
BABAHOYO	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
MACHALA	138/69/13.8	6	120	160	200	auto - 1f	si
PUYO	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
TENA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
COCA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
TOTAL (MVA)			3,981	5,287	6,578		

Cuadro No. 2

CELEC S.A. - TRANSELECTRIC
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
DATOS TÉCNICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (a Jul-09)

NOMBRE DE LA LÍNEA	VOLTAJE (kV) (0)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD TRANSMISIÓN (MVA) (1)	NÚMERO DE CIRCUITOS	CONDUCTOR DE FASE	
					TIPO	CALIBRE
Sta. Rosa - Sto. Domingo	230	78.34	342.0	2	ACSR	1113
Sto. Domingo - Quevedo	230	104.00	353.0	2	ACSR	1113
Quevedo - Pascuales	230	145.25	353.0	2	ACSR	1113
Milagro - Pascuales (2)	230	52.76	353.0	1	ACSR	1113
Milagro - Dos Cerritos (2)	230	42.87	353.0	1	ACSR	1113
Dos Cerritos - Pascuales (2)	230	9.89	353.0	1	ACSR	1113
Molino (Paute) - Milagro	230	135.74	342.0	2	ACSR	1113
Sta. Rosa - Totoras	230	110.10	342.0	2	ACSR	1113
Molino (Paute) - Totoras (2)	230	200.20	342.0	1	ACSR	1113
Molino (Paute) - Riobamba (2)	230	157.32	342.0	1	ACSR	1113
Riobamba - Totoras (2)	230	42.88	342.0	1	ACSR	1113
Paute - Pascuales	230	188.43	342.0	2	ACSR	1113
Pascuales - Trinitaria	230	28.28	353.0	1	ACSR	1113
Santa Rosa - Pomasqui	230	45.90	340.0	2	ACAR	1200
Pomasqui - Frontera norte, 1 era línea	230	136.40	340.0	2	ACAR	1200
Pomasqui - Frontera norte, 2 da línea	230	136.20	340.0	2	ACAR	1200
Machala - Frontera sur	230	53.19	340.0	2	ACAR	1200
		1667.75				

Cuadro No. 2

CELEC S.A. - TRANSELECTRIC SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DATOS TÉCNICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (a Jul-09)

NOMBRE DE LA LÍNEA	VOLTAJE (kV) (0)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD TRANSMISIÓN (MVA) (1)	NÚMERO DE CIRCUITOS	CONDUCTOR DE FASE	
					TIPO	CALIBRE
Pucará - Ambato	138	27.74	112.0	1	ACSR	477
Pucará - Mulaló	138	35.00	112.0	1	ACSR	477
Mulaló - Vicentina (3)	138	74.00	112.0	1	ACSR	477
Vicentina - Guangopolo	138	7.00	112.0	1	ACSR	477
Sta. Rosa - Vicentina	138	18.50	112.0	1	ACSR	477
Vicentina - Pomasqui	138	20.40	112.0	2	ACSR	477
Pomasqui - Ibarra	138	60.50	112.0	2	ACSR	477
Ibarra - Tulcán	138	74.48	115.5	1	ACSR	477
Tulcán - Frontera	138	7.50	115.5	1	ACSR	477
Sto. Domingo - Esmeraldas	138	154.80	113.2	2	ACSR	397.5
Pascuales - Salitral	138	17.40	126.0	2	ACSR	477
Trinitaria - Salitral	138	12.00	211.8	1	ACSR	1113
Pascuales - Policentro	138	15.10	126.0	2	ACSR	477
Quevedo - Daule Peripa (4)	138	43.20	113.2	2	ACSR	397.5
Daule Peripa - Portoviejo (4)	138	91.20	113.2	2	ACSR	397.5
Daule Peripa - Chone	138	63.20	113.2	1	ACSR	397.5
Chone - Severino	138	22.80	113.2	1	ACSR	397.5
Milagro - Babahoyo	138	47.30	113.5	1	ACSR	397.5
Molino (Paute) - Cuenca	138	67.08	99.5	2	ACSR	397.5
Cuenca - Loja	138	134.20	99.5	1	ACSR	397.5
Pascuales - Santa Elena	138	105.50	113.5	1	ACSR	397.5
Pascuales - Electroquil (5)	138	38.03	113.5	1	ACSR	397.5
Electroquil - Las Juntas (6)	138	35.24	113.5	1	ACSR	397.5
Las Juntas - Posorja	138	48.87	113.5	1	ACSR	397.5
Milagro - San Idelfonso	138	112.78	113.5	2	ACSR	397.5
San Idelfonso - Machala	138	21.00	113.5	2	ACSR	397.5
Totoras - Agoyán	138	33.00	133.0	2	ACSR	636
Totoras - Ambato	138	7.00	99.5	1	ACSR	397.5
Tena - F. de Orellana	138	142.14	90.0	1	ACAR	300.0
Baños - Puyo	138	50.14	88.8	1	ACSR	266.8
Puyo - Tena	138	61.90	88.8	1	ACSR	266.8
Cuenca - Limón (7)	138	60.77	88.8	1	ACSR	266.8
Loja - Cubaratza (7)	138	54.10	88.8	1	ACSR	266.8
		1763.87				

Notas:

- (0) Voltaje de diseño.
- (1) Capacidad de transmisión de diseño y por circuito.
- (2) Líneas Milagro-Pascuales y Molino-Totoras, que se seccionan en las subestaciones Dos Cerritos y Riobamba, respectivamente.
- (3) Los 18.5 Km finales comparte las estructuras con la L/T Sta. Rosa - Vicentina.
- (4) Incluye Tramo Daule - Peripa hasta el seccionamiento de L/T Quevedo - Portoviejo, 13.7 km que no es de propiedad de TRANSELECTRIC
- (5) Hasta la estructura 56 comparte las mismas estructuras de la L/T Pascuales-Sta. Elena, incluye 13.8 km de propiedad de Electroquil.
- (6) De la estructura 56 hasta Las Juntas comparte las mismas estructuras de la L/T Pascuales-S. Elena, incluye 13.8 km propiedad de Electroquil.
- (7) Actualmente operan energizadas a 69 kV, TRANSELECTRIC no recibe remuneración.

Cuadro No. 3

**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA (MW)
REALIZADA POR EL CONELEC**

(INCLUYE A CARGAS ESPECIALES, REEMPLAZO DE COCCIÓN Y CALEFÓN A GAS POR ELECTRICIDAD Y GRAN INDUSTRIA)
ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO

Empresa Distribuidora	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ambato	89.8	128.6	134.8	141.7	148.3	154.5	162.7	170.9	177.5	183.7	189.5
Azogues	17.8	18.4	19.0	19.8	20.7	21.7	23.1	24.5	25.6	26.5	27.4
Bolívar	13.8	14.1	14.4	14.9	15.5	16.2	17.1	18.1	18.8	19.4	19.9
Categ-D	784.6	870.9	914.8	965.9	1,022.1	1,083.1	1,160.8	1,237.4	1,302.4	1,362.8	1,420.8
Centro Sur	140.3	146.7	153.6	161.9	171.2	181.4	194.8	208.0	219.1	229.3	239.0
Cotopaxi	71.4	74.1	77.0	80.5	84.3	88.6	94.1	99.6	104.2	108.4	112.4
El Oro	113.4	119.5	126.1	133.7	142.1	151.3	163.1	174.7	184.9	194.3	203.5
Esmeraldas	76.8	80.5	84.5	89.2	94.5	100.3	107.8	115.3	121.6	127.4	133.0
Guayas-Los Ríos	246.3	262.2	279.1	298.2	319.3	342.2	370.5	399.0	424.2	448.3	471.9
Los Ríos	60.0	63.0	66.2	70.0	74.2	78.9	84.9	90.8	96.0	100.7	105.4
Manabí	249.5	281.5	301.6	335.7	359.8	385.1	415.5	445.6	472.9	499.3	525.3
Milagro	101.8	107.7	114.0	121.4	129.6	138.6	149.9	161.3	171.3	180.9	190.2
Norte	86.4	90.5	94.7	99.6	105.1	111.2	119.2	127.0	133.6	139.6	145.3
Quito	692.4	723.5	756.4	795.3	838.5	885.6	947.4	1,008.3	1,059.0	1,105.5	1,149.9
Riobamba	56.0	57.6	59.3	61.6	64.1	67.0	71.1	75.1	78.1	80.7	83.0
Santa Elena	80.2	83.8	87.6	92.1	97.2	102.9	110.3	117.6	123.8	129.4	134.8
Santo Domingo	76.0	80.6	85.4	90.9	97.0	103.5	111.8	120.1	127.2	134.0	140.6
Sucumbíos 1/	95.2	107.8	110.6	113.8	117.3	121.1	125.7	130.4	134.7	138.9	143.1
Sur	50.5	52.6	54.8	57.5	60.5	63.7	68.1	72.3	75.8	78.8	81.7
Gran Industria	46.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
Potencia Máxima No Coincidente SNI	3,148.2	3,593.7	3,763.9	3,973.7	4,191.5	4,426.9	4,728.0	5,026.2	5,280.7	5,518.0	5,746.7
Potencia Máxima Coincidente SNI	3,053.8	3,485.9	3,651.0	3,854.5	4,065.8	4,294.1	4,586.1	4,875.4	5,122.3	5,352.4	5,574.3
Galápagos (Sis. Aislado)	5.9	6.0	6.2	6.4	6.6	6.8	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8
Potencia Máxima Coincidente Nacional	3,059.6	3,491.9	3,657.2	3,860.9	4,072.4	4,300.9	4,593.1	4,882.6	5,129.7	5,360.0	5,582.1

Nota 1: La demanda de CNEL-Sucumbíos se considera incorporada al S.N.I.

Cuadro No. 5

CELEC S.A. - TRANSELECTRIC
CENTRALES DE GENERACIÓN CONSIDERADAS EN LOS ESTUDIOS
DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
PLAN DE EQUIPAMIENTO: 2010 - 2020

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA (MW)	POSIBLE PUNTO CONEXIÓN	FECHA DE OPERACIÓN
MAZAR	160	Zhoray	1er. Sem. 2010
BABA	42	L/T Quevedo-Sto. Dgo.	2do. Sem. 2010
HIDROTAMBO	8	Bahahoyo	1er. Sem. 2011
CHORRILLOS	4	Loja	1er. Sem. 2011
SIGCHOS	17.4	Mulaló	1er. Sem. 2011
S.JOSE DE MINAS	6	Pomasqui-E.E.Q.	1er. Sem. 2011
OCAÑA	26	Cuenca	1er. Sem. 2011
VILLONACO	15	Loja	2do. Sem. 2011
LA MERCED DE JONDACHI	18	L/T Tena-F. Orellana	2do. Sem. 2011
ESMERALDAS (Ampliación)	144	Esmeraldas	2do. Sem. 2011
MACHALA POWER II y III	95	San Idelfonso	1er. Sem. 2010
	87		1er. Sem. 2011
HIDROVICTORIA	10	Pifo (El Inga)	1er. Sem. 2012
APAQUÍ	45	L/T Ibarra-Tulcán	1er. Sem. 2012
TOPO	22	Puyo	2do. Sem. 2012
PILALÓ	9.3	Mulaló	2do. Sem. 2012
SOPLADORA	487	Molino	1er. Sem. 2013
MAZAR DUDAS	22.3		1er. Sem. 2013
LLANGANATES	27.6		1er. Sem. 2013
SOLDADOS YANUNCAY	27.8		1er. Sem. 2013
QUIJOS BAEZA	100	El Inga (Pifo)	2do. Sem. 2013
CHONTAL	150	Nagegalito	2do. Sem. 2013
LA UNION	80	Machala	2do. Sem. 2013
TOACHI-PILATÓN	50	L/T Sta. Rosa - Sto. Dgo.	2do. Sem. 2013
	178		
CHESPI	250	Nagegalito	2do. Sem. 2014
MINAS	273	Machala	2do. Sem. 2014
VILLADORA	350	Nagegalito	2do. Sem. 2015
COCA CODO SINCLAIR	1500	Pifo (El Inga)	2do. Sem. 2015

Cuadro No. 6
PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2010-2020
Costo en miles de US Dólares 1/

Item	PROYECTO	Ingreso operación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
23	L/T Milagro - Babahoyo, 138 kV (repotenciación).				7,056						2,010			9,066
23.1	L/T Milagro-Babahoyo, 138 kV, 48 km, 2 ckt, montaje de uno, 750 ACAR.	4to. trim 2011			7,056									7,056
23.2	L/T Milagro-Babahoyo, 138 kV, montaje 2do circuito										960			960
23.3	S/E Milagro, ampliación.										525			525
23.4	- 1 bahía de línea de 138 kV. S/E Babahoyo, ampliación. - 1 bahía de línea de 138 kV.	2018									525			525
24	Sistema de transmisión Yaguachi - Nueva Salitral, 230 kV.	2014					14,490							14,490
24.1	L/T Yaguachi-N.Salitral, 230 kV, 55 Km, 2 ckt. (montaje uno), 1200 ACAR.						6,831							6,831
24.2	S/E Nueva Salitral, 230/69 kV - Transformador trifásico de 135/180/225 MVA. - 1 bahíasde 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 transferencia de 69 kV. - 4 bahías de línea de 69 kV.						2,854 731 644 600 347 351							2,854 731 644 600 347 351
24.3	S/E Yaguachi, ampliación. - 1 bahía de línea de 230 kV.						1,456 676 676							1,456 676 676
25	Subestación Chavezpamba (Tabacundo), 138/69 kV.	2012			5,063									5,063
25.1	S/E Chavezpamba, 138/69 kV. - Transformador trifásico de 40/53/67 MVA. - 2 bahía de línea de 138 kV. - 1 bahía de transformador de 138 kV. - 1 bahía de transferencia de 138 kV. - 2 bahías de línea de 69 kV. - 1 bahía de transformador de 69 kV. - 1 bahía de transferencia de 69 kV.				5,063 1,474 1,140 507 516 728 347 351									5,063 1,474 1,140 507 516 728 347 351
26	Sistema transmisión Dos Cerritos - Las Orquideas, 138 kV.	2015						19,166						19,166
26.1	S/E Las Orquideas, 138/69 kV. - Transformador trifásico de 225 MVA. - 2 bahías de línea de 138 kV. - 1 bahía de transformador de 138 kV. - 1 bahía de transferencia de 138 kV. - 3 bahías de línea de 69 kV. - 1 bahía de transformador de 69 kV. - 1 bahía de transferencia de 69 kV. - Terreno 3Ha							7,286 2,133 1,140 507 516 1,092 347 351 1,200						7,286 2,133 1,140 507 516 1,092 347 351 1,200
26.2	S/E Dos Cerritos, patio de 138 kV. - Banco de transformadores, 230/138 kV, 225/300/375 MVA. - 1 bahía de transformador de 230 kV. - 2 bahías de línea de 138 kV. - 1 bahía de transformador de 138 kV. - 1 bahía de transferencia de 138 kV.							9,750 6,453 1,314 1,050 462 471						9,750 6,453 1,314 1,050 462 471
26.3	L/T Dos Cerritos-Las Orquideas, 138 kV, 10 Km, doble circuito, 750 ACAR.							2,130						2,130
27	Sistema de transmisión Dos Cerritos - Durán, 138 kV.	2016							9,900					9,900
27.1	S/E Durán (El Recreo), 138/69 kV. - Transformador trifásico de 225 MVA. - 2 bahías de línea de 138 kV. - 1 bahía de transformador de 138 kV. - 1 bahía de transferencia de 138 kV. - 4 bahías de línea de 69 kV. - 1 bahía de transformador de 69 kV. - 1 bahía de transferencia de 69 kV. - Terreno 3Ha								7,050 2,133 1,140 507 516 1,456 347 351 600					7,050 2,133 1,140 507 516 1,456 347 351 600
27.2	S/E Dos Cerritos, ampliación 2 bahías de línea de 138 kV.								1,050					1,050
27.3	L/T Dos Cerritos-Durán, 138 kV, 20 Km, doble circuito, 477 ACSR.								1,800					1,800
28	Sistema de transmisión Nueva Loja - Orellana, 138 kV.	2018									9,887			9,887
28.1	S/E Nueva Loja, 230/138 kV. - Transformador trifásico de 100/133/167 MVA. - 1 bahía de transformador de 230 kV. - 1 bahía de transformador de 230 kV (completar esquema barras). - 1 bahía de línea de 138 kV. - 1 bahía de transferencia de 138 kV.										4,490 2,316 589 589 525 471			4,490 2,316 589 589 525 471
28.2	S/E Orellana, ampl. 2 bahías de línea de 138 kV (completar esquema).										1,050			1,050
28.3	L/T Nueva Loja-Orellana, 138 kV, 52 Km, 2 ckt (montaje uno).										4,347			4,347
29	Sistema de transmisión N. Prosperina - Santa Elena, 230 kV.	2019										8,636		8,636
29.1	S/E Santa Elena, 230/69 kV. - Transformador trifásico de 100/133/167 MVA. - 1 bahía de línea de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV. - 3 bahías de línea de 69 kV. - 1 bahía de transformador de 69 kV. - 1 bahía de transferencia de 69 kV.										5,428 2,307 731 600 1,092 347 351			5,428 2,307 731 600 1,092 347 351
29.2	S/E Nueva Prosperina, ampliación 1 bahía de línea de 230 kV.										676			676
29.3	L/T N. Prosperina-Chongón(S.Elena), 230kV, 20Km, 2 ckt (montaje uno).										2,532			2,532
30	Subestación La Troncal (ex Milagro), 230/69 kV.	2012			6,803									6,803
30.1	S/E La Troncal, 230/69 kV. - Transformador trifásico de 100/133/167 MVA. - 2 bahía de línea de 230 kV. - 1 bahía de transformador de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV. - 3 bahías de línea de 69 kV. - 1 bahía de transformador de 69 kV. - 1 bahía de transferencia de 69 kV.				6,803 2,307 1,462 644 600 1,092 347 351									6,803 2,307 1,462 644 600 1,092 347 351

Cuadro No. 6
PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2010-2020
Costo en miles de US Dólares 1/

Item	PROYECTO	Ingreso operación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
31	Sistema de transmisión Milagro - Las Esclusas, 230 kV.	3er. trim 2010	26,994											26,994
34.1	S/E Las Esclusas, 230/138 kV. - Transformador trifásico de 135/180/225 MVA. - 4 bahía de línea de 230 kV (más una de Termoguayas). - 1 bahía de transformador de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV. - 2 bahías de línea de 138 kV (más una Intervisa y una Ulyseas). - 1 bahía de transformador de 138 kV. - 1 bahía de transferencia de 138 kV.		10,104 3,139 3,216 708 660 1,254 558 568											10,104 3,139 3,216 708 660 1,254 558 568
34.2	L/T Milagro - Las Esclusas, 230 kV, 2 circuitos, 54 Km.		15,403											15,403
34.3	S/E Milagro, ampliación 2 bahías de línea de 230 kV.		1,487											1,487
32	S/E Pascuales, 138/69 kV, ampliación.	2do. sem 2010	3,198											3,198
	- Segundo transformador, 200/224 MVA. - 1 bahía de transformador de 138 kV. - 1 bahía de transformador de 69 kV.		2,346 508 343											2,346 508 343
33	Sistema de transmisión Proyectos de Generación.			49,380	7,508	18,108	11,371							86,367
33.1	Sistema de transmisión Milagro - San Idelfonso - Machala, 230 kV.	2011-2012-2014		5,967	7,508		1,352							14,827
33.1.1	S/E Milagro, ampliación: - 1 bahía de línea de 230 kV.				676 676									676 676
33.1.2	S/E Machala, ampliación: - 1 bahía de línea de 230 kV.						676 676							676 676
33.1.3	S/E Idelfonso, 230/138 kV, ampliación: - Transformador trifásico de 135/180/225 MVA. - 2 bahías de línea de 230 kV (más una de Machala Power). - 1 bahía 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.		5,967 2,854 1,462		676 676		676 676							7,319 2,854 1,462 1,352 589 600 462
33.1.4	L/T Milagro - Machala, 230 kV, montaje segundo circuito. - L/T Milagro - San Idelfonso, 230 kV, 114 Km, montaje 2do. circuito.					6,156 6,156								6,156 6,156
33.2	Sistema de transmisión Esmeraldas - Sto. Domingo, 230 kV.	2do. sem 2011		43,413										43,413
33.2.1	S/E Esmeraldas, 230/138 kV. - Banco de transformadores, 230/138 kV, 100/133/167 MVA. - 2 bahías de línea de 230 kV (SF6). - 3 bahías de transformador de 230 kV (SF6). - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV (SF6). - 1 bahía de transformador de 138 kV.			12,148 3,676 2,778 3,942 1,290 462										12,148 3,676 2,778 3,942 1,290 462
33.2.2	S/E Santo Domingo - 2 bahías de línea de 230 kV.			1,352 1,352										1,352 1,352
33.2.3	L/T Esmeraldas - Sto. Domingo, 230kV, 155 Km, 2 circuitos.			29,913										29,913
33.3	Sistema de transmisión Toachi Pilatón, 230 kV.	2013				10,276								10,276
33.3.1	Tap línea Toachi Pilatón, tramo 2 x 2 Km, 230 kV, doble circuito.					640								640
33.3.2	L/T Toachi Pilatón - Sarapullo, 230 kV, 11 Km, 1 circuito, 1200 ACAR.					1,430								1,430
33.3.3	S/E Alluriquín - 5 bahías de línea de 230 kV. - 2 bahías de transformador de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.					5,543 3,655 1,288 600								5,543 3,655 1,288 600
33.3.4	S/E Sarapullo - 1 bahía de línea de 230 kV. - 2 bahías de transformador y 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.					2,663 731 1,932								2,663 731 1,932
33.4	Sistema de transmisión Machala-La Unión-Minas, 230 kV.	2013-2014				7,832	10,019							17,851
33.4.1	L/T Machala - La Unión, 230 kV, 18 Km, 2 circuitos, 1200 ACAR.					3,130								3,130
33.4.2	L/T La Unión - Minas, 230 kV, 16 Km, 2 circuitos, 1200 ACAR.						2,785							2,785
33.4.3	S/E La Unión - 2 bahías de línea de 230 kV. - 2 bahías de línea de 230 kV. - 2 bahías de transformador de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.					3,350 1,462 1,288 600	1,462 1,462							4,812 1,462 1,288 600
33.4.4	S/E Minas Jubones - 2 bahías de línea de 230 kV. - 4 bahías de transformador de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.						4,638 1,462 2,576 600							4,638 1,462 2,576 600
33.4.5	S/E Machala, ampliación. - 2 bahías de línea de 230 kV.					1,352 1,352								1,352 1,352
33.4.6	L/T San Idelfonso - Machala, 230 kV, montaje segundo circuito. - L/T San Idelfonso - Machala, 230 kV, 21 Km, montaje 2do. circuito.						1,134 1,134							1,134 1,134

Cuadro No. 6

PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2010-2020
Costo en miles de US Dólares ^{1/}

Item	PROYECTO	Ingreso operación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
34	Sistema de transmisión de 500 kV.			29,838		85,878	731	320,075						436,521
34.1	Sistema de transmisión CC Sinclair-EI Inga-Yaguachi-Sopladora			29,838		61,602		270,142						361,581
34.1.1	L/T El Inga - CCSinclair, 500 kV, 125 km, 1 circuito, 4x750ACAR, opera 230kV.	2011		29,838										29,838
34.1.2	L/T El Inga - CCSinclair, 500 kV, 125 km, 1 circuito, 4x750 ACAR.	2015						29,838						29,838
34.1.3	L/T El Inga - Yaguachi, 500 kV, 300 km, 1 circuito, 4 x 750 ACAR.	2015						71,610						71,610
34.1.4	L/T Yaguachi - Sopladora, 500 kV, 180 km, 1 circuito, 4 x 750 ACAR.	2013				42,966								42,966
34.1.5	L/T Tramo Molino (Paute) - Sopladora, 230 kV, 12 km, 2 circuitos.	2013				2,400								2,400
34.1.6	L/T Tramo Sopladora-Riobamba-Totoras, 230 kV, 12 km, 2 circuitos.	2013				2,400								2,400
34.1.7	S/E El Inga, 500/230 kV. - 3 Bancos de transformadores monofásicos, 450 MVA, 500/230 kV. - 1 Transformador monofásico de reserva, 150 MVA, 500/230 kV. - 3 bahías de línea de 500 kV. - 3 bahías de transformador de 500 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 500 kV. - 2 bahías para reactor de línea de 500 kV (1 x 28 MVAR). - 2 Reactores de línea de 500 kV (1 x 28 MVAR). - 1 bahía para reactor de línea de 500 kV (4 x 28 MVAR). - 1 Reactor de línea de 500 kV (4 x 28 MVAR). - 1 Módulo común de 500 kV (protecc., ss.aa., control, etc.). Tipo 2. - 3 bahías de transformador de 230 kV. - 1 bahía de línea de 230 kV.	2015						53,134						53,134
34.1.8	S/E Yaguachi, 500/230 kV. - 2 Banco de transformadores monofásicos, 450 MVA, 500/230 kV. - 1 Transformador monofásico de reserva, 150 MVA, 500/230 kV. - 2 bahía de línea de 500 kV. - 2 bahía de transformador de 500 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 500 kV. - 1 bahía para reactor de línea de 500 kV (4 x 28 MVAR). - 1 Reactor de línea de 500 kV (4 x 28 MVAR). - 1 bahía para reactor de línea de 500 kV (2 x 28 MVAR). - 1 Reactor de línea de 500 kV (2 x 28 MVAR). - 1 Módulo común de 500 kV (protecc., ss.aa., control, etc.). Tipo 1. - 8 bahías de línea de 230 kV. - 2 bahía de transformador de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.	2015				7,736		39,997						47,733
34.1.9	S/E Coca Codo Sinclair, 500/230 kV. - 4 Bancos de transformadores monofásicos, 450 MVA, 500/230 kV. - 1 Transformador monofásico de reserva, 150 MVA, 500/230 kV. - 2 bahías de línea de 500 kV. - 4 bahías de transformador de 500 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 500 kV. - 2 bahías para reactor de línea de 500 kV (1 x 28 MVAR). - 2 Reactores de línea de 500 kV (1 x 28 MVAR). - 1 Módulo común de 500 kV (protecc., ss.aa., control, etc.). Tipo 2. - 1 bahía de línea de 230 kV. - 4 bahías de transformador de 230 kV. - 8 bahías de transformador de 230 kV (unidades de generación). - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.	2015						56,291						56,291
34.1.10	S/E Sopladora, 500/230 kV. - 1 Banco de transformadores monofásicos, 450 MVA, 500/230 kV. - 1 Transformador monofásico de reserva, 150 MVA, 500/230 kV. - 1 bahía de línea de 500 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 500 kV. - 1 bahía para reactor de línea de 500 kV (2 x 28 MVAR). - 1 Reactor de línea de 500 kV (2 x 28 MVAR). - 1 Módulo común de 500 kV (protecc., ss.aa., control, etc.). Tipo 2. - 4 bahías de línea de 230 kV. - 1 bahías de transformador de 230 kV. - 3 bahías de transformador de 230 kV (unidades de generación). - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.	2015				6,100		19,272						25,372
34.2	Sistema de transmisión El Inga-Nanegalito-San Gregorio					24,276	731	49,933						74,940
34.2.1	L/T El Inga - Nanegalito, 500kV, 90 km, 1 circuito, 4x750ACAR, opera 230kV.	2013				21,483								21,483
34.2.2	L/T Nanegalito - San Gregorio, 500kV, 200 km, 1 circuito, 4x750ACAR, opera 230kV.	2015						47,740						47,740
34.2.3	S/E El Inga, 230 kV. - 1 bahía de línea de 230 kV.	2013				731								731
34.2.4	S/E Nanegalito, 230 kV. - 2 bahías de línea de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV. - 1 bahía de línea de 230 kV. - 2 bahías de línea de 230 kV.	2013-2014-2015				2,062	731	1,462						4,255
34.2.5	S/E San Gregorio, 230 kV. - 1 bahía de línea de 230 kV.	2015						731						731
a	Obras del SNT (sin obras Mandato 09 ni obras ST 500kV).		114,420	119,308	48,444	18,328	39,308	19,886	20,392	2,107	17,183	8,856	-	408,232
b	Obras financiadas mediante el Mandato 09 (F. Solidaridad).		30,191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,191
c	Obras del Sistema de Transmisión de 500 kV.		-	29,838	-	85,878	731	320,075	-	-	-	-	-	436,521
c.1	Obras del S/T C.C.Sinclair-EI Inga-Yaguachi-Sopladora.		-	29,838	-	61,602	-	270,142	-	-	-	-	-	361,581
c.2	Obras del S/T El Inga-Nanegalito-San Gregorio.		-	-	-	24,276	731	49,933	-	-	-	-	-	74,940
	TOTAL PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN		144,612	149,146	48,444	104,206	40,039	339,961	20,392	2,107	17,183	8,856	-	874,945

Nota: 1/ Los costos de cada una de las obras constan en el año en el que el proyecto entra en operación.

Cuadro No. 7

FLUJO DE CAJA 2009 - 2013
PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2010-2020
 Costo en miles de US Dólares

Item	PROYECTO	COSTO TOTAL 2010-2020	2009	2010	2011	2012	2013	FLUJO 2009-2013
1	Ampliación de Subestaciones.	38,766	4,578	13,045	2,977	7,529	-	28,129
1.1	S/E Cuenca, 138/69 kV, ampliación.	329	3	326				329
1.2	S/E Babahoyo, 138/69 kV, ampliación.	4,138	2,110	2,028				4,138
1.3	S/E Santo Domingo, 230/138 kV, ampliación.	3,833	1,188	2,645				3,833
1.4	S/E Esmeraldas, 138/69 kV: Sala de Control.	1,501		1,501				1,501
1.5	S/E Chone, 138/69 kV, ampliación.	60		60				60
1.6	S/E Pomasqui, 230/138 kV, ampliación.	4,557	1,276	3,281				4,557
1.7	S/E Santo Domingo, 138/69 kV, ampliación.	2,977			2,977			2,977
1.8	S/E Mulaló, 138/69 kV, ampliación.	3,205		3,205				3,205
1.10	S/E Ambato, 138/69 kV, ampliación.	1,884				1,884		1,884
1.11	S/E San Gregorio (Portoviejo), 230/69 kV, ampliación.	5,645				5,645		5,645
2	Reserva de Subestaciones (Reg. Calidad del Servicio).	14,077	2,824	7,348	-	3,905	-	14,077
2.1	Transformador móvil 138/69 kV, 60/80 MVA.	1,669	-	1,669				1,669
2.2	Transformadores Monofásicos (cuarta unidad)	1,688	1,570	118				1,688
2.3	S/E Nueva Prosperina (Perimetral), 230/69 kV, ampliación.	3,755		3,755				3,755
2.4	S/E El Inga (Pifo), 230/138 kV, ampliación.	3,905				3,905		3,905
2.5	Bahías de emergencia y/o reserva	3,060	1,255	1,805				3,060
3	Modernización Subestaciones y Medición Calidad Servicio.	3,782	2,269	1,513				3,782
3.1	- S/E Pascuales: nuevo sistema de control.	2,130	1,278	852				2,130
3.2	- S/E Ibarra: nuevo sistema de control.	1,652	991	661				1,652
4	Sistema de Registro de Eventos - primera fase.	600		600				600
5	Sistema de transmisión Milagro - Machala, 230 kV.	23,312	10,416	12,896				23,312
5.1	L/T Milagro - Machala, 230 kV, 135 Km, montaje primer circuito.	20,150	7,254	12,896				20,150
5.2	S/E Milagro, ampliación:	676	676					676
5.3	S/E Machala, ampliación:	2,486	2,486					2,486
6	Sistema de transmisión Cuenca - Loja, 138 kV.	4,482		4,482				4,482
6.1	- L/T Cuenca - Loja, 135 Km, montaje del segundo circuito.	2,970		2,970				2,970
6.2	- S/E Cuenca, ampliación 1 bahía de línea de 138 kV.	525		525				525
6.3	- S/E Loja, ampliación 1 bahía de línea de 138 kV.	525		525				525
6.4	- S/E Loja, ampliación 1 bahía de transformador de 138 kV.	462		462				462
7	Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo, 230 kV.	13,118	2,745	3,521	3,190	3,662		13,118
7.1	S/E Quevedo, ampliación:	676				676		676
7.2	S/E San Gregorio (ex San Cayetano), 230/138 kV.	676				676		676
7.3	L/T Portoviejo-San Gregorio-Deriv. Montecristi 138 kV, 27.0 Km.	1,429		1,429				1,429
7.4	L/T Deriv. Montecristi-Montecristi 138 kV, 7.0 Km, 2 ckt. (montaje uno).	740		740				740
7.5	S/E Montecristi (ex Manta), 138/69 kV.	4,097	2,745	1,352				4,097
7.6	L/T Quevedo - San Gregorio (Portoviejo), 230 kV, montaje 2do. ckt.	5,500			3,190	2,310		5,500
8	Sistema de transmisión Zhoray - Cuenca, 230 kV.	5,449		5,449				5,449
8.1	S/E de seccionamiento Zhoray, 230 kV.	621		621				621
8.2	S/E Sinincay (Cuenca), 230/69 kV.	4,828		4,828				4,828
9	Sistema de transmisión Lago Chongón - S. Elena, 138 kV.	15,198	3,844	11,354				15,198
9.1	L/T Lago Chongón-Sta. Elena, 138 kV (diseñada 230kV), 81 Km.	10,167	2,542	7,625				10,167
9.2	S/E de seccionamiento Lago de Chongón, 138 kV.	4,506	856	3,650				4,506
9.3	S/E Santa Elena, ampliación:	525	446	79				525
10	Compensación capacitiva.	15,397	728	3,090	2,144	-	220	6,182
10.1	- Dos Cerritos, 69 kV, 2 x 12 MVAR	927		927				927
10.2	- Pascuales, 69 kV, 2 x 12 MVAR	791	728	63				791
10.3	- Nueva Prosperina (Perimetral), 69 kV, 1 x 12 MVAR	571		571				571
10.4	- Pascuales, 138 kV, 2 x 30 MVAR	1,479		1,479				1,479
10.5	- Montecristi 69 kV, 1 x 12 MVAR	50		50				50
10.6	- Trinitaria, 69 kV, 2 x 12 MVAR	927			927			927
10.7	- Pomasqui, 138 kV, 1 x 30 MVAR	740			740			740
10.8	- Pascuales, 138 kV, 1 x 30 MVAR	477			477			477
10.9	- Pascuales, 69 kV, 1 x 12 MVAR	220					220	220

Cuadro No. 7

FLUJO DE CAJA 2009 - 2013
PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2010-2020
 Costo en miles de US Dólares

Item	PROYECTO	COSTO TOTAL 2010-2020	2009	2010	2011	2012	2013	FLUJO 2009-2013
11	Sistema de transmisión S. Rosa - Pomasqui, 230 kV (Segunda línea)	11,955	4,542	7,413				11,955
11.1	L/T Santa Rosa - Pomasqui, 230 kV, 2 circuitos, 65 Km.	10,603	3,393	7,210				10,603
11.2	S/E Santa Rosa, ampliación.	1,352	1,149	203				1,352
12	Sistema de transmisión Nororiente, 138 kV.	6,594	4,043	1,951	300	300		6,594
12.1	L/T Baños - Puyo, 138 kV, 1 circuitos, 49 Km.	900		300	300	300		900
12.1	Subestación Baños (Agoyán), 138 kV.	5,694	4,043	1,651				5,694
13	S/T Salitral - Trinitaria, 138 kV.	525		525				525
13.1	- S/E Salitral, ampliación 1 bahía de línea de 138 kV.	525		525				525
15	Sistema de transmisión Trinitaria - Las Esclusas, 230 kV.	2,778		1,139	1,639			2,778
15.1	S/E Trinitaria, ampliación 2 bahías de línea de 230 kV (SF6).	2,778		1,139	1,639			2,778
16	S/E El Inga (Pifo), 230/138 kV.	12,072		12,072				12,072
17	Sistema de transmisión Totoras - Quevedo, 230 kV.	18,703	480	11,082	7,141			18,703
17.1	- L/T Totoras - Quevedo, 230 kV, 2 circuitos, 105 Km.	15,999	480	8,959	6,560			15,999
17.2	- S/E Totoras, ampliación 2 bahías de línea de 230 kV.	1,352		987	365			1,352
17.3	- S/E Quevedo, ampliación 2 bahías de línea de 230 kV.	1,352		1,136	216			1,352
18	Sistema de transmisión Loja - Cumbaratza, 138 kV.	5,638		2,210	813	2,615		5,638
18.1	S/E Loja, ampliación 1 bahía de línea de 138 kV.	525				525		525
18.2	S/E Cumbaratza, 138/69 kV.	2,903			813	2,090		2,903
18.3	L/T Cuenca - Loja, cambio 9 km finales a 4 ckt. (para Cumbaratza).	1,260		1,260				1,260
18.4	L/T Loja - Cumbaratza, 138 kV, 1 circ., 19 Km. (usa torres removidas).	950		950				950
19	Subestación Quinindé, 138/69 kV.	5,539		5,539				5,539
19.1	S/E Quinindé, 138/69 kV.	5,539		5,539				5,539
20	Sistema de transmisión CCSinclair - Nueva Loja, 230kV.	15,536		8,393	7,143			15,536
20.1	L/T CCSinclair-Nueva Loja, 230kV, 70Km, 2 circuitos, montaje uno.	10,108		6,873	3,235			10,108
20.2	S/E Nueva Loja, 230/69 kV.	5,428		1,520	3,908			5,428
22	Sistema transmisión S. Gregorio - San Juan de Manta, 230 kV.	16,015		2,361	10,552			12,913
22.1	L/T San Gregorio - San Juan 230 kV, 2 ckt, montaje de uno, 35.0 Km.	4,400		484	3,916			4,400
22.2	S/E San Juan de Manta, 230/69 kV.	6,703		1,877	4,826			6,703
22.3	S/E San Gregorio, ampliación.	1,810			1,810			1,810
23	L/T Milagro - Babahoyo, 138 kV (repotenciación).	9,066			4,092	2,964		7,056
23.1	L/T Milagro-Babahoyo, 138 kV, 48 km, 2 ckt, montaje de uno, 750 ACAR.	7,056			4,092	2,964		7,056
25	Subestación Chavezpamba (Tabacundo), 138/69 kV.	5,063			1,418	3,645		5,063
25.1	S/E Chavezpamba, 138/69 kV.	5,063			1,418	3,645		5,063
30	Subestación La Troncal (ex Milagro), 230/69 kV.	6,803			1,905	4,898		6,803
30.1	S/E La Troncal, 230/69 kV.	6,803			1,905	4,898		6,803
31	Sistema de transmisión Milagro - Las Esclusas, 230 kV.	26,994	5,498	21,496				26,994
34.1	S/E Las Esclusas, 230/138 kV.	10,104	5,052	5,052				10,104
34.2	L/T Milagro - Las Esclusas, 230 kV, 2 circuitos, 54 Km.	15,403		15,403				15,403
34.3	S/E Milagro, ampliación 2 bahías de línea de 230 kV.	1,487	446	1,041				1,487
32	S/E Pascuales, 138/69 kV, ampliación.	3,198	2,239	959				3,198

Cuadro No. 7

FLUJO DE CAJA 2009 - 2013
PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2010-2020
 Costo en miles de US Dólares

Item	PROYECTO	COSTO TOTAL 2010-2020	2009	2010	2011	2012	2013	FLUJO 2009-2013
33	Sistema de transmisión Proyectos de Generación.	86,367	7,478	37,477	9,348	8,574	15,560	78,436
33.1	Sistema de transmisión Milagro - San Idelfonso - Machala, 230 kV.	14,827		3,440	7,449	2,586		13,475
33.1.1	S/E Milagro, ampliación:	676		676				676
33.1.2	S/E Machala, ampliación:	676		676				676
33.1.3	S/E Idelfonso, 230/138 kV, ampliación:	5,967		2,088	3,879			5,967
33.1.4	L/T Milagro - Machala, 230 kV, montaje segundo circuito.	6,156			3,570	2,586		6,156
33.2	Sistema de transmisión Esmeraldas - Sto.Domingo, 230 kV.	43,413	7,478	34,036	1,899			43,413
33.2.1	S/E Esmeraldas, 230/138 kV.	12,148		11,541	607			12,148
33.2.2	S/E Santo Domingo	1,352		1,257	95			1,352
33.2.3	L/T Esmeraldas - Sto. Domingo, 230kV, 155 Km, 2 circuitos.	29,913	7,478	21,238	1,197			29,913
33.3	Sistema de transmisión Toachi Pilatón, 230 kV.	10,276				3,470	6,806	10,276
33.3.1	Tap línea Toachi Pilatón, tramo 2 x 2 Km, 230 kV, doble circuito.	640				371	269	640
33.3.2	L/T Toachi Pilatón - Sarapullo, 230 kV, 11 Km, 1 circuito, 1200 ACAR.	1,430				801	629	1,430
33.3.3	S/E Alluriquín	5,543				1,552	3,991	5,543
33.3.4	S/E Sarapullo	2,663				746	1,917	2,663
33.4	Sistema de transmisión Machala-La Unión-Minas, 230 kV.	17,851				2,519	8,753	11,272
33.4.1	L/T Machala - La Unión, 230 kV, 18 Km, 2 circuitos, 1200 ACAR.	3,130				1,815	1,315	3,130
33.4.2	L/T La Unión - Minas, 230 kV, 16 Km, 2 circuitos, 1200 ACAR.	2,785					1,560	1,560
33.4.3	S/E La Unión	3,350				704	2,647	3,350
33.4.4	S/E Minas Jubones	4,368					1,223	1,223
33.4.5	S/E Machala, ampliación.	1,352					1,352	1,352
33.4.6	L/T San Idelfonso - Machala, 230 kV, montaje segundo circuito.	1,134					658	658
34	Sistema de transmisión de 500 kV.	436,521		12,234	18,249	45,412	45,623	121,517
34.1	Sistema de transmisión CC Sinclair-El Inga-Yaguachi-Sopladora	361,581		12,234	17,604	32,109	35,294	97,241
34.1.1	L/T El Inga - CCSinclair, 500 kV, 125 km, 1 circuito, 4x750ACAR, opera 230kV.	29,838		12,234	17,604			29,838
34.1.4	L/T Yaguachi - Sopladora, 500 kV, 180 km, 1 circuito, 4 x 750 ACAR.	42,966				25,350	17,616	42,966
34.1.5	L/T Tramo Molino (Paute) - Sopladora, 230 kV, 12 km, 2 circuitos.	2,400				1,416	984	2,400
34.1.6	L/T Tramo Sopladora-Riobamba-Totoras, 230 kV, 12 km, 2 circuitos.	2,400				1,416	984	2,400
34.1.8	S/E Yaguachi, 500/230 kV.	10,423				2,085	8,338	10,423
34.1.10	S/E Sopladora, 500/230 kV.	9,214				1,843	7,371	9,214
34.2	Sistema de transmisión El Inga-Nanegalito-San Gregorio	74,940			644	13,302	10,329	24,276
34.2.1	L/T El Inga - Nanegalito, 500kV, 90 km, 1 circuito, 4x750ACAR, opera 230kV.	21,483			644	12,890	7,949	21,483
34.2.3	S/E El Inga, 230 kV.	731					731	731
34.2.4	S/E Nanegalito, 230 kV.	2,062				412	1,650	2,062
a	Obras del SNT (sin obras Mandato 09 ni obras ST 500kV).	408,232	43,947	153,460	52,661	38,092	15,780	303,940
b	Obras financiadas mediante el Mandato 09 (F. Solidaridad).	30,192	7,737	22,455	-	-	-	30,192
c	Obras del Sistema de Transmisión de 500 kV.	436,521	-	12,234	18,249	45,412	45,623	121,517
c.1	Obras del S/T C.C.Sinclair-El Inga-Yaguachi-Sopladora.	361,581	-	12,234	17,604	32,109	35,294	97,241
c.2	Obras del S/T El Inga-Nanegalito-San Gregorio.	74,940	-	-	644	13,302	10,329	24,276
	TOTAL PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN	874,945	51,684	188,148	70,910	83,504	61,403	455,649

Cuadro No. 8

IMPACTO ECONÓMICO ANTE LA NO EJECUCIÓN PROYECTOS DE EXPANSIÓN PERÍODO 2010 - 2020

PROYECTO	AÑO	ENERGÍA /NOTA			NOTA
		MWh	Anual (Miles US\$)	Mensual (Miles US\$)	
1. Ampliación de Subestaciones	2010	49,229	14,769	1,231	1
	2011	50,321	15,096	1,258	
5. Sistema Milagro Machala 230 kV	2010	232,137	8,125	677	2
	2011	651,843	22,815	1,901	
6. Sistema Cuenca-Loja, 138 kV	2010	42,016	6,002	500	3
	2011	42,016	6,002	500	
7. Sistema Quevedo- Portoviejo, 230 kV	2010	52,829	2,989	249	1
	2011	82,775	4,684	390	
8. Sistema Zhoray-Cuenca, 230 kV	2010	878,400	30,744	2,562	1
	2011	878,400	30,744	2,562	
9. Sistema Lago de Chongón-Sta.Elena, 138 kV	2010	10,460	585	49	3
	2011	10,722	599	50	
12. Sistema Nororiente, 138 kV	2010	16,629	4,989	416	1
	2011	17,333	5,200	433	
16. Pifo (El Inga) , 230/138 kV	2010	47,160	54,165	4,514	1 y 2
	2011	49,860	54,975	4,581	
17. Totoras-Quevedo, 230 kV	2012	82,775	2,989	249	3
	2013	106,083	4,684	390	
18. Loja-Cumbaratza, 138 kV	2012	38,284	11,485	957	1
	2013	43,113	12,934	1,078	
19. Subestación Quinindè, 138/69 kV	2011	14,281	4,284	357	1
	2012	14,948	4,484	374	
20. Sistema CCSinclair-Nueva Loja, 230 kV	2012	628,376	188,513	15,709	1
	2013	644,609	193,383	16,115	
22.. Sistema S. Gregorio-San Juan de Manta , 230 kV	2012	584,301	175,290	14,608	1
	2013	623,820	187,146	15,595	
23. Sistema Machala-La Unión-Minas , 230 kV	2015	1,888,200	104,266	8,689	2
	2016	1,888,200	104,266	8,689	
25. Sistema Toachi Pilatòn , 230 kV	2013	739,830	25,894	2,158	2
	2014	1,122,030	39,271	3,273	
27. Subestación Chavezpamba(Tabacundo), 138/69 kV	2012	52,222	15,666	1,306	1
	2013	64,895	19,469	1,622	
32. Subestación La Troncal(ex Milagro), 230/69 kV	2016	12,500	3,750	313	1
	2017	28,906	8,672	723	
33. Sistema Esmeraldas-Santo Domingo, 230 kV	2012	1,182,600	65,314	5,443	2
	2013	1,182,600	65,314	5,443	

1/ Corresponde a la energía no suministrada al usuario final y se valora a 300 US\$/MWh

2/ Corresponde a la energía de generación que no puede ser evacuada al S.N.I. se valora a 40 US\$/MWh

3/ Corresponden a las pérdidas de energía en la línea de transmisión, valoradas a 46.9 US\$/MWh

Cuadro No. 9

REQUERIMIENTOS DE CAPACITORES EN EL SNT PERIODO 2010-2020

Factor de Potencia de la Carga: 0.96

BARRA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Pascuales 69kV	24	24	24	36	36	48	48	48	48	48	48
Dos Cerritos 69kV	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
N. Prosperina 69kV 1/	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Montecristi 69kV	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Trinitaria 69kV		24	24	24	24	24	24	24	36	36	36
Babahoyo 69kV						12	12	12	12	12	12
Loja 69 kV							24	24	24	36	36
Santa Elena 69kV									24	24	24
San Juan 69kV									24	24	24
Pascuales 138kV	60	90	90	90	120	120	120	120	120	120	120
Pomasqui 138kV		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Las Esclusas 138kV					60	60	60	90	90	90	90
Nueva Salitral 230 kV								60	60	60	60
Nueva Prosperina 230 kV									90	90	90
TOTAL NACIONAL	132	216	216	228	318	342	366	456	606	618	618

Nota: La capacidad de los capacitores presentados son valores acumulados

1/ En el año 2009 se instalarán 12 Mvar y en el año 2010 se requiere la instalación de 12 Mvar adicionales

Cuadro No. 10

COSTOS POR BAHÍAS DE SUBESTACIONES NUEVAS SUBESTACIONES CONVENCIONALES 1/

Costo en Miles de Dólares

ITEM	PROYECTO	TOTAL
1	Nivel de 230 kV	
1.1	Bahía de línea de 230 kV	731
1.2	Bahía de transformador, 230 kV	644
1.3	Bahía de acoplamiento, 230 kV	600
2	Nivel de 138 kV	
2.1	Bahías de línea, 138 kV	570
2.2	Bahía de transformador, 138 kV	507
2.3	Bahía de transferencia, 138 kV	516
3	Nivel de 69 kV	
3.1	Bahías de línea, 69 kV	364
3.2	Bahía de transformador, 69 kV	347
3.2	Bahía de transferencia, 69 kV	351

1/ Esquema de barras en 230 kV: Doble barra principal

Esquema de barras en 138 kV: Barra principal y transferencia

Esquema de barras en 69 kV: Barra principal y transferencia

Los costos por bahía son medios, pueden tener variación dependiendo de las características particulares de cada subestación

Cuadro No. 11

COSTOS POR BAHÍAS DE AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES SUBESTACIONES CONVENCIONALES 1/

Costo en Miles de Dólares

ITEM	PROYECTO	TOTAL
1	Nivel de 230 kV	
1.1	Bahía de línea de 230 kV	676
1.2	Bahía de transformador, 230 kV	589
1.3	Bahía de acoplamiento, 230 kV	545
2	Nivel de 138 kV	
2.1	Bahías de línea, 138 kV	525
2.2	Bahía de transformador, 138 kV	462
2.3	Bahía de transferencia, 138 kV	471
3	Nivel de 69 kV	
3.1	Bahías de línea, 69 kV	329
3.2	Bahía de transformador, 69 kV	312
3.2	Bahía de transferencia, 69 kV	316

1/ Esquema de barras en 230 kV: Doble barra principal

Esquema de barras en 138 kV: Barra principal y transferencia

Esquema de barras en 69 kV: Barra principal y transferencia

Los costos por bahía son medios, pueden tener variación dependiendo de las características particulares de cada subestación

Cuadro No. 12

COSTOS POR BAHÍAS DE SUBESTACIONES SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6 1/

Costo en Miles de Dólares

ITEM	PROYECTO	TOTAL
1	Nivel de 230 kV	
1.1	Bahía de línea de 230 kV	1,389
1.2	Bahía de transformador, 230 kV	1,314
1.3	Bahía de acoplamiento, 230 kV	1,290
2	Nivel de 138 kV	
2.1	Bahías de línea, 138 kV	927
2.2	Bahía de transformador, 138 kV	867
2.3	Bahía de transferencia, 138 kV	855
3	Nivel de 69 kV	
3.1	Bahías de línea, 69 kV	504
3.2	Bahía de transformador, 69 kV	488
3.2	Bahía de transferencia, 69 kV	480

1/ Esquema de barras en 230 kV: Doble barra principal

Esquema de barras en 138 kV: Barra principal y transferencia

Esquema de barras en 69 kV: Barra principal y transferencia

Los costos por bahía son medios, pueden tener variación dependiendo de las características particulares de cada subestación

Cuadro No. 13

COSTOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Costo en Miles de Dólares

Item	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE TRANSFORMACION	COSTO de SUMINISTRO (1)	COSTO TOTAL BANCO 1Φ ó TRIFASICO (2)
Unidades Monofásicas			
1	1 autotransformador monofásico, 230/138 kV, 75/100/125 MVA	1,588	4,865
2	1 autotransformador monofásico, 230/138 kV, 33/44/55 MVA	894	2,782
3	1 autotransformador monofásico, 230/69 kV, 33/44/55 MVA con LTC	1,197	3,691
4	1 transformador monofásico, 230/69 kV, 20/26/33 MVA con LTC	1,083	3,349
5	1 autotransformador monofásico, 138/69 kV, 30/40/50 MVA con LTC	1,157	3,571
6	1 autotransformador monofásico, 138/69 kV, 20/26/33 MVA	701	2,203
7	1 autotransformador monofásico, 138/69 kV, 20/26/33 MVA con LTC	958	2,974
Unidades Trifásicas			
8	1 autotransformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA		3,506
9	1 autotransformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA		2,854
10	1 transformador trifásico, 230/69 kV, 100/133/166 MVA	2,207	2,307
11	1 autotransformador trifásico 138/69 kV, 45/60/75 MVA		1,612
12	1 autotransformador trifásico 138/69 kV, 40/53/66 MVA	1,374	1,474
13	1 autotransformador trifásico 138/69 kV, 33/44 MVA		1,110
14	1 autotransformador trifásico 138/69 kV, 20/26/33 MVA		907
15	1 autotransformador trifásico 138/69 kV, 224 MVA	2,033	2,133
16	1 autotransformador trifásico 138/69 kV, 100/133/167 MVA		1,737

(1) Costos reales extraídos del Concurso ST/5 firmado en septiembre del 2005

(2) Se incluye 100 mil dólares por concepto de obras civiles y montaje.

Cuadro No. 14

COSTOS DE CAPACITORES

Costo en Miles de Dólares

Item	DESCRIPCIÓN	BAHIA DE CONEXIÓN PRINCIPAL			CAPACITORES Y EQUIPO DE CONEXIÓN			COSTO TOTAL
		SUMINISTRO	O.CIVILES MONTAJE FISCALIZAC. SUPERVISIÓN	COSTO	SUMINISTRO	O.CIVILES MONTAJE FISCALIZACION SUPERVISIÓN	COSTO	
CAPACITORES A 138 kV								
1	Banco 3 x 25 MVAR	360.0	165.0	525.0	1,041.0	270.0	1,311.0	1,836.0
2	Banco 2 x 25 MVAR	360.0	165.0	525.0	694.0	180.0	874.0	1,399.0
3	Banco 1 x 25 MVAR	360.0	165.0	525.0	347.0	90.0	437.0	962.0
4	Banco 1 x 25 MVAR ampliación	-	-	-	347.0	90.0	437.0	437.0
5	Banco 2 x 30 MVAR	360.0	165.0	525.0	774.0	180.0	954.0	1,479.0
6	Banco 1 x 30 MVAR ampliación	-	-	-	387.0	90.0	477.0	477.0
CAPACITORES A 69 kV								
1	Banco 2 x 12 MVAR	231.5	120.0	351.5	379.0	60.0	439.0	790.5
2	Banco 1 x 12 MVAR	231.5	120.0	351.5	189.5	30.0	219.5	571.0
3	Banco 1 x 12 MVAR ampliación	-	-	-	189.5	30.0	219.5	219.5
4	Banco 1 x 12 MVAR (1)	231.5	120.0	351.5	118.0	30.0	148.0	499.5
5	Banco 1 x 6 MVAR (1)	231.5	120.0	351.5	70.0	30.0	100.0	451.5
CAPACITORES A 69 kV (S/E en SF6)								
1	Banco 2 x 12 MVAR	412.5	75.0	487.5	379.0	60.0	439.0	926.5
2	Banco 1 x 12 MVAR	412.5	75.0	487.5	189.5	30.0	219.5	707.0
3	Banco 1 x 12 MVAR ampliación	-	-	-	189.5	30.0	219.5	219.5

(1) No se considera equipamiento que permita ampliación en el futuro inmediato.

Cuadro No. 15

COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UNIDADES CONSTRUCTIVAS E INDEMNIZACIONES

Costo en Miles de Dólares

ITEM	PROYECTO	COSTO PROPIO	INDEMNIZACIONES	COSTO TOTAL
1	Nivel de 230 kV			
1.1	L/T Milagro - Machala, 135 Km.	18,900	1,250	20,150
1.2	L/T Quevedo - Portoviejo, 110 Km.	13,750	950	14,700
1.3	L/T Zhoray - Cuenca, 52 Km.	7,573	250	7,823
1.4	L/T Santa Rosa - Pomasqui, 66 Km.	8,732	1,870	10,603
1.5	L/T Tap a S/E Pifo, 2 líneas, 3 Km.	930	120	1,050
1.6	L/T Tap a S/E Nueva Prosperina, 2 líneas, 3 Km.	768	60	828
1.7	L/T Milagro - Las Esclusas, 54 Km.	14,395	1,008	15,403
1.8	L/T Totoras - Quevedo, 115 Km.	14,530	1,460	15,990
1.9	L/T Molino (Paute) - Sopladora, 2 líneas, 12 Km.	4,800	-	4,800
1.10	L/T C.C.Sinclair - Nueva Loja, 70 Km.	9,408	700	10,108
1.11	L/T Machala - La Unión, 18 Km.	2,880	250	3,130
1.12	L/T La Unión - Minas, 16 Km.	2,560	225	2,785
1.13	L/T Toachi Pilatón - Sarapullo, 11 Km.	1,430	-	1,430
1.14	L/T Yaguachi - Salitral, 55 Km.	6,600	231	6,831
1.15	L/T Nueva Prosperina - Lago de Chongón, 20 Km.	2,400	132	2,532
1.16	L/T Esmeraldas - Santo Domingo, 155 Km.	27,943	1,970	29,913
1.17	L/T San Gregorio - San Juan de Manta, 35 Km.	4,200	200	4,400
2	Nivel de 138 kV			
2.1	L/T Lago de Chongón - Santa Elena, 81 Km.	9,720	447	10,167
2.2	L/T Totoras - Guaranda, 60 Km.	3,600	200	3,800
2.3	L/T Las Esclusas - Caraguay, 6 Km.	3,575	179	3,754
2.4	L/T Pomasqui - Chespi, 25 Km.	3,500	500	4,000
2.5	L/T Deriv. Manta - Montecristi (ex Manta), 7 Km.	708	32	740
2.6	L/T Dos Cerritos - Las Orquideas, 10 Km.	2,000	130	2,130
2.7	L/T Nueva Loja - Fco. de Orellana, 52 Km.	4,160	187	4,347

1/ Línea que cruza el Río Guayas.

2/ Línea diseñada para 230 kV, doble circuito (montaje de uno), que opera inicialmente a 138 kV .

Cuadro No. 16

COSTOS DE INSTALACIONES PARA LOS SISTEMAS DE 500 KV (UNIDADES CONSTRUCTIVAS - CREG Jun-2006)

Costo en Miles de Dólares 1/

ITEM	INSTALACION DE 500 kV	COSTO TOTAL
1	Línea de transmisión de 500 kV, 1 circuito, 900 ACAR, 4 conductores/fase.	217
2	Bahía para reactor de línea de 500 kV, costo por cada 28 MVAR.	182
3	Reactor de línea de 500 kV de 28 MVAR.	2,093
4	Módulo de línea de 500 kV	2,258
5	Módulo de transformador de 500 kV.	1,840
6	Módulo de acoplamiento de 500 kV.	1,374
7	Módulo Común (protecciones, servicios auxiliares, control, etc.). Tipo 1	2,687
8	Módulo Común (protecciones, servicios auxiliares, control, etc.). Tipo 2	3,114
9	Banco de autotransformadores de 450 MVA, 500/230 kV.	6,114
10	Autotransformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva.	1,862
ITEM	INSTALACION DE 230 kV	COSTO TOTAL
11	Bahía de barra para reactor maniobrable	701
12	Reactor de 60 MVAR	2,887

1/ Estudio "Determinación del Costo FOB de los Elementos Técnicos y el Factor de Instalación para Unidades Constructivas" realizado por HVM Ingenieros Ltda. para la CREG de Colombia en Junio-2006.

2/ Costo por kilómetro de línea de transmisión.

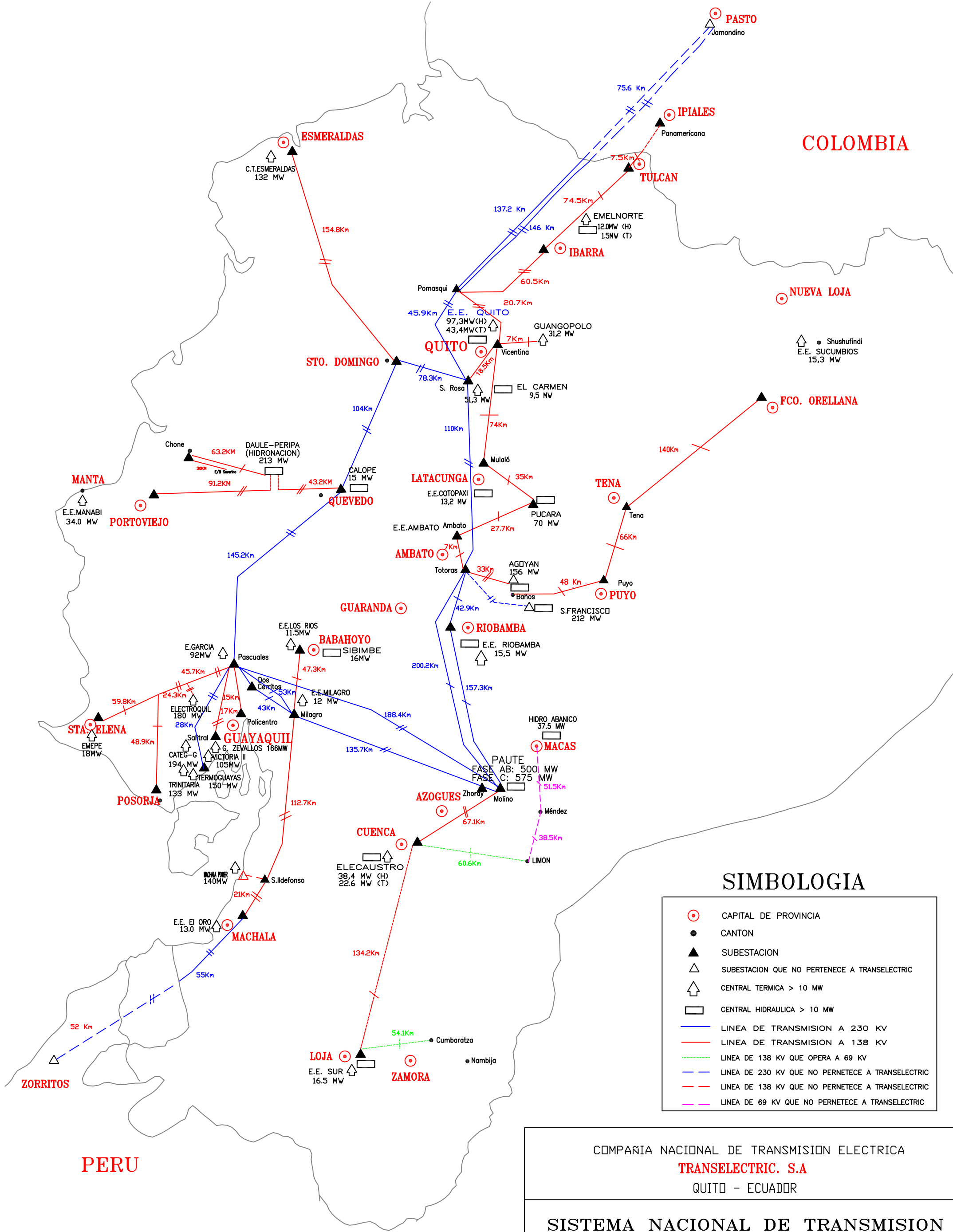
3/ Módulos: Tipo 1, para barras con 6 bahías o menos; Tipo 2, para barras con más de 6 bahías.

Cuadro No. 17

PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
PERÍODO 2010-2020

AÑO	Demanda de Potencia en bornes de Generación (MW) ¹	Pérdidas de Potencia en el S.N.I.		Pérdidas de Potencia en el S.N.T.		Demanda de Energía en bornes de Generación (GWh) ¹	Pérdidas de Energía en el S.N.I.		Pérdidas de Energía en el S.N.T.	
		MW	Porcentaje %	MW	Porcentaje %		GWh	Porcentaje %	GWh	Porcentaje %
2010	3,226.05	93.60	2.90	79.30	2.46	19,487.93	525.66	2.70	439.75	2.26
2011	3,679.42	109.26	2.97	90.33	2.46	22,716.34	589.04	2.59	466.56	2.05
2012	3,850.42	92.13	2.39	72.70	1.89	23,813.09	535.64	2.25	407.55	1.71
2013	4,061.61	132.05	3.25	111.21	2.74	25,156.85	685.40	2.72	545.79	2.17
2014	4,280.65	128.15	2.99	103.57	2.42	26,543.72	759.86	2.86	599.54	2.26
2015	4,517.26	138.54	3.07	112.49	2.49	28,035.75	820.32	2.93	656.11	2.34
2016	4,820.41	152.62	3.17	124.47	2.58	29,925.96	872.25	2.91	700.21	2.34
2017	5,120.18	155.23	3.03	124.91	2.44	31,798.65	926.22	2.91	742.42	2.33
2018	5,374.91	161.35	3.00	130.01	2.42	33,406.12	933.23	2.79	742.35	2.22
2019	5,611.71	167.61	2.99	133.45	2.38	34,909.68	950.32	2.72	749.15	2.15
2020	5,839.40	178.16	3.05	142.22	2.44	36,361.68	964.22	2.65	753.95	2.07

¹ Proyección de la demanda anual en bornes de generador para escenario medio (dato proporcionado por el CONELEC)



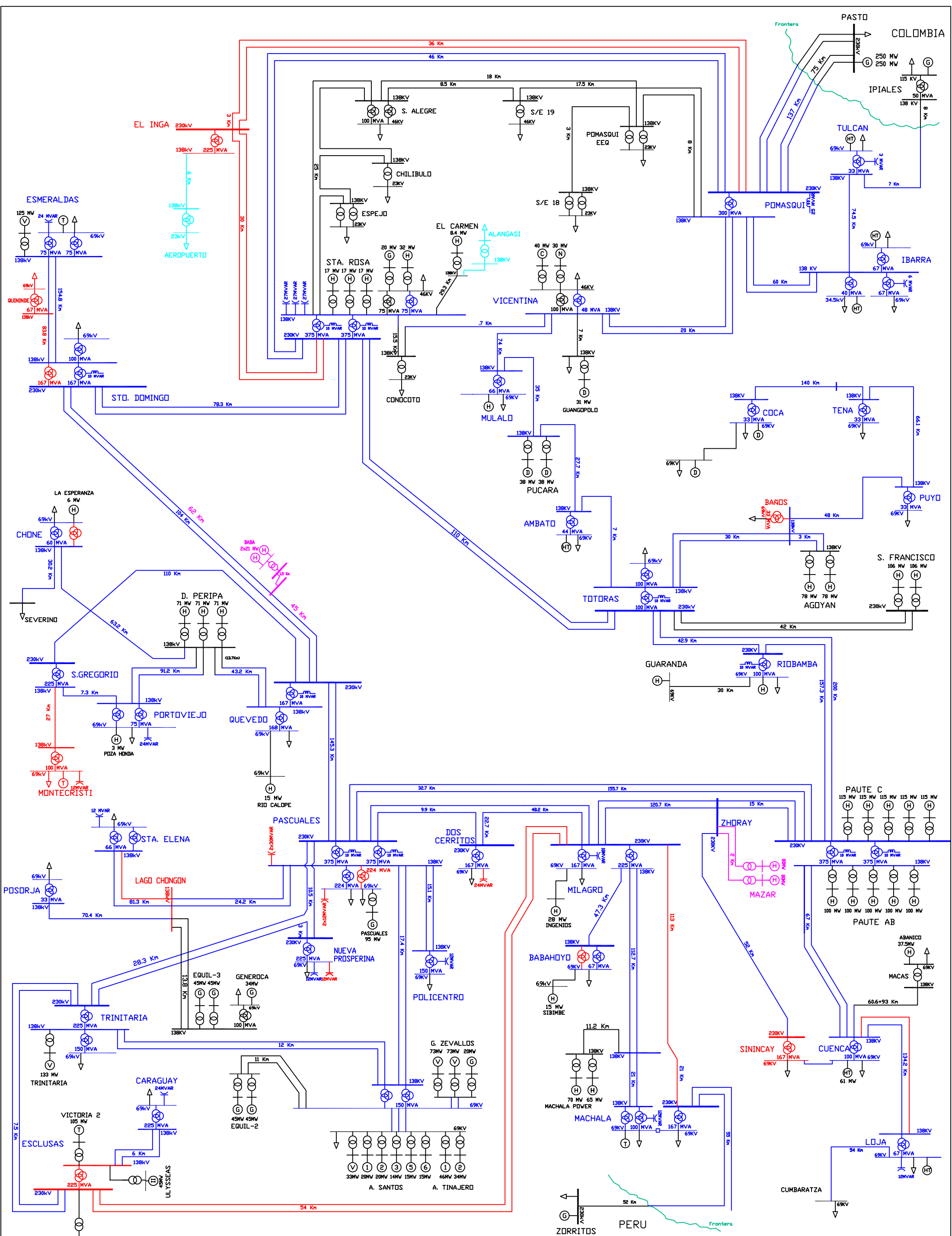
SIMBOLOGIA

	CAPITAL DE PROVINCIA
	CANTON
	SUBESTACION
	SUBESTACION QUE NO PERTENECE A TRANSELECTRIC
	CENTRAL TERMICA > 10 MW
	CENTRAL HIDRAULICA > 10 MW
	LINEA DE TRANSMISION A 230 KV
	LINEA DE TRANSMISION A 138 KV
	LINEA DE 138 KV QUE OPERA A 69 KV
	LINEA DE 230 KV QUE NO PERTENECE A TRANSELECTRIC
	LINEA DE 138 KV QUE NO PERTENECE A TRANSELECTRIC
	LINEA DE 69 KV QUE NO PERTENECE A TRANSELECTRIC

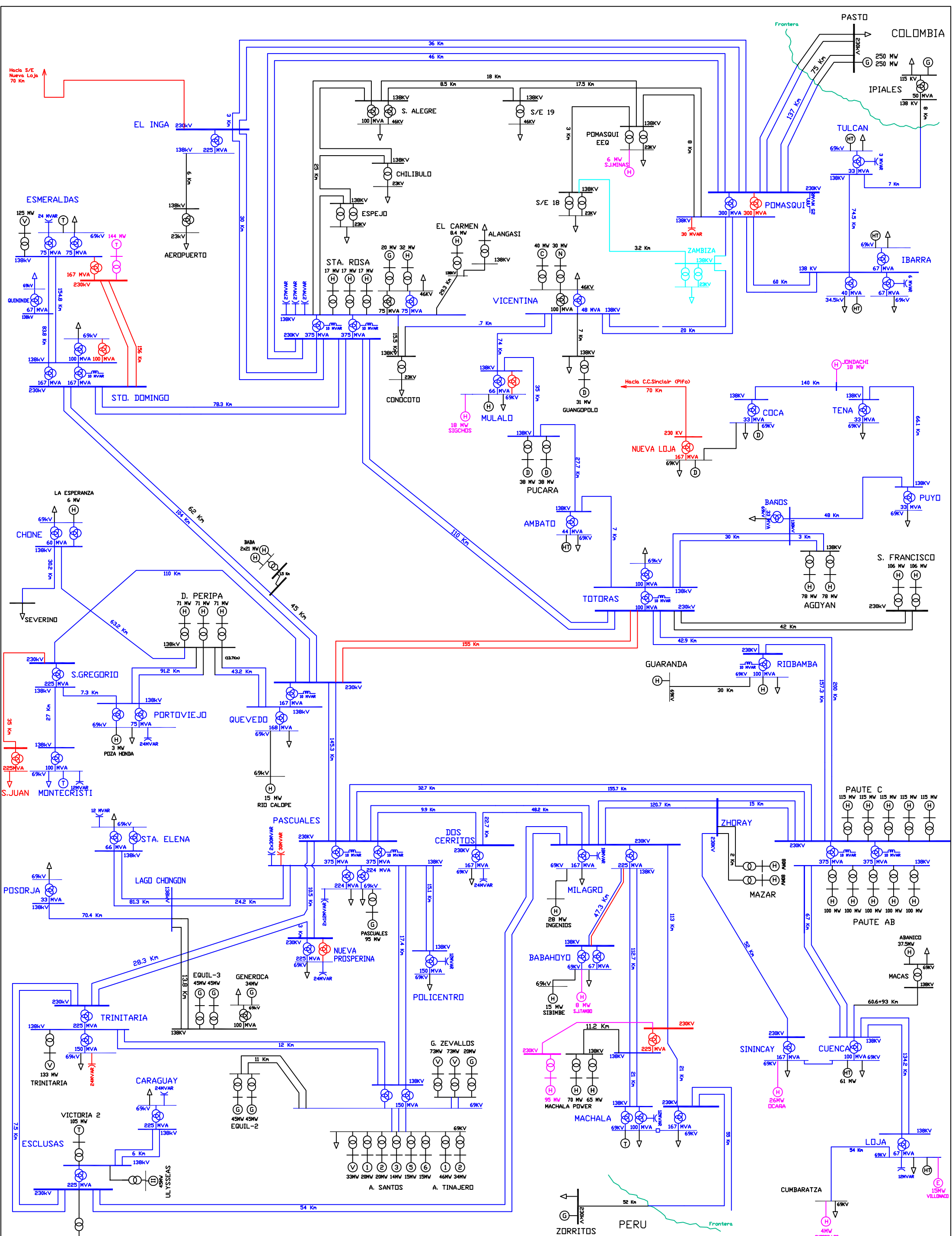
COMPAÑIA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA
TRANSELECTRIC. S.A
 QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION JULIO - 2009

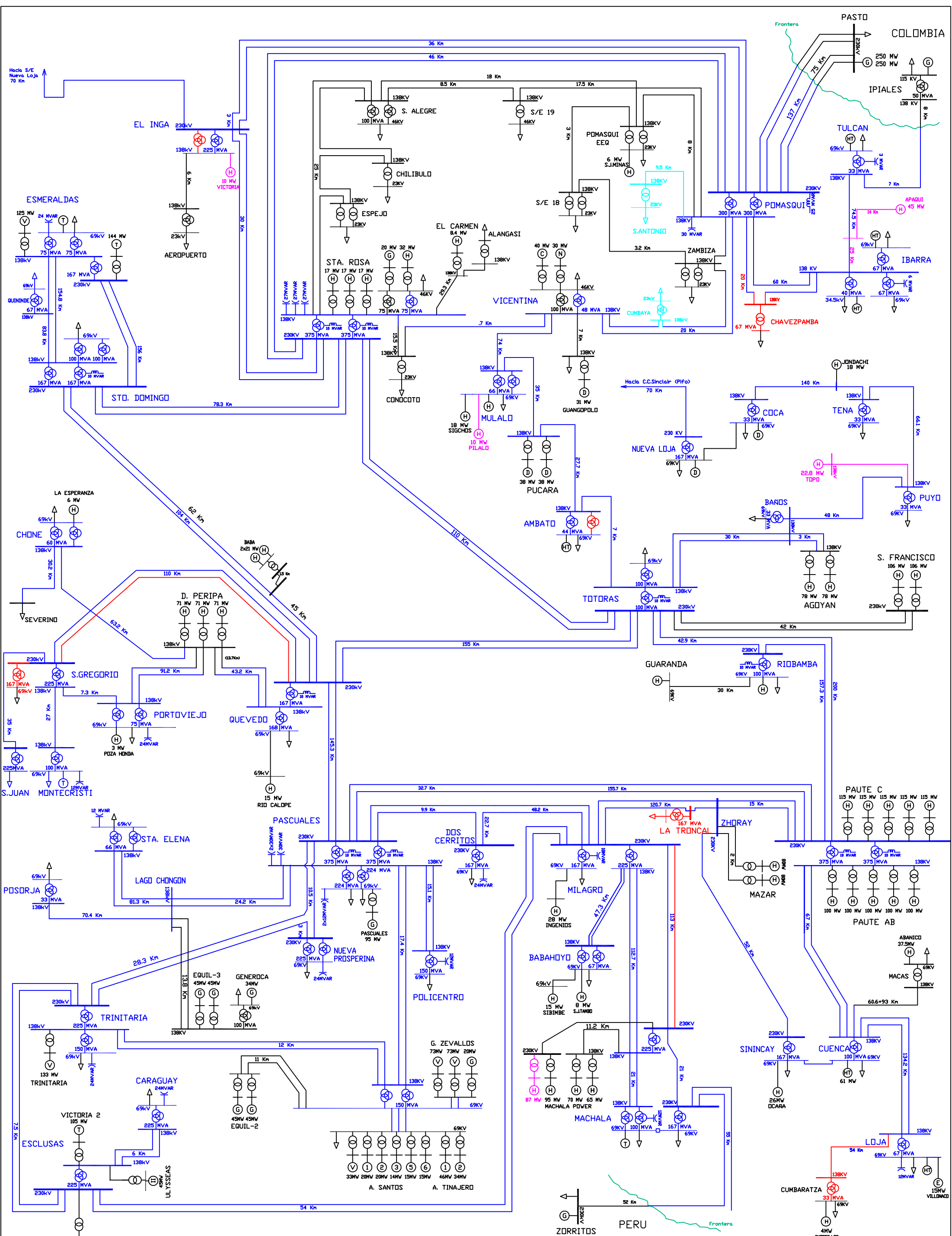
Fecha: JULIO 2009	AREA: ESTUDIOS Y PLAN DE EXPANSIÓN	Gráfico 1
-------------------	------------------------------------	-----------



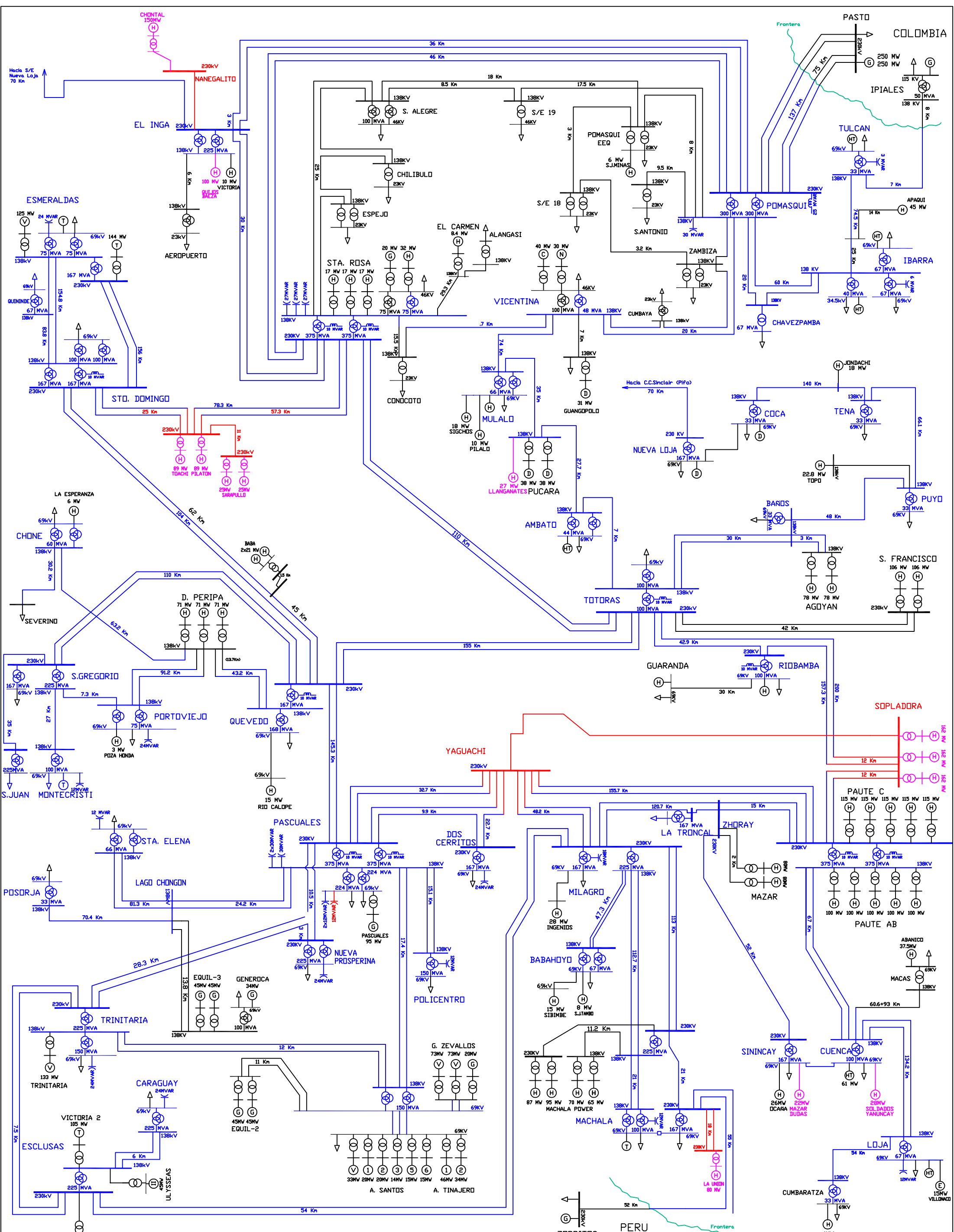
- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transelectric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G.Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓜ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)



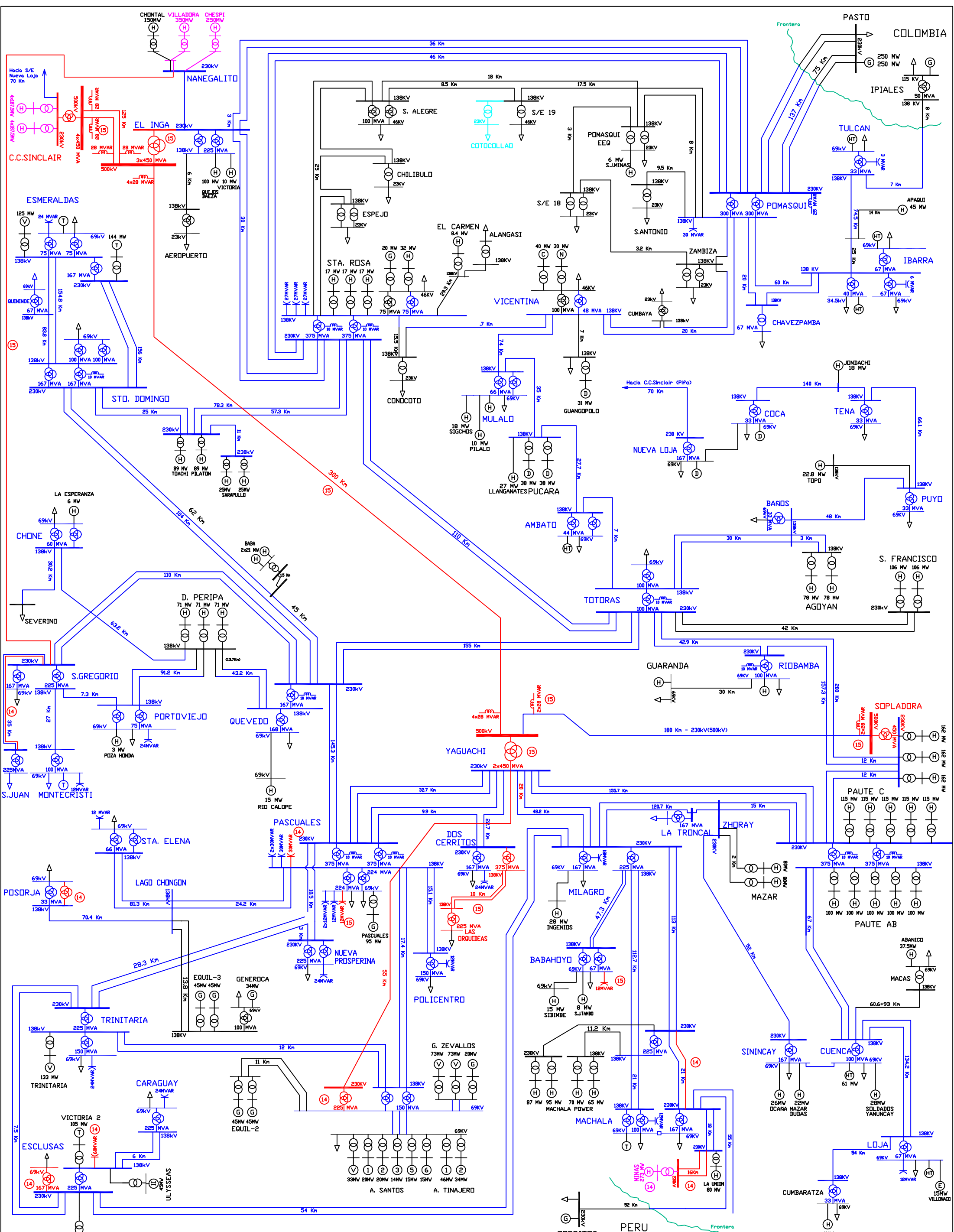
- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transelectric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G.Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓜ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)



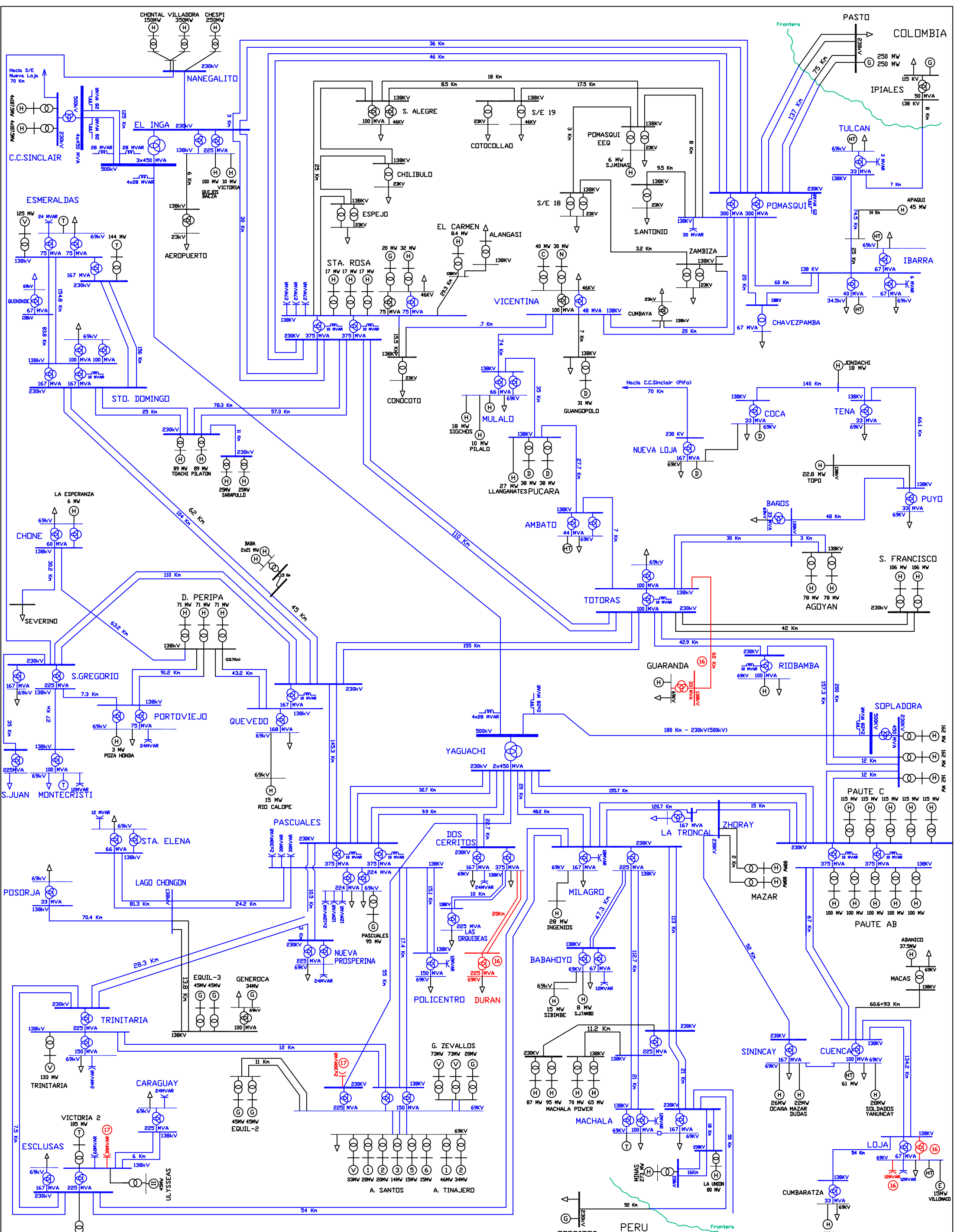
- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transelectric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G. Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓜ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)



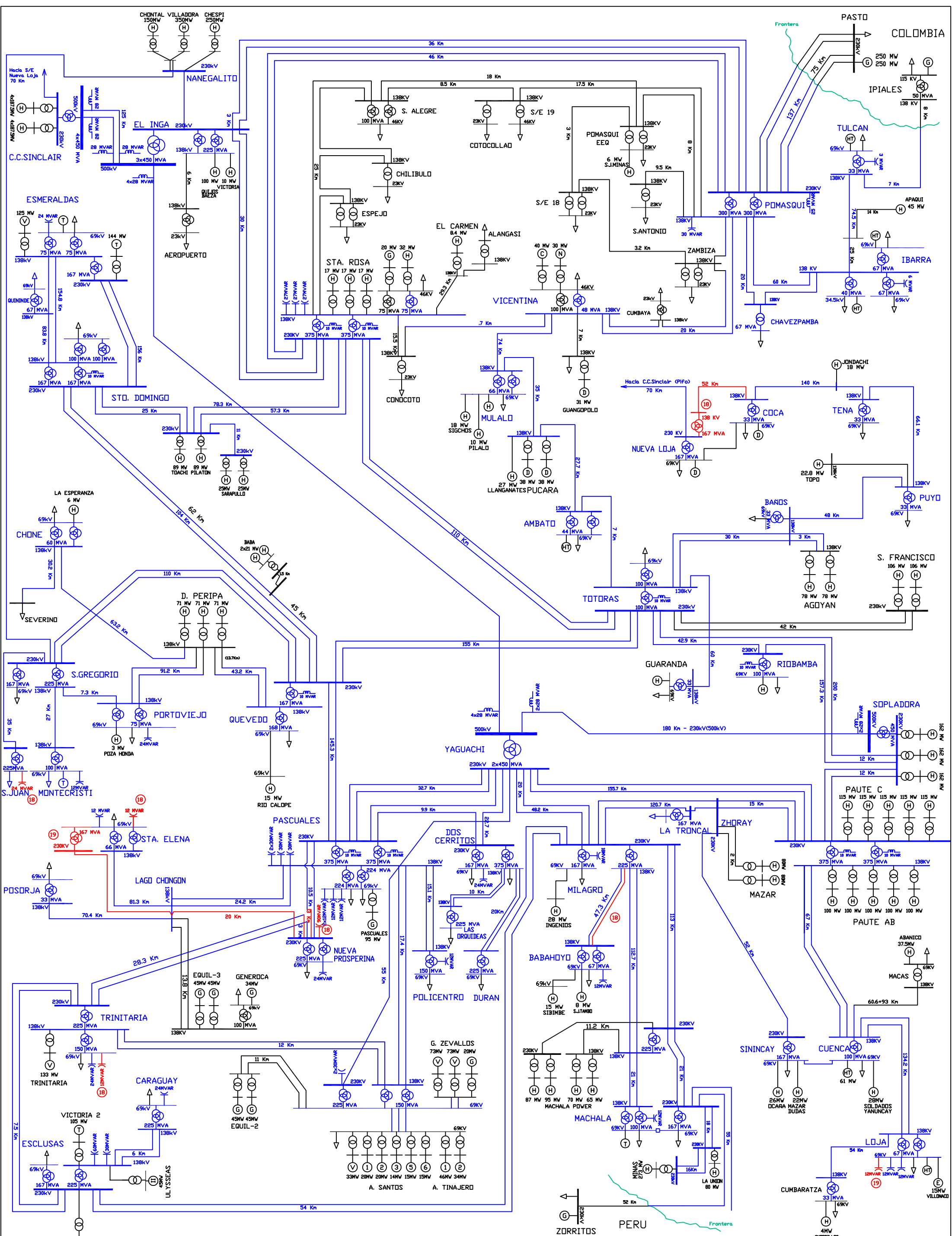
- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transelectric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G.Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓜ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)



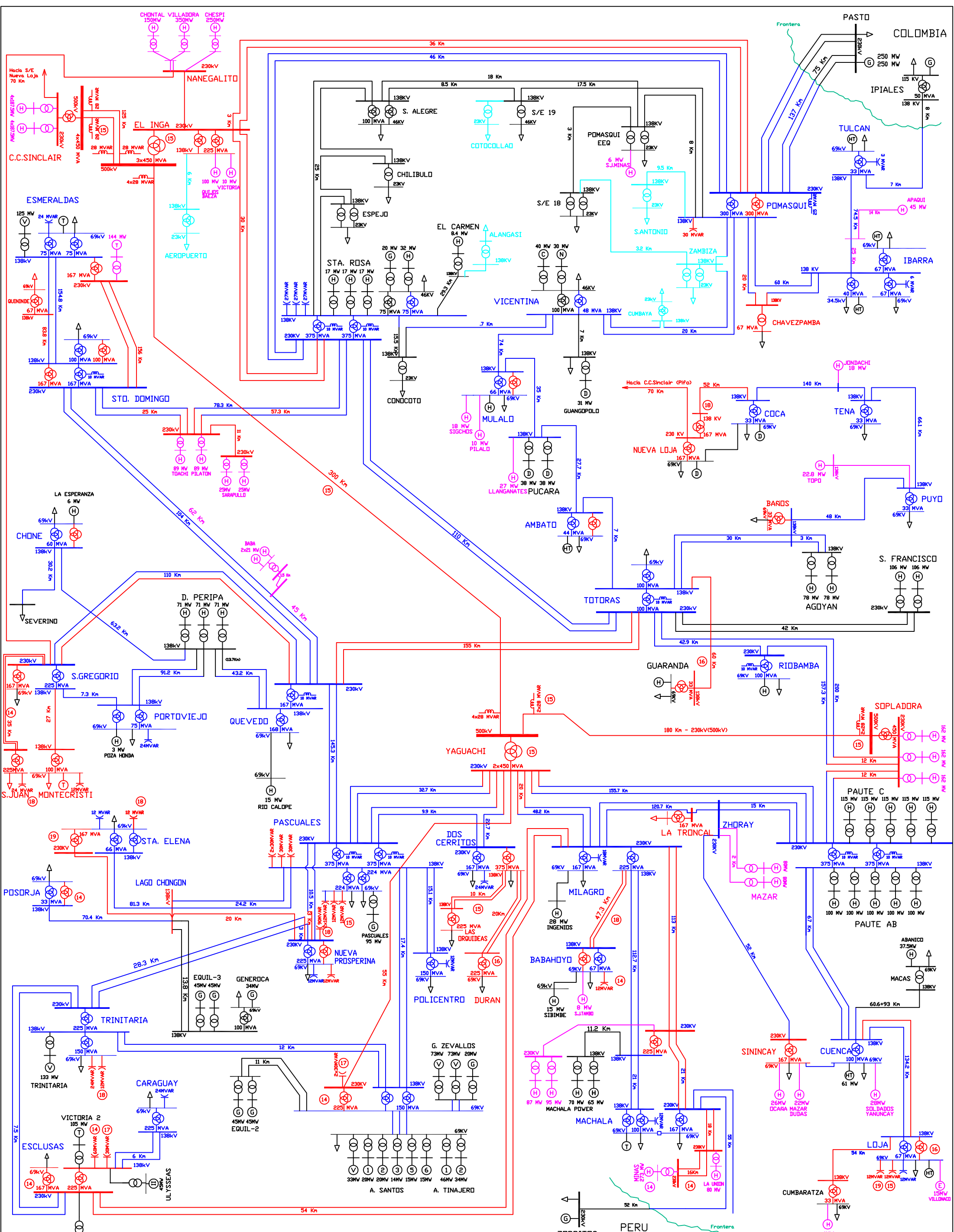
- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transeletric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G.Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓜ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)



- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transelectric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G.Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓜ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)



- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transeletric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G.Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓜ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)



- Sistema Nacional de Transmisión Año 2009
- Sistema que no pertenece a Transeletric
- Nuevo equipamiento del SNT
- Nuevo equipamiento de la Distribuidora ó G.Consumidor
- Nuevo equipamiento en generación
- Ⓛ Año de ingreso (ejemplo 12 es el año 2012)

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020

ANEXO A

ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SNI PARA EL AÑO 2010

Octubre - 2009

1. ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SNI PARA EL AÑO 2010

Las actuales condiciones operativas del SNI reflejan una situación crítica, con la presencia de perfiles de voltaje, en determinadas zonas del país, por debajo de los límites establecidos en la normativa vigente, que en ciertas ocasiones debido a la indisponibilidad de generación se han producido cortes de carga, con la finalidad de garantizar la operación del SNI; y, elevados niveles de cargabilidad de ciertos elementos del SNT. Estas condiciones operativas son superadas con la implementación de las obras indicadas en el plan de equipamiento detallado anteriormente.

Con el objeto de mostrar el impacto que tales obras causan en el SNI, principalmente en el año 2010, se presenta un resumen de los resultados de los análisis operativos del sistema para este año. El análisis de cada proyecto, se lo realiza especialmente en el área de influencia las obras a ser implementadas.

En los resultados de flujos de carga que se presentan en el Anexo B, se puede verificar el efecto positivo de la inclusión de las obras propuestas en el Plan de Expansión.

A continuación se realiza una descripción de los resultados operativos del SNI sin la inclusión de las diferentes obras programadas ingresar en operación en el año 2010.

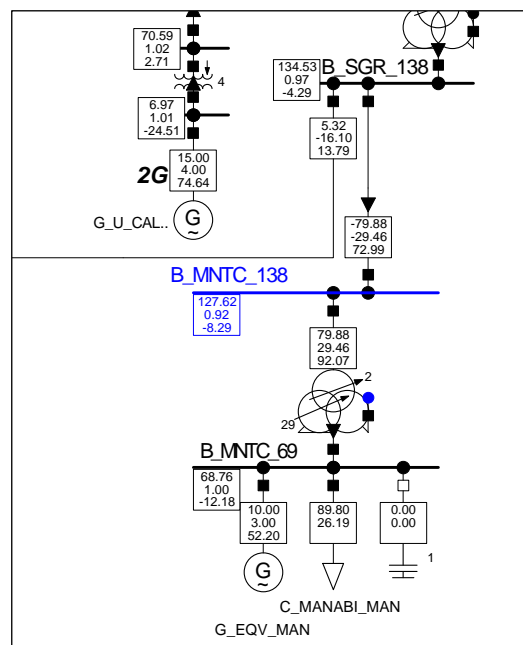
1.1 Compensación capacitiva

Sistema Eléctrico en la zona de Montecristi

Para este año se tiene previsto instalar en la barra de 69 kV de la subestación Montecristi, un banco de capacitores de 12 Mvar.

Sin este equipamiento, en condiciones de demanda máxima, se presentan bajos voltajes del orden de 0.92 pu en la barra de 138 kV de esta subestación.

Con la instalación de los capacitores los voltajes están dentro de los límites establecidos en las correspondientes regulaciones.



Sistemas Eléctricos en la zona de Guayaquil

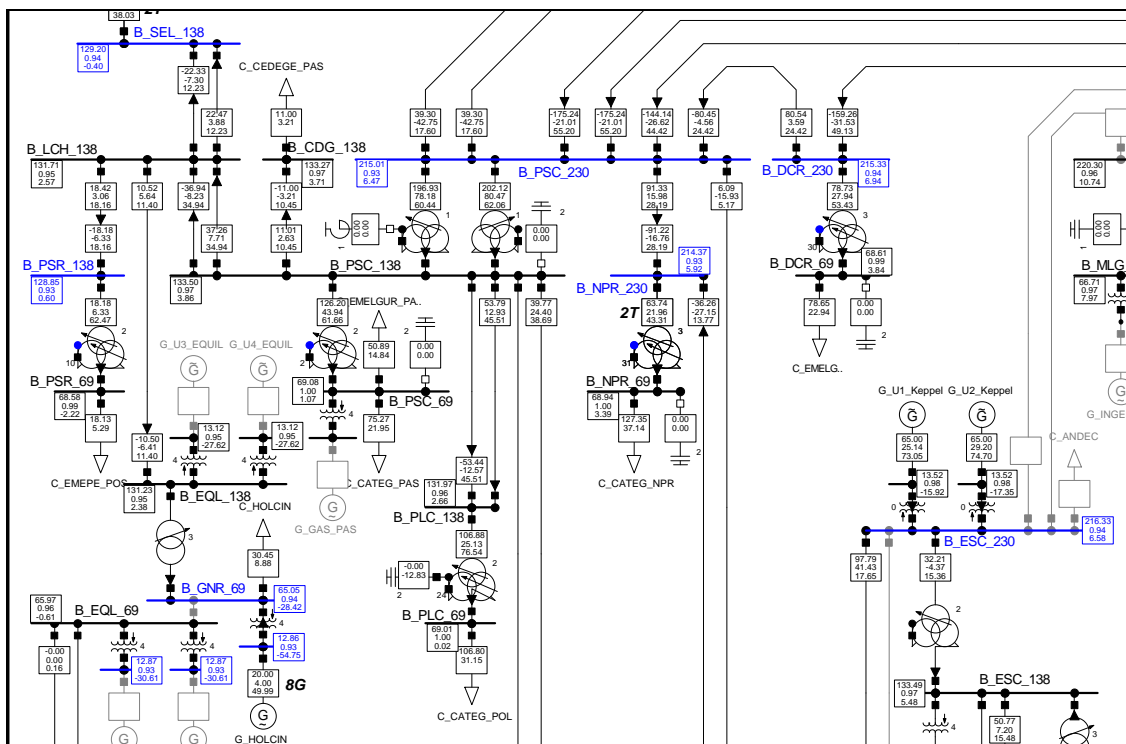
Debido al crecimiento de la demanda en la zona de Guayaquil y a que varias unidades de generación de esta zona no son despachados, por sus altos costos ó se encuentran indisponibles, principalmente en período lluvioso, es necesario el equipamiento de capacitores en las subestaciones: Pascuales en 69 y 138 kV, Dos Cerritos en 69 kV y Nueva Prosperina en 69 kV, para mantener voltajes adecuados.

Sin la operación de estos capacitores, los voltajes que se presentan en la mayoría de las barras de la zona de Guayaquil, superan los límites establecidos en la normativa vigente, creando problemas en el suministro, situación que sería más crítica en casos de contingencias del SNT.

A continuación se muestran los voltajes en ciertas barras de la zona de Guayaquil, con y sin los capacitores previstos implementarlos en este año.

Barra	Sin Compensacion		Con Compensacion	
	Voltaje		Voltaje	
	kV	p.u.	kV	p.u.
Dos Cerritos 230 kV	215.3	0.94	223.7	0.97
Las Esclusas 230 kV	216.3	0.94	223.4	0.97
Nueva Prosperina 230 kV	214.4	0.93	222.8	0.97
Pascuales 230 kV	215.0	0.93	223.3	0.97
Trinitaria 230 kV	215.8	0.94	223.2	0.97

En el siguiente diagrama unifilar se puede observar los voltajes en las barras de la zona, sin el efecto de los capacitores:

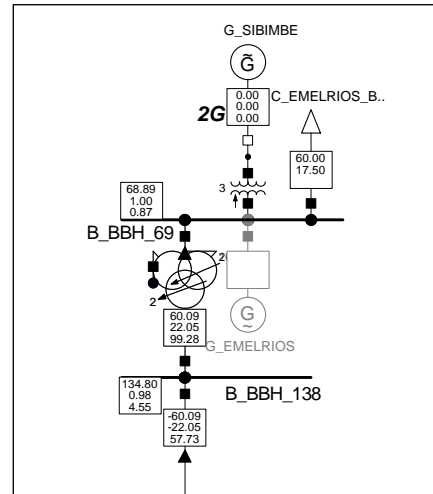


1.2 Ampliación de subestaciones (equipamiento de transformadores)

Subestación Babahoyo

La capacidad del transformador de esta subestación es de 66 MVA, 138/69 kV, que actualmente supera el 80% de su potencia nominal, valor considerado por TRANSELECTRIC como límite para instalar un nuevo transformador. En el caso de no realizarse esta ampliación y, ante la indisponibilidad de generación de la central Sibimbe ó el retraso en la entrada en operación de la central HidroTambo, el flujo por este transformador alcanzaría su capacidad nominal, lo cual podría provocar desconexiones de carga de la zona de influencia de esta subestación.

En el gráfico se observa que la cargabilidad del transformador es de 64 MVA, equivalente al 99% de su capacidad, valor superior al 80 % aceptado como criterio de ampliación.

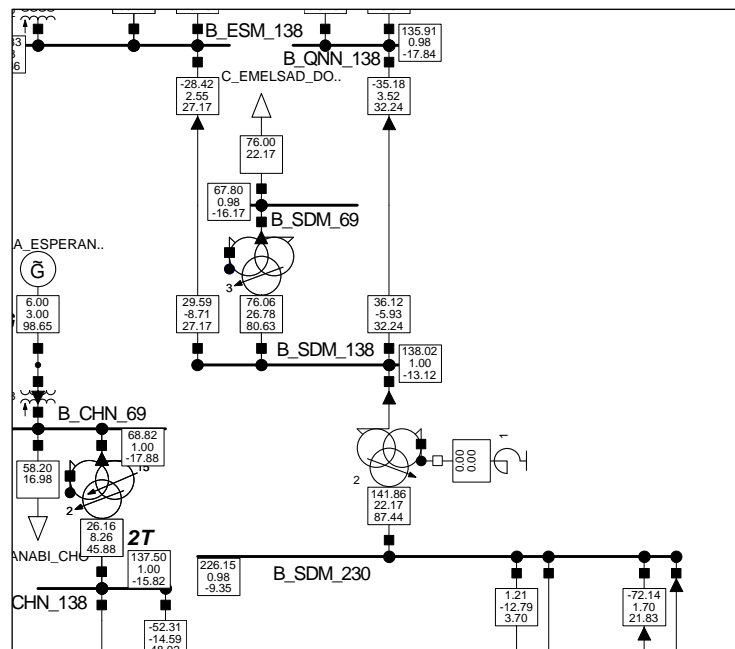


Subestación Santo Domingo

Un nuevo banco de transformadores de 230/138 kV de 167 MVA, adquiere importancia cuando la central térmica Esmeraldas se encuentra fuera de operación, debido a que toda la demanda de las empresas regionales de distribución de Esmeraldas y Santo Domingo es atendida mediante el actual transformador, superando el 80% de su capacidad nominal.

En el gráfico se muestra que la cargabilidad del transformador es del 87.5%, por lo que, es indispensable la instalación de un nuevo equipo de transformación.

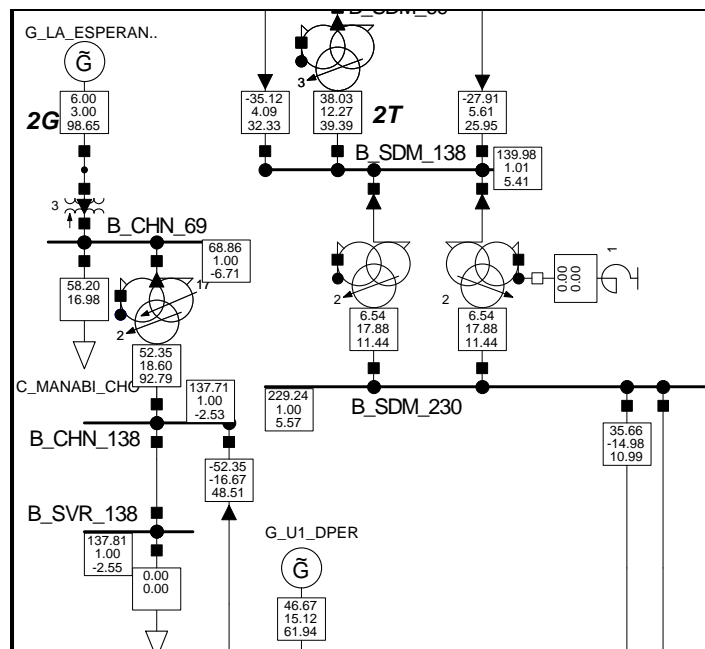
De igual manera, en el actual transformador 138/69 kV de 100 MVA, que permite abastecer la demanda de la empresa distribuidora Santo Domingo, se registrarían niveles de carga superiores al 80% de su capacidad nominal, por lo que se requiere la ampliación de la capacidad de transformación para esta relación de voltaje.



Cabe señalar que de acuerdo con lo manifestado por la Empresa Eléctrica Quito, se tiene previsto construir una línea de 69 kV desde esta subestación para abastecer la demanda del Norccidente de Pichincha, del orden de 5 MW, para lo cual instalaría una subestación en la zona de Los Bancos, lo cual ratifica la necesidad de ampliar la capacidad de transmisión en esta subestación.

Subestación Chone

En las condiciones actuales de operación, el flujo por el transformador de 138/69 kV de 60 MVA, supera el 90% de su capacidad nominal, situación que es más crítica si no se cuenta con la producción de la central La Esperanza. Esto verifica la necesidad de ampliar la capacidad de transformación en esta subestación, para atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de Manabí.



1.3 Nuevas Subestaciones

Subestación El Inga (Pifo)

Esta subestación permitirá abastecer la demanda del nuevo aeropuerto de la ciudad de Quito, que de acuerdo con la información del plan de expansión de la empresa eléctrica Quito, se tiene previsto para el año 2010; y, la demanda de la nueva zona franca industrial que se desarrollará en las zonas de Tumbaco y Pifo, por tal razón, no es factible la postergación de esta obra.

Subestación Quinindé

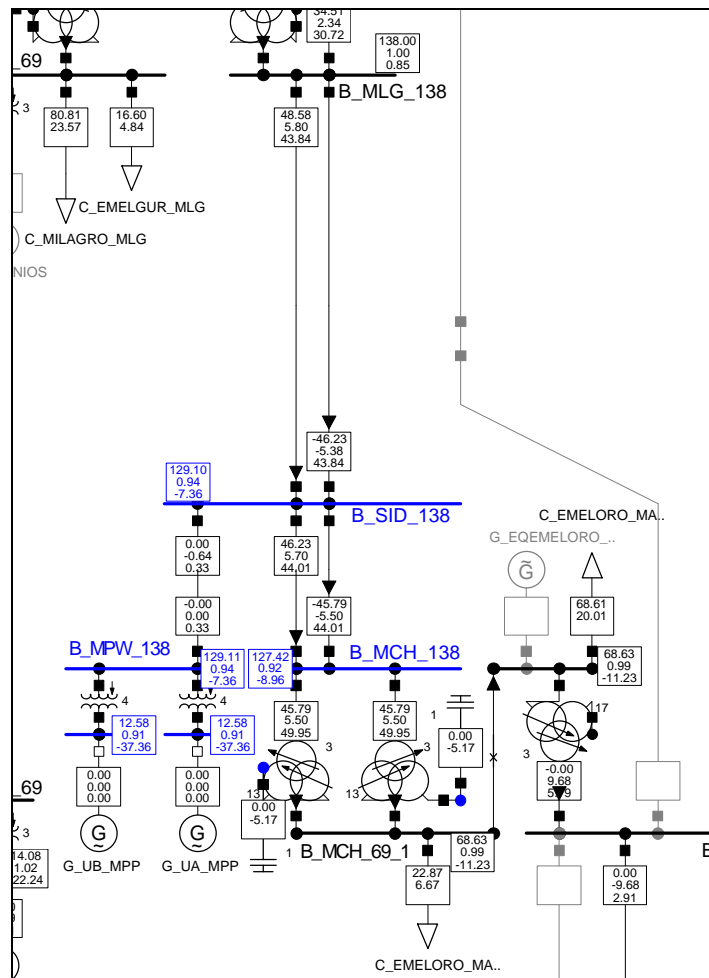
Sin esta subestación, no se mejorará la calidad en el suministro de energía eléctrica a la zona de Quinindé, debido a la saturación del alimentador de 69 kV, mediante el cual se abastece esta demanda, lo cual afectará al desarrollo agro-industrial de esta zona, sin brindar la suficiente capacidad de energía para satisfacer la demanda que ha permanecido represada en los últimos años.

1.4 Sistemas de transmisión

Sistema de transmisión Milagro – Machala

En condiciones de demanda media y/o demanda máxima, sin la generación de la central Machala Power, se presentan bajos voltajes en la subestación Machala, además que no permitiría la posible conexión de nueva generación en el sector de Bajo Alto, debido a la limitada capacidad de transporte de la actual línea de 138 kV entre Machala y Milagro.

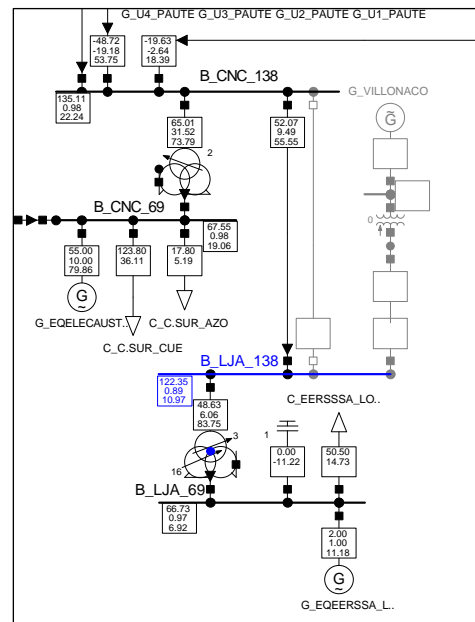
Como se puede observar en el gráfico adjunto, los voltajes se ubican por debajo de límites adecuados.



Sistema de transmisión Cuenca – Loja

Con el objeto de dar un adecuado soporte de voltaje al sistema de la empresa eléctrica Regional del Sur, a finales del año 2007, se instaló un banco de capacitores de 12 Mvar en la subestación Loja, lo que constituyó una solución parcial a este problema, siendo necesario el reforzar este sistema con el montaje del segundo circuito, permitirá disponer de mayor confiabilidad y seguridad de servicio.

En el gráfico adjunto se observa como el voltaje en la barra de 138 kV de la subestación Loja alcanza valores inadecuados.

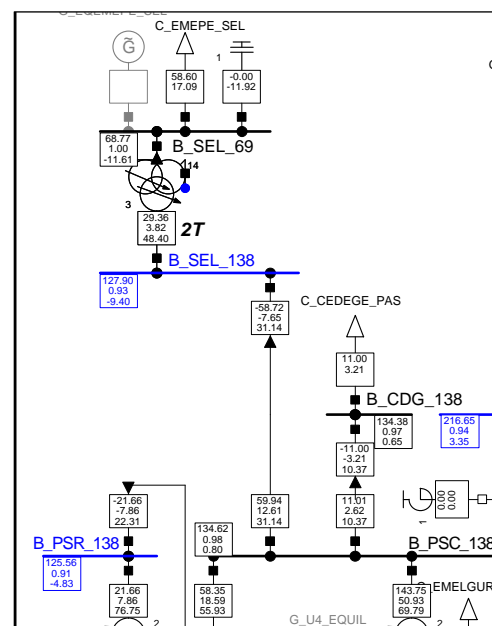


Sistema de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena

Con el objeto de dar un adecuado soporte de voltaje al sistema de la empresa eléctrica regional Península de Santa Elena, a finales del año 2007 se instaló un banco de capacitores de 12 Mvar en la subestación Santa Elena, lo que constituyó una solución parcial a este problema, siendo necesario el reforzamiento de este sistema mediante la construcción de una nueva línea de transmisión entre Lago de Chongón y Santa Elena, con la cual se dispondrá una mayor confiabilidad y seguridad de servicio a esta provincia.

En el gráfico adjunto se observa como el voltaje en la barra de 138 kV de la subestación Santa Elena presenta valores inadecuados.

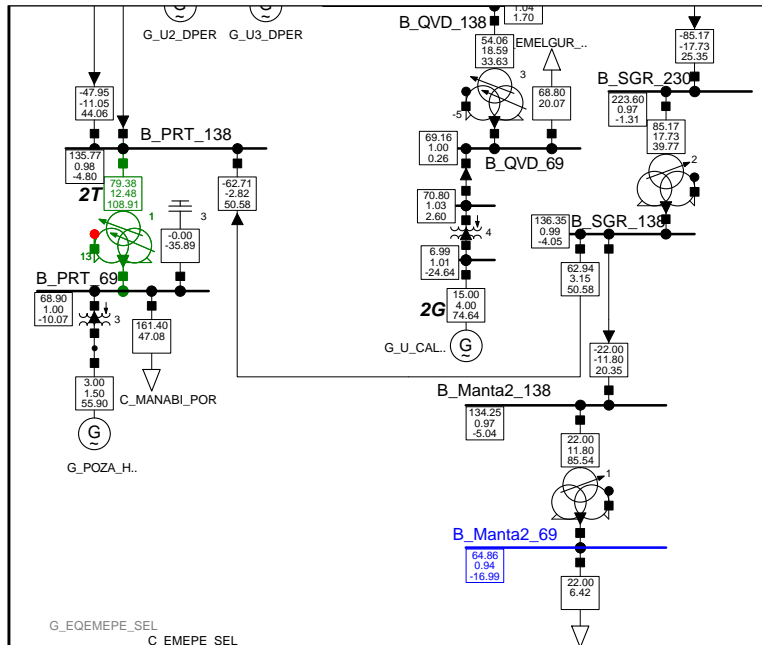
La situación se vuelve crítica cuando no se cuenta con la operación de la generación de Generoca y/o Electroquil.



Sistema de transmisión Quevedo-Portoviejo (San Gregorio)

Para completar el sistema de transmisión Quevedo – San Gregorio de 230 kV, y garantizar el crecimiento de la demanda de la zona de Manta, para este año, se tiene previsto ingresar en operación la subestación Montecristi 138/69 KV de 100 MVA de capacidad.

Sin esta subestación, los perfiles de voltaje en la zona de Manta, estarían por fuera de los límites establecidos en la normativa vigente, situación que es más crítica cuando no se dispone de generación de la central Daule Peripa ó de la empresa distribuidora; además se provocará la sobrecarga de los transformadores de la subestación Portoviejo de 138/69 kV de 75 MVA cada uno mediante los cuales se atiende a esta provincia.



Línea Santa Rosa – Pomasqui (Interconexión con Colombia a 230 kV)

La postergación o ausencia de esta línea, que forma parte de la segunda interconexión con Colombia a 230 kV, provocaría que se llegue a niveles de saturación en el transformador de la subestación Pomasqui de 230/138 kV, así como sobrecargas en la red de 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito, en caso de contingencia de un circuito de la actual línea de 230 kV que enlaza las subestaciones de Pomasqui y Santa Rosa, lo cual podría provoca la pérdida del aporte energético del sistema colombiano, que sería de gran impacto para el SNI.

Adicionalmente, al no contar con esta línea, no sería factible enlazar a la subestación El Inga al SNT, con lo cual, no se dispondría de un nuevo punto de entrega al sistema de la EEQSA en el sector de Pifo, sitio desde el cual tienen previsto abastecer la carga del nuevo aeropuerto de la ciudad de Quito.

Sistema de transmisión Milagro – Las Esclusas

Como complemento a la línea de transmisión Milagro – Las Esclusas de 230 kV, para el tercer trimestre del año 2010, está previsto el ingreso en operación de la subestación Las Esclusas 230/138 kV de 225 MVA de capacidad.

El no disponer de esta subestación, provoca que no se pueda optimizar la demanda de la zona sur de Guayaquil, por cuanto la subestación Caraguay 138/69 kV de 225 MVA, estaría abasteciendo una carga muy inferior a su capacidad de diseño, lo cual podría ocasionar la sobrecarga de los transformadores de las subestaciones Trinitaria y Salitral, que dependiendo de la condiciones de generación en esta zona, conllevarían a cortes de carga.

..//.