



Resumen ejecutivo

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022



Resumen ejecutivo

REPÚBLICA DEL ECUADOR

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Rafael Correa Delgado
Presidente Constitucional de la República del Ecuador

Jorge Glas Espinel
Vicepresidente de la República del Ecuador

Rafael Poveda Bonilla
Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos

Esteban Albornoz Vintimilla
Ministro de Electricidad y Energía Renovable
Presidente del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Sergio Ruiz Giraldo
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Pabel Muñoz López
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Carlos Durán Noritz
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Diego Ormaza Andrade
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Andrés Chávez Peñaherrera
Director Ejecutivo del Consejo Nacional de Electricidad

Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022

La elaboración del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, está alineada con la Constitución de la República del Ecuador; lineamientos y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir; la Agenda Sectorial del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; y, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Adicionalmente, se sustenta en el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en sus artículos 12, 13 y 14, los cuales establecen:

Art. 12 *Criterios.*- El Plan Maestro de Electrificación será elaborado por el CONELEC tomando en consideración los lineamientos y políticas emitidas por el Presidente de la República a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Art. 13 *Consultas.*- Previa a la aprobación del Plan Maestro de Electrificación, el CONELEC convocará, a través de la prensa nacional, al menos a una audiencia pública, con la finalidad de analizar las opiniones que se presenten, conforme a las normas y procedimientos que dicte el Directorio del CONELEC.

Art. 14 *Duración y revisión.*- El Plan Maestro de Electrificación será elaborado con una proyección a diez (10) años y será revisado anualmente por el CONELEC a fin de mantenerlo actualizado.

Cumpliendo con lo antes mencionado, el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 009/13, de 21 de mayo de 2013, aprobó el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 en los aspectos técnicos y económicos; y, fue sometido a consideración de la ciudadanía en Audiencia Pública realizada en Cuenca el 21 de agosto de 2013.

Posteriormente con Resolución No. 041/13, de 10 de septiembre de 2013, el Directorio del CONELEC ratificó la aprobación del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, autorizándose su impresión y difusión.



Presentación



“El Buen Vivir se planifica, no se improvisa.

El Buen Vivir es la forma de vida que permite la felicidad y la permanencia de la diversidad cultural y ambiental; es armonía, igualdad, equidad y solidaridad. No es buscar la opulencia ni el crecimiento económico infinito”

(Plan Nacional para el Buen Vivir, 2013 2017)

El sector eléctrico ecuatoriano atraviesa hoy el mejor momento de su historia, fruto de la convicción con la que el Gobierno de la Revolución Ciudadana impulsa a través de políticas claras y acciones concretas, las condiciones de un buen vivir para toda la población ecuatoriana. Con una inversión pública sin precedentes, que supera largamente a los presupuestos asignados en los gobiernos que nos precedieron, se encuentran en ejecución 8 proyectos hidroeléctricos emblemáticos, que contribuyen a la transformación de la matriz energética, factor clave en el proceso de instauración de una nueva matriz productiva que constituye eje primordial del accionar del Gobierno.

El Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 que se presenta a la ciudadanía, ratifica los compromisos de los actores del sector eléctrico del país en torno a estas renovadas políticas públicas, a objetivos comunes enfocados en la mejora de los indicadores de gestión y, para garantizar que la provisión de electricidad responda a los principios consagrados en la Constitución de la República en cuanto a obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

Este Plan es el instrumento de gestión que guiará las acciones que competen a cada organismo e institución en los próximos años, dentro los ejes estratégicos: gestión institucional, planificación integral, trabajo en equipo y gestión de calidad en los procesos, con la finalidad de lograr objetivos orientados a incrementar la oferta de generación, reforzar las redes de transmisión y subtransmisión, promover el uso eficiente de la energía

eléctrica, modernizar los servicios de distribución y comercialización de la electricidad, mejorar la calidad y cobertura del servicio eléctrico en el país.

Desde su creación en el 2007 la Cartera de Estado que me honra presidir, ha dado pasos firmes en la consolidación de los cimientos de un futuro de realizaciones en el sector eléctrico y el desarrollo del país. El Ecuador, a mediano plazo, tendrá capacidad de autoabastecimiento a través de una producción limpia, con un componente hidráulico que superará el 90% en el 2016 y, que en términos de soberanía energética, nos proyecta como líderes en un proceso de integración regional, para lo cual la construcción del corredor energético se convierte en otro reto a conseguir.

Invito a quienes hacemos el sector para que el proceso que nos ha convocado alrededor de la construcción de este Plan, perdure en un actuar dirigido a la consecución de las metas allí planteadas, teniendo en mente que el gran desafío para los próximos años está en mejorar sustancialmente la calidad del servicio público de electricidad e impregnar la calidez como condición básica en el quehacer de todos los servidores públicos del sector.

Estoy seguro que el sendero trazado, si bien no estará exento de dificultades, constituirá el espacio propicio para sumar voluntades de un talento humano responsable, comprometido con el progreso del país y los más caros objetivos de los ecuatorianos, mejorando su calidad de vida, sin descuidar los derechos de la naturaleza.

Dr. Esteban Albornoz Vintimilla
MINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE
PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD



Presentación



La expedición del Plan Nacional para el Buen Vivir, compromete a la dinámica de los objetivos institucionales, concordante con la necesidad de fortalecer e innovar la visión de corto, mediano y largo plazo, tendientes a un cambio sustancial y sustentable de la matriz de producción nacional con el aporte básico de los sectores estratégicos, generadores del progreso y del desarrollo.

Bajo esa perspectiva es prioritaria una planificación conforme a los objetivos que se ha propuesto el Gobierno Nacional, más aún cuando el Plan Maestro de Electrificación que se actualiza anualmente, ha delineado los procesos de crecimiento que se

evidencian día a día en el sector. Por esta razón, en sintonía con las políticas y objetivos que se desprenden del Plan Nacional para el Buen Vivir y los emitidos por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se formula el Plan Maestro de Electrificación, PME, para el período 2013 - 2022, que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, pone a disposición del país.

Este Plan tiene una visión integral, enlazada a todos los sectores de la economía, de manera que la proyección de la demanda de energía eléctrica considera, a más del crecimiento poblacional y de consumo, la incorporación de importantes cargas al sistema provenientes entre



otros de: la Refinería del Pacífico, los proyectos mineros, el cambio de la matriz energética del país que implica la migración de consumos de gas licuado de petróleo, GLP, y derivados de petróleo hacia la electricidad, el transporte eléctrico y la interconexión con el sistema petrolero ecuatoriano.

En este documento se consideran proyectos necesarios en el corto, mediano y largo plazo, a efectos de garantizar un abastecimiento de energía eléctrica confiable, seguro y de calidad a toda la población, observando criterios técnicos, económicos, administrativos, sociales y ambientales, y con un claro enfoque en el uso de recursos energéticos renovables.

En un contexto de soberanía energética como pilar fundamental, se plantea el desarrollo de proyectos basados en energías renovables y amigables con el ambiente, para garantizar el abastecimiento interno de electricidad, con suficientes reservas de potencia y energía y, en la perspectiva cierta de contar con volúmenes disponibles para la exportación de energía a países vecinos.

Los proyectos en construcción con más de 3.000 MW de potencia instalada, entre ellos: Coca Codo Sinclair, Paute-Sopladora, Minas - San Francisco, Toachi-Pilatón, Delsitanisagua, Manduriacu, Quijos; y proyectos de generación térmica eficiente y de energías renovables no convencionales, apalanca una verdadera revolución en el sector eléctrico ecuatoriano. Con relación a nuevos proyectos hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos, de biomasa y solares, los estudios avanzan para ser considerados en el equipamiento futuro y, se mencionan como casos especiales, los estudios de los ríos Santiago y Zamora que confirman el enorme potencial energético del Ecuador.

Se contempla la expansión de los sistemas de transmisión, distribución y subtransmisión para fortalecer los niveles de confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico en su conjunto; el reforzamiento de los sistemas existentes para evacuar la energía producida por proyectos en marcha, así como también la construcción del Sistema de Extra Alta Tensión de 500 kV.

En el área de distribución está previsto el mejoramiento de la infraestructura eléctrica, la reducción de las pérdidas de energía, el incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico y la ejecución del Plan Nacional de Soterramiento de Redes. En este sentido, es prioritario continuar con los procesos de modernización de las empresas eléctricas, para potenciar y optimizar la gestión en los ámbitos administrativo, comercial, de información, socio ambiental y del talento humano.

El Plan hace transversal una estrategia de desarrollo sustentable para el sector eléctrico, en las dimensiones económica, social y ambiental, y presenta: el régimen tarifario acorde con la Constitución de la República prevé tarifas equitativas para todos los usuarios, el análisis sobre la gestión del riesgo y la participación ciudadana como un requisito obligatorio en los estudios de impacto ambiental de los proyectos de producción, transporte y distribución de electricidad.

Estamos convencidos de que el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, además de plantear importantes retos, será la fuente de inspiración para que los proyectos de generación, transmisión, distribución, comercialización y eficiencia energética, se ejecuten oportunamente con el propósito de coadyuvar al desarrollo integral del país.

Dr. Andrés Chávez Peñaherrera
DIRECTOR EJECUTIVO
CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD





Contenido General

- Introducción
- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica
- Expansión de la Generación
- Expansión de la Transmisión
- Expansión de la Distribución
- Análisis Económico de la Expansión

ÍNDICE**1. Introducción**

1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	2
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	3
1.4. Políticas	3
1.5. Contenido	5

2. Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica

2.1. Introducción	11
2.2. Información y Línea Base	11
2.3. Estudio Econométrico	11
2.4. Proyección de la Demanda	12

3. Expansión de la Generación

3.1. Introducción	19
3.2. Escenario de Expansión de Referencia	19
3.3. Potencia Instalada y Disponible del S.N.I.	20
3.4. Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022	22
3.5. Presupuesto de la Expansión	25
3.5.1 <i>Programación de desembolsos</i>	26
3.6. Proyección de Costos Marginales	26
3.7. Consumo de Combustibles	27
3.8. Emisiones de CO₂	28

4. Expansión de la Transmisión	
4.1. Introducción	33
4.2. Proyectos de Expansión de Transmisión	34
4.2.1 <i>Proyectos de expansión en ejecución</i>	35
4.2.2 <i>Proyectos de expansión periodo 2013 - 2022</i>	37
4.3. Presupuesto Expansión del SNT	42
4.3.1 <i>Proyectos de transmisión adicionales por incremento en la demanda en el S.N.I.</i>	44
4.3.2 <i>Operación a 500 kV del enlace Quito - Guayaquil</i>	46
4.3.3 <i>Presupuesto total del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022</i>	46
5. Expansión de la Distribución	
5.1. Introducción	51
5.2. Planes Previstos para la Expansión de la Distribución	52
5.2.1 <i>Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD</i>	53
5.2.2 <i>Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP</i>	55
5.2.3 <i>Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM</i>	56
5.3. Programa de Obras del Plan de Expansión 2013 - 2022	57
5.3.1 <i>Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD</i>	58
5.3.2 <i>Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP</i>	59
5.3.3 <i>Programa FERUM</i>	59
5.4. Migración de la Cocción con el Uso de Gas Licuado de Petróleo a Electricidad debido al Cambio de la Matriz Energética	60
5.5. Plan Nacional de Soterramiento de Redes	62
5.5.1 <i>Presupuesto</i>	63
5.5.2 <i>Fases de implementación del Plan Nacional de Soterramiento</i>	64
6. Análisis Económico de la Expansión	
6.1. Introducción	69
6.2. Parámetros de Simulación	70
6.3. Análisis de Resultados	70
6.3.1 <i>Expansión de la generación</i>	70
6.3.2 <i>Expansión de la transmisión</i>	75
6.3.3 <i>Expansión de la distribución</i>	78
6.3.4 <i>Inversión, costo del servicio, precio medio y déficit tarifario</i>	82



ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. No. 2.1:	<i>Esquema analítico de balance de energía y potencia</i>	12
FIG. No. 2.2:	<i>Esquema analítico de balance de energía y potencia</i>	13
FIG. No. 2.3:	<i>Evolución histórica y proyección de clientes totales y por grupo de consumo del Ecuador</i>	13
FIG. No. 2.4:	<i>Evolución del factor de carga de la H1 y la H5</i>	14
FIG. No. 2.5:	<i>Evolución de la demanda de energía en bornes de generación</i>	15
FIG. No. 2.6:	<i>Evolución de la demanda de potencia en bornes de generación</i>	16
FIG. No. 3.1:	<i>Infraestructura en generación para el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022</i>	24
FIG. No. 3.2:	<i>Desembolso de capitales públicos y privados, periodo 2013 - 2022</i>	26
FIG. No. 3.3:	<i>Costo marginal para tres escenarios hidrológicos</i>	27
FIG. No. 3.4:	<i>Consumo estimado de combustibles, escenario hidrológico medio, periodo 2013 - 2022,</i>	27
FIG. No. 3.5:	<i>Emisiones de CO₂ por tipo de combustible 2013 - 2022</i>	28
FIG. No. 4.1:	<i>Mapa de las obras del sistema de transmisión</i>	35
FIG. No. 4.2:	<i>Presupuesto</i>	43
FIG. No. 4.3:	<i>Inversiones requeridas en el PET 2013 - 2022 (MUSD)</i>	47
FIG. No. 5.1:	<i>Relación del SIGDE con los planes de inversión</i>	53
FIG. No. 5.2:	<i>Metas para la frecuencia media de interrupción por distribuidora, FMIK</i>	54
FIG. No. 5.3:	<i>Metas para el tiempo medio de interrupción por distribuidora, TTIK</i>	54
FIG. No. 5.4:	<i>Metas para pérdidas de energía por distribuidora a diciembre de 2013</i>	55
FIG. No. 5.5:	<i>Metas de pérdidas de energía, periodo 2013 - 2022</i>	56
FIG. No. 5.6:	<i>Metas para la cobertura eléctrica urbana, periodo 2013 - 2022</i>	56
FIG. No. 5.7:	<i>Metas para la cobertura eléctrica rural, periodo 2013 - 2022</i>	57
FIG. No. 5.8:	<i>Actores involucrados en el soterramiento de redes</i>	63
FIG. No. 6.1:	<i>Requerimientos de capital en generación por tipo de tecnología</i>	71
FIG. No. 6.2:	<i>Evolución de los activos de generación</i>	72
FIG. No. 6.3:	<i>Evolución de los costos fijos de generación</i>	72
FIG. No. 6.4:	<i>Composición de la generación por tipo de tecnología</i>	73
FIG. No. 6.5:	<i>Composición de la generación vs. Costo de producción</i>	74
FIG. No. 6.6:	<i>Evolución del costo de generación</i>	75
FIG. No. 6.7:	<i>Requerimientos de capital en transmisión por etapa funcional</i>	76
FIG. No. 6.8:	<i>Evolución de los activos de transmisión</i>	76
FIG. No. 6.9:	<i>Evolución de los costos de transmisión</i>	77
FIG. No. 6.10:	<i>Evolución del costo de transmisión</i>	78
FIG. No. 6.11:	<i>Evolución clientes vs. Venta de energía</i>	78
FIG. No. 6.12:	<i>Requerimientos de capital de distribución</i>	79
FIG. No. 6.13:	<i>Requerimientos de capital por empresa distribuidora</i>	80
FIG. No. 6.14:	<i>Evolución de los activos en distribución</i>	81
FIG. No. 6.15:	<i>Evolución del costo de distribución</i>	82
FIG. No. 6.16:	<i>Inversión del PME (MUSD)</i>	82
FIG. No. 6.17:	<i>Participación de la inversión por actividad</i>	83
FIG. No. 6.18:	<i>Evolución de los costos del servicio eléctrico</i>	83
FIG. No. 6.19:	<i>Costo total del servicio, precio medio y déficit tarifario</i>	84
FIG. No. 6.20:	<i>Evolución del subsidio de combustible</i>	84
FIG. No. 6.21:	<i>Evolución del déficit tarifario</i>	85



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No. 1.1:	<i>Contenido del PME 2013 - 2022</i>	5
TABLA No. 2.1:	<i>Métodos de estimación aplicados en cada grupo de consumo</i>	12
TABLA No. 3.1:	<i>Infraestructura existente en generación hidroeléctrica y renovable no convencional, año 2012</i>	21
TABLA No. 3.2:	<i>Infraestructura existente en generación termoeléctrica a diciembre 2012</i>	22
TABLA No. 3.3:	<i>Plan de Expansión de la Generación 2013 - 2022</i>	23
TABLA No. 3.4:	<i>Montos de inversión del Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022</i>	25
TABLA No. 3.5:	<i>Consumo promedio de combustible</i>	28
TABLA No. 3.6:	<i>Emisiones por tipo de combustible, en millones de toneladas de CO₂</i>	29
TABLA No. 4.1:	<i>Proyectos en ejecución - zona norte</i>	36
TABLA No. 4.2:	<i>Proyectos en ejecución - zona noroccidental</i>	36
TABLA No. 4.3:	<i>Proyectos en ejecución - zona sur</i>	36
TABLA No. 4.4:	<i>Proyectos en ejecución - zona suroccidental</i>	37
TABLA No. 4.5:	<i>Proyectos en ejecución - globales</i>	37
TABLA No. 4.6:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2013</i>	37
TABLA No. 4.7:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2014</i>	40
TABLA No. 4.8:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2015</i>	41
TABLA No. 4.9:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2016</i>	41
TABLA No. 4.10:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2017</i>	41
TABLA No. 4.11:	<i>Cronología de proyectos por zona operativa, año 2018</i>	42
TABLA No. 4.12:	<i>Presupuesto de proyectos en marcha</i>	43
TABLA No. 4.13:	<i>Presupuesto de nuevos proyectos de expansión (sin obras de transmisión de 500 kV)</i>	44
TABLA No. 4.14:	<i>Requerimientos de inversión total</i>	45
TABLA No. 4.15:	<i>Proyecto sistema de transmisión 500 kV Coca Codo Sinclair - Quito - Guayaquil</i>	46
TABLA No. 4.16:	<i>Presupuesto sistema de transmisión 500 kV Coca Codo Sinclair - Quito - Guayaquil</i>	46
TABLA No. 4.17:	<i>Presupuesto anual requerido para el PET 2013 - 2022</i>	47
TABLA No. 5.1:	<i>Empresas de distribución</i>	52
TABLA No. 5.2:	<i>Metas para el año 2013, calidad del servicio</i>	54
TABLA No. 5.3:	<i>Inversión requerida por cada programa de distribución, periodo 2013 - 2022</i>	58
TABLA No. 5.4:	<i>Desglose anual de inversiones por programa, periodo 2013 - 2022</i>	58
TABLA No. 5.5:	<i>Inversiones aprobadas para el 2013, PMD</i>	58
TABLA No. 5.6:	<i>Inversiones aprobadas para el PMD 2013 - 2022</i>	59
TABLA No. 5.7:	<i>Inversiones aprobadas para PLANREP 2013 - 2022</i>	59
TABLA No. 5.8:	<i>Inversiones aprobadas y beneficiarios del FERUM, año 2013</i>	60
TABLA No. 5.9:	<i>Inversiones aprobadas para FERUM 2013 - 2022</i>	60
TABLA No. 5.10:	<i>Inversiones aprobadas, plan de cocción eficiente 2013 - 2022</i>	62
TABLA No. 5.11:	<i>Presupuesto referencial de obras civiles y redes eléctricas, polígono de 1 km²</i>	63
TABLA No. 5.12:	<i>Presupuesto referencial de infraestructura eléctrica para un área de 1 km²</i>	64
TABLA No. 5.13:	<i>Presupuesto referencial de telecomunicaciones para un área de 1 km²</i>	64
TABLA No. 5.14:	<i>Inversión total del Plan Nacional de Soterramiento</i>	65

<i>TABLA No. 5.15:</i>	<i>Resumen inversión total del Plan Nacional de Soterramiento</i>	66
<i>TABLA No. 6.1:</i>	<i>Detalle de inversión</i>	71
<i>TABLA No. 6.2:</i>	<i>Porcentaje de participación por tipo de proyecto</i>	71
<i>TABLA No. 6.3:</i>	<i>Porcentaje de participación por tipo de inversión</i>	71
<i>TABLA No. 6.4:</i>	<i>Composición de la generación por tipo de tecnología</i>	73
<i>TABLA No. 6.5:</i>	<i>Detalle de inversión, periodo 2013 - 2022</i>	75
<i>TABLA No. 6.6:</i>	<i>Requerimientos de capital en transmisión por etapa funcional (MUSD)</i>	76
<i>TABLA No. 6.7:</i>	<i>Evolución de los activos de transmisión (MUSD)</i>	77
<i>TABLA No. 6.8:</i>	<i>Detalle de inversión</i>	79
<i>TABLA No. 6.9:</i>	<i>Requerimientos de capital de distribución (MUSD)</i>	79
<i>TABLA No. 6.10:</i>	<i>Detalle de inversión</i>	80
<i>TABLA No. 6.11:</i>	<i>Evolución de los activos en distribución (MUSD)</i>	81



ABREVIACIONES

ACAR	Tipo de conductor de aluminio desnudo reforzados con aleación de aluminio (Aluminum Conductor Alloy Reinforced)
ATS	Área Típica Seleccionada
BCE	Banco Central del Ecuador
BCRP	Banco Central de Reserva, Perú
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BP	British Petroleum
BRC	British Retail Consortium
BT	Baja Tensión, definido como todo nivel de tensión inferior a 0,6 kV
BTU	Unidad Térmica Británica (British thermal unit)
CCT	Centro de Control de la Transmisión
CDEC-SIC	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Chile.
CDEC-SING	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado de Norte Grande, Chile
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública
CENACE	Corporación Centro Nacional de Control de Energía
CMD	Cost Medio de Distribución
CMG	Costo Medio de Generación
CMT	Cost Medio de Transmisión
CNDC	Comision Nacional de Defensa de la Competencia (Argentina)
CNEL EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CNT	Corporación Nacional de Telecomunicaciones
CO ₂	Dioxido de Carbono
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
cUSD	Centavos de Dólar
E.E.	Empresa Eléctrica
EP	Empresa Pública
ERNC	Energía Renovable No Convencional
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
FMik	Frecuencia Media de Interrupción
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GWh	Gigavatio hora
INE	Instituto Nacional de Estadística, España
INEC	Instituto Ecuatoriano de Normalización
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kUSD	Miles de Dólares de los Estados Unidos de América
kV	Kilovoltio



kVA	Kilo Voltio Amperio
kW	Kilovatio - medida de potencia
kWh	Kilovatio hora - medida de energía
MCI	Motor de Combustión Interna
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MICSE	Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos
MINEM	Minsiterio de Energía y Minas, Perú
MINTEL	Ministerio de Telecomunicaciones
MUSD	Millones de Dólares de los Estados Unidos de América
MVA	Mega Voltio Amperio
MVAR	Mega Voltio Amperio Reactivo
MW	Megavatio
OGE	Optimización de Generación Eléctrica
OPTGEN	Optimization Generation
PEF	Porcentaje de Errores en la Facturación
PEG	Plan de Expansión de la Generación
PET	Plan de Expansión de Transmisión
PGE	Presupuesto General del Estado
PIB	Producto Interno Bruto
PITI	Programa de Intervención Territorial Integral
PLANREP	Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica
PMD	Plan de Mejoramiento de la Distribución
PME	Plan Maestro de Electrificación
PNBV	Plan Nacional para el Buen Vivir
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
RDP	Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP, Ecuador
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
S/E	Subestación
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación del Estado
SGCAN	Secretaría General de la Comunidad Andina
SIG	Sistema de Información Geográfica
SIGDE	Sistema Integrado para mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica
SISDAT	Sistematización de Datos del Sector Eléctrico
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TTIk	Tiempo Total de interrupción por kVA Instalado
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia
USD	Dólares de los Estados Unidos de América



1

Introducción

1.1. Introducción

El Plan Maestro de Electrificación forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto se sustenta en las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y en la Agenda Sectorial. En este sentido, el principal lineamiento político constituye el impulso al desarrollo eficiente, enfatizando la planificación en el corto, mediano y largo plazo, sobre la base de los criterios de soberanía y eficiencia energética establecidos en la Constitución y en el Plan Nacional para el Buen Vivir, Buen Vivir, PNBV, 2009 - 2013.

Una visión integral del país, que toma en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y la prestación del servicio al sector hidrocarburífero, implica necesariamente considerar la expansión de toda la cadena de suministro. La proyección de la demanda, constituye el elemento integrador sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema con una visión global, en la que se consideran, a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, que provienen de una visión estratégica para el desarrollo nacional en las próximas décadas, como son:

- Los proyectos mineros,
- La Refinería del Pacífico;
- El cambio de la matriz energética productiva del país que implica la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia electricidad; y,
- Los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los consumos de los sectores residencial y productivo.

La soberanía energética, uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, establece que, si bien las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de las reservas del sistema eléctrico ecuatoriano, de ninguna manera pueden constituir una base para el abastecimiento de la demanda nacional. En este sentido, el Plan Maestro de Electrificación plantea, el desarrollo del sistema en consideración de la disponibilidad de suficientes reservas energéticas para garantizar el normal abastecimiento de la demanda nacional, sin dejar de lado el análisis de escenarios que consideran la importante oportunidad de optimización de los costos operativos que brindan las actuales interconexiones internacionales, así como la posibilidad futura de incrementar los volúmenes de transferencias que permitan convertir al Ecuador en un país exportador de energía.

La creciente necesidad de un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética, implica la obligación de implementar los recientes avances tecnológicos en generación renovable a pequeña y mediana escala, orientación al uso de sistemas para la transmisión flexible de corriente alterna, sistemas modernos de protección, medición y comunicaciones, automatización de las redes eléctricas de distribución y subtransmisión; todo con la finalidad de contribuir al incremento de la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico en su conjunto, coadyuvando al desarrollo sostenible del país. Atención particular merece la expansión de los sistemas eléctricos de distribución

que deben considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad, lo cual se enmarca en el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.

Otro aspecto importante considerado en el plan que guía el desarrollo del Sector Eléctrico Ecuatoriano, es la participación ciudadana, con particular énfasis en la opinión sobre los estudios de impacto ambiental de los proyectos de producción y transporte de electricidad, cuya infraestructura debe ser concebida de forma que los servicios que proveen cumplan con los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad que, según norma, se establezcan para todas las regiones del país.

Finalmente, el régimen tarifario a aplicarse en el sector busca lograr la autosuficiencia financiera del mismo, a la vez que las tarifas sean equitativas para los usuarios. Por tanto, los subsidios estatales que puedan considerarse necesarios son focalizados y constan en el Presupuesto General del Estado con la finalidad de que los recursos económicos involucrados puedan ser transferidos a las empresas del sector, de forma obligatoria y oportuna. Este es un aspecto importante que debe ser considerado, ya que en el pasado ha sido fuente de grandes problemas económicos del sector.

1.2. Antecedentes

La Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, SENPLADES, ha señalado que desde la óptica de la planificación, el período 2009-2013 ha sido el más importante pues corresponde a la fase de implantación de los cimientos para el desarrollo de los grandes proyectos, necesarios para reorientar al sistema energético nacional hacia un sistema eficaz, eficiente y amigable con el medio ambiente. La construcción de condiciones fundamentales para el Buen Vivir, conforme lo manifestado por la SENPLADES, se fundamenta en la inversión pública que permite el cumplimiento de sus condiciones previas, en cuanto a capacidades y oportunidades. La inversión se direcciona en esta fase al incremento en la capacidad instalada para la creación de valor en la economía, mediante la movilización y acumulación de capital hacia los enclaves que potencian las cadenas productivas y permiten alcanzar rendimientos crecientes en la producción.

Las inversiones que se efectúen en el Sector Eléctrico deben permitir este tipo de acumulación a través del desarrollo de proyectos de generación - cobertura y proyectos que impulsan el cambio de la matriz energética mediante el incremento en la eficiencia eléctrica e impulso a la cultura del ahorro en los diferentes sectores del país. La Política Sectorial establece como prioritario el incremento en la soberanía para el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda nacional, prioridad que va de la mano con los proyectos que actualmente se desarrollan en el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Bajo esta óptica el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, viene realizando su gestión bajo principios de sostenibilidad, sustentabilidad y responsabilidad social teniendo como objetivos principales: garantizar el suministro eléctrico a través de nuevos proyectos de generación que incluyan tecnologías amigables con el ambiente basados en energías renovables. Esta gestión se ha plasmado en el actual desarrollo de diversos proyectos hidroeléctricos: Toachi-Pilatón, Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Manduriacu, Quijos, Delsitanisagua, Sopladora y Mazar Dudas.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Elaborar el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 como una herramienta integral e intersectorial, que promoviendo el uso de recursos energéticos renovables y en un ámbito de soberanía energética, permita garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda nacional, en el corto, mediano y largo plazos, con niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad; y, observando criterios técnicos, económicos, financieros, administrativos, sociales y ambientales.



1.3.2 Objetivos específicos

Establecer la estrategia de expansión del sistema eléctrico, que permita:

- Elaborar un pronóstico apropiado de la evolución de la demanda con una visión integral, en la que se considere a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas de proyectos mineros, sistemas aislados de plantas petroleras, la Refinería del Pacífico y la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad.
- Desarrollar la infraestructura del parque generador del país, considerando especialmente las fuentes renovables de energía eléctrica.
- Fortalecer la red de transmisión y adaptarla a las actuales y futuras condiciones de la oferta y la demanda de electricidad.
- Mejorar y expandir los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica, para asegurar el suministro con calidad adecuada, considerando la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad.
- Propiciar la expansión conjunta e integral de todos los eslabones que componen la cadena de suministro de electricidad: generación, transmisión y distribución, hasta llegar al usuario final.

1.4. Políticas

El desarrollo del sector energético es estratégico para el Ecuador y en esta perspectiva el desarrollo del sistema eléctrico deberá garantizar el abastecimiento energético a partir del mayor aprovechamiento de recursos de generación hidroeléctrica que permite reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica; y, mediante el fortalecimiento de la red de transmisión y sub-transmisión, adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. Esto deberá complementarse con la inserción paulatina del país en tecnologías relativas al manejo de otros recursos renovables: energía solar, eólica, geotérmica, de biomasa, mareomotriz; estableciendo la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

En concordancia con los objetivos del PNBV, el Gobierno Nacional, a través del MEER, ha definido las siguientes políticas energéticas, que deben ser observadas y aplicadas por todas las instituciones que conforman el Sector Eléctrico Ecuatoriano:

1. El Plan Maestro de Electrificación forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto debe sustentarse en las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir y la Agenda de los Sectores Estratégicos. Deberá ser elaborado con una visión integral del país, tomando en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y los proyectos del sector hidrocarburífero, para lo cual se requiere la interacción con los actores y responsables de dichos sectores, tarea en la que esta Cartera de Estado seguirá actuando como lo ha hecho hasta el momento.
2. En este sentido, la proyección de la demanda, que constituye el elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, debe considerar a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y fundamentalmente, la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de los proyectos de generación



que hoy se ejecutan. También se deben considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial y productivo.

3. El desarrollo de megaproyectos, como es el caso de la Refinería del Pacífico, tiene un alto impacto en la economía de la zona, con la presencia de una población que se desplaza para el desarrollo del proyecto, lo cual acarrea el surgimiento de nuevas actividades productivas y comerciales, y de empresas de bienes y servicios, infraestructura, provisión de equipos, materiales, etc., aspectos que necesariamente deben ser considerados en la proyección de la demanda.
4. Debe considerarse asimismo, que por primera vez en la historia energética de este país, se están generando espacios de coordinación entre el sector eléctrico y el sector petrolero. La planificación debe considerar por tanto la demanda de los campos e instalaciones petroleras públicas y privadas, así como también la capacidad instalada y la oferta de energía de ese sector; así como, sus planes de expansión mediante el aprovechamiento del gas asociado.
5. La expansión de la generación, debe partir de una línea base que constituyen los proyectos que han sido calificados como emblemáticos, y que en calidad de tales están siendo ejecutados por las empresas públicas del sector. Los cronogramas de ejecución y fechas estimadas para la operación de estos proyectos, deben ser coordinados de manera directa con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
6. La expansión de la generación debe considerar niveles mínimos de reserva para garantizar el abastecimiento interno, los cuales deben estar debidamente sustentados en estudios técnicos.
7. Sobre esta base, son los ejercicios de planificación y las herramientas de optimización de las que dispone el CONELEC, las que deben dar las señales sobre la expansión de la generación y sobre los proyectos que deben ser ejecutados para satisfacer los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda, dentro del período de planificación.
8. Las decisiones respecto de los mecanismos que se apliquen para el desarrollo y ejecución de nuevos proyectos, sea por acción directa del Estado o por delegación a otros sectores de la economía, constituyen hechos subsecuentes que devienen de la planificación y que podrán tomarse una vez que se hayan identificado los proyectos, sus características y sus requerimientos de financiamiento.
9. Siendo la soberanía energética uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de la reserva, pero de ninguna manera pueden constituir una base para el abastecimiento.
10. Debe considerarse asimismo, que constituye uno de los objetivos del sector convertir al Ecuador en un país exportador de energía. La planificación debe incorporar este escenario, identificando las capacidades de exportación y la infraestructura necesaria para conseguir este objetivo.
11. La expansión de la generación térmica debe considerar la disponibilidad de combustibles, así como las políticas, proyectos actuales y futuros del sector hidrocarburífero, como es el caso del desarrollo en la explotación del gas natural. Por otra parte no se deben desatender las iniciativas privadas que de manera formal han respondido a las señales regulatorias tendientes a incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales.
12. La expansión de la transmisión debe ajustarse a las nuevas condiciones de generación y demanda, priorizando la seguridad del sistema, la satisfacción de la demanda y el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos.



13. La expansión de la distribución debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.
14. El financiamiento de la expansión en generación, transmisión y distribución, conforme lo determina el Mandato No.15, se encuentra principalmente a cargo del Estado, con recursos que provienen de su Presupuesto General. Para identificar alternativas de financiamiento para la expansión del sistema, es imprescindible contar con la información que debe surgir del Plan Maestro de Electrificación, en relación con la inversión requerida y la programación decenal de recursos.

Bajo estas políticas y lineamientos, el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 ha sido desarrollado en coordinación con todos los actores involucrados, y en coordinación permanente con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

1.5. Contenido

El Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, adicional a los temas que por ley se lo debe presentar anualmente a la ciudadanía, busca transmitir información relevante de la evolución, desarrollo, sostenibilidad y expansión del sector eléctrico ecuatoriano.

Para la elaboración del PME 2013 - 2022, el CONELEC ha contado con el apoyo del MEER, CELEC EP, CNEL EP, Empresas Eléctricas de Distribución, Empresas de Generación, Clientes Especiales y CENACE; y, su lineamiento ha sido orientado por las políticas sectoriales emitidas por el MEER y por los enfoques gubernamentales transmitidos desde el MICSE, SENPLADES y el PNBV.

El PME 2013 - 2022 está compuesto por cuatro volúmenes, cada uno de los cuales contiene varios capítulos que se detallan en la tabla No. 1.1.

TABLA No. 1.1: CONTENIDO DEL PME 2013 - 2022

VOLUMEN I: Resumen Ejecutivo PME 2013 - 2022
Introducción
Antecedentes
Objetivos
Políticas
Contenido
Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica
Expansión de la Generación
Expansión de la Transmisión
Expansión de la Distribución
Análisis Económico de la Expansión



TABLA No. 1.1: CONTENIDO DEL PME 2013 - 2022 (cont.)

VOLUMEN II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica	
	Generalidades
	La Economía y la Demanda Eléctrica
	La Demanda y el Sector Eléctrico Ecuatoriano
	Estudio de Proyección de la Demanda Eléctrica
	Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda
VOLUMEN III.- Perspectiva y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano	
CAPÍTULO 1	Introducción
CAPÍTULO 2	Expansión de la Generación
CAPÍTULO 3	Expansión de la Transmisión
CAPÍTULO 4	Expansión de la Distribución
CAPÍTULO 5	Análisis Económico de la Expansión
VOLUMEN IV.- Aspectos de Sustentabilidad y Sostenibilidad Social y Ambiental	
CAPÍTULO 1	Eficiencia Energética
CAPÍTULO 2	Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico
CAPÍTULO 3	Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico
ANEXO 1	Estudios Complementarios de Proyectos de Generación Eléctrica con Fuentes de Energía Renovable
ANEXO 2	Integración Energética Regional
ANEXO 3	Metodología y Criterios para la Planificación de la Expansión de la Generación

El **Volumen I** pretende dar al lector información general y resumida de los detalles fundamentales del PME 2013 - 2022. Se presentan objetivos, políticas y escenarios de crecimiento de la demanda para luego aterrizarlo en un Plan de Expansión de Generación, Transmisión y Distribución junto con su respectivo análisis económico.

A partir del Volumen II, se presenta con mayor detalle cada uno de los documentos que forman el PME.

Como un elemento fundamental, no solo para la elaboración de los planes de expansión del sistema eléctrico nacional, sino como uno de los principales insumos para la planificación sectorial, en el **Volumen II** se ha proyectado el comportamiento de la demanda eléctrica del Ecuador en el mediano y largo plazo. En las diferentes secciones de este volumen se ha proyectado el comportamiento de la economía y del consumo de energía en el Ecuador, se ha hecho una descripción del comportamiento histórico de la demanda, se ha analizado las perspectivas del mercado de la energía en la región, para que, con la definición de un modelo y metodología, se pueda establecer la proyección de la demanda tanto para una línea base 2013 - 2022 como para varias hipótesis y escenarios probables de crecimiento en este mismo periodo.



La “Perspectiva y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano” se han desarrollado en el **Volumen III**, mismo que consta de cinco capítulos que constituyen la parte medular del PME. A continuación se presenta una descripción sucinta de los capítulos:

- En el **Capítulo 1**, se presenta la introducción del **Volumen III**.
- Teniendo como lineamiento el objetivo del Gobierno Nacional de revertir la condición deficitaria de oferta de energía eléctrica mediante el impulso decidido a la construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, la instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de importantes fuentes de energía renovable, en el **Capítulo 2**, relacionado con el Plan de Expansión de Generación, se ha establecido el equipamiento e inversión en generación, para el período 2013 - 2022, requeridos para garantizar el abastecimiento interno de potencia y energía, en condiciones de calidad y seguridad, considerando incertidumbres y además la posibilidad de que el sistema sea exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.
- Para garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, con adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos se ha desarrollado el Plan de Expansión de Transmisión en el **Capítulo 3**. Dicho documento ha sido elaborado teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por el MEER y tomando en consideración las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir. El plan de expansión de transmisión ha sido elaborado con una visión integral del país. Se ha priorizando la atención y crecimiento tendencial de la demanda, incorporación de importantes cargas al sistema, y la necesidad de evacuar la energía eléctrica de las centrales de generación que permitirán el cambio de la matriz energética en el Ecuador.
- En el **Capítulo 4**, se presentan los planes de las diferentes empresas eléctricas de distribución, con obras para su realización en el corto plazo, como resultado de una planificación principalmente anual que actualmente se realiza en las empresas eléctricas de distribución del territorio continental e Islas Galápagos.
- En el **Capítulo 5**, se analiza el impacto económico del PME 2013 - 2022, en algunas variables de la economía del Ecuador, como el PIB, la Demanda de Energía Eléctrica y el PIB sectorial; así como los análisis económicos de los resultados de los modelos econométricos implementados. Se han proyectado las necesidades de capital para la implementación del PME bajo diferentes escenarios, y dado que la cifra requerida es significativa, se ha identificado que es necesaria una priorización para la ejecución de obras con el dinero del Estado y a gestionar su financiación con la consecución de recursos en la banca multilateral, así como la consideración de inversión proveniente del sector privado.

Finalmente, el **Volumen IV**, Aspectos de Sustentabilidad y Sostenibilidad Social y Ambiental, contempla el desarrollo de tres capítulos y tres anexos con el siguiente detalle:

- El **Capítulo 1**, Eficiencia Energética, basado en las políticas del MEER, trata sobre el conjunto de acciones, en ejecución y planificadas, tendientes a optimizar los recursos energéticos renovables y consumir la menor cantidad posible de energía para realizar un proceso determinado, sin disminuir las prestaciones o la calidad final del producto, y con el menor impacto sobre el medio ambiente.
- Dado que la actual Constitución de la República del Ecuador establece como una de las prioridades del Estado a la preservación del ambiente, se ha visto importante desarrollar en el **Capítulo 2** el documento “*Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico*”, que comprende un diagnóstico de la situación actual y una serie de acciones propositivas para lograr la sustentabilidad del sector eléctrico del Ecuador, en términos de la matriz energética planteada hasta el horizonte de 2022. Esto incluye el desarrollo de indicadores que permitan medir el progreso hacia el desarrollo sustentable del sector y sus integrantes.

- Considerando que, por su ubicación geográfica y características físicas, el Ecuador está expuesto a diversos fenómenos naturales como sismos, inundaciones, erupciones volcánicas, tsunamis, deslizamientos de suelo, aluviones, sequías y el fenómeno de El Niño; se ha desarrollado el **Capítulo 3**, Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico, que analiza e identifica la repercusión de los eventos citados anteriormente en el campo operativo, económico - financiero y social. En este capítulo se establecen adicionalmente planes de acción para la gestión del riesgo del sistema, considerando los aspectos técnico-operativo, económico-financiero, y fuerza mayor.
- Adicionalmente, en este Volumen se ha desarrollado tres **ANEXOS** relevantes; el primero, permite al lector conocer sobre el enorme potencial de fuentes renovables de energía para generación eléctrica que tiene el Ecuador, el segundo, trata de la integración energética regional como un proceso que constituye un anhelo de múltiples actores que buscan aprovechar las potencialidades económicas y productivas de los países en forma conjunta, así como la importancia estratégica de transar ciertos bienes, a fin de ir construyendo una imagen compartida sobre el futuro de la integración, y de abrir caminos para nuevas oportunidades comunes, bajo las características del escenario global actual; y, finalmente el tercero expone los criterios utilizados para el plan de expansión de generación.



2

Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica

2.1. Introducción

El desarrollo del sector eléctrico es estratégico; por lo tanto, debe garantizar el abastecimiento energético, principalmente mediante el incremento de la participación de la generación hidroeléctrica que permitirá reducir progresivamente la generación termoeléctrica; así también, debe fortalecer la red de transmisión, sub-transmisión y distribución, adaptándolas a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad.

Dentro de este contexto, la proyección de la demanda se convierte en el eje fundamental a partir del cual se desarrolla la planificación, debido a que considera una serie de hipótesis debidamente sustentadas que contemplan la evolución histórica de la demanda eléctrica a nivel nacional, los impactos producidos por la incorporación de cargas especiales al sistema, variables políticas, económicas, sociales, ambientales y tecnológicas que se reflejan en el comportamiento de la demanda eléctrica.

2.2. Información y Línea Base

Para poder proyectar el comportamiento de la demanda eléctrica para el período 2013 - 2022, se contó con datos estadísticos del sector provenientes del SISDAT, correspondiente a la evolución del número de clientes y consumo su consumo en potencia y energía por nivel de voltaje.

De igual forma, se obtuvo estadísticas de las variables explicativas al comportamiento de la evolución de la demanda, como es el caso de la información demográfica que fue entregada por el INEC de manera oficial al CONELEC.

Otra variable explicativa al comportamiento de la evolución de la demanda, corresponde a la información macroeconómica, para lo cual se utilizó como fuente de consulta los boletines estadísticos publicados por el BCE.

Para el análisis de mercado regional, se obtuvo la información de consumos del estudio de integración energética, realizado por el PNUD y la información publicada por los organismos oficiales como: UPME, CNDC, CDEC-SIC, CDEC-SING, MINEM.

En cuanto a la información macroeconómica fue consultada de igual forma de los organismos oficiales como: BM, BP, SGCAN, INE, BRC, BCE, BCRP.

2.3. Estudio Econométrico

El estudio econométrico realizado se enfocó en determinar la correlación entre las variables endógenas (clientes y consumo) y las variables exógenas (población y PIB) por cada categoría de consumo.

Los métodos aplicados en el estudio se indican en la tabla 2.1.

TABLA No. 2.1: MÉTODOS DE ESTIMACIÓN APLICADOS EN CADA GRUPO DE CONSUMO

Grupo de consumo	Variable endógena	Método	Variables exógenas / Criterio
Residencial	Clientes	Esquema Analítico	Población, viviendas y viviendas con energía eléctrica
	Consumo unitario	Modelo econométrico	Ingreso per cápita de Ecuador
Comercial	Clientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Industrial	Clientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Alumbrado Público	Clientes	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico
	Consumo total	Modelo econométrico	Clientes residenciales totales

2.4. Proyección de la Demanda

A partir de la correlación existente entre las variables macroeconómicas y demográficas, y las variables de interés (energía y clientes), junto con la aplicación de los métodos analíticos, fue posible la determinación de la evolución esperada de las variables bajo análisis durante el periodo 2013 - 2022.



FIG. No. 2.1: ESQUEMA ANALÍTICO DE BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

Una vez que se calculó de la proyección en función de las variables explicativas, se procedió a realizar el balance energético para poder incorporar la facturación futura, así como el comportamiento de las futuras cargas en los diferentes niveles de voltaje, para lo cual se establecieron metas de pérdidas para cada una de las empresas distribuidoras



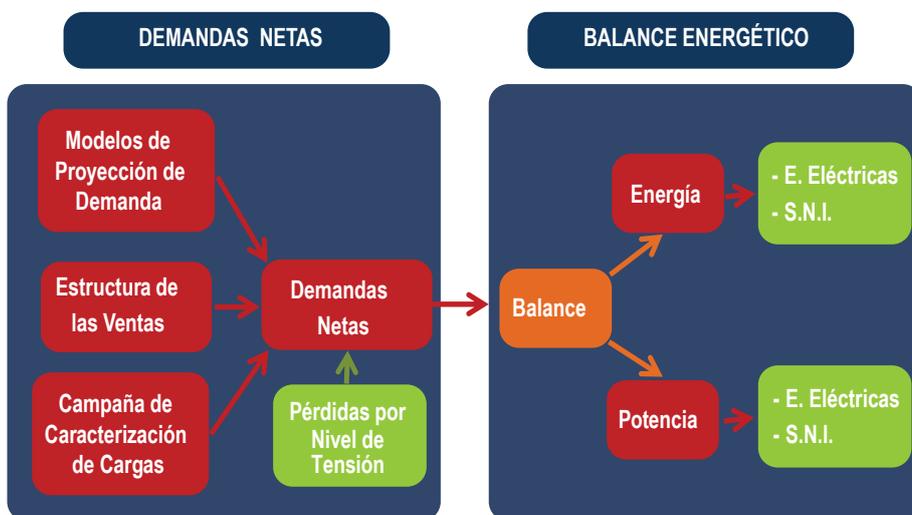


FIG. No. 2.2: ESQUEMA ANALÍTICO DE BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

A continuación se muestra la proyección de clientes obtenida en el estudio.

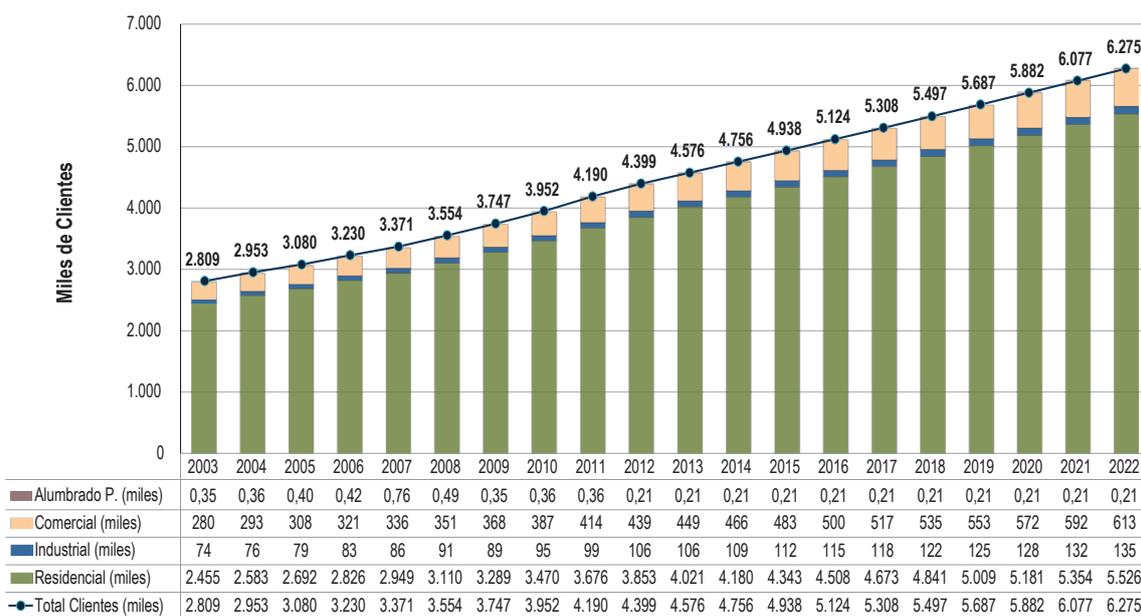


FIG. No. 2.3: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES TOTALES Y POR GRUPO DE CONSUMO DEL ECUADOR

Basados en los lineamientos y políticas establecidos por el MEER, dentro de los cuales se indica que: “la proyección de demanda, debe considerar, a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y fundamentalmente, la migración del consumo de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de energía de los proyectos que hoy se ejecutan. También se debe considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética de los sectores residencial y productivo”, se ha establecido 5 hipótesis de estudio.



Hipótesis 1: Línea base de proyección, en la cual se emplearon métodos econométricos, análisis de períodos anteriores y esquemas analíticos, tomando en consideración el plan previsto de reducción de pérdidas de energía.

Hipótesis 2: A la hipótesis 1 se le incorporan las demandas industriales vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, transporte, petrolera (excluida la Refinería del Pacífico y su asentamiento), proyectos de eficiencia energética y la Ciudad del Conocimiento (Yachay).

Hipótesis 3: A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda del Programa Nacional de Cocción Eficiente (3,5 millones de cocinas eléctricas).

Hipótesis 4: A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda de la Refinería del Pacífico, RDP, tanto la de la industria como los procesos productivos de la zona en desarrollo.

Hipótesis 5: A la hipótesis 2 se le incorporan las demandas de la RDP y la demanda del Programa Nacional de Cocción Eficiente (3,5 millones de cocinas eléctricas).

El estudio de proyección de demanda está conformado por 5 hipótesis modeladas en escenarios de crecimiento económico (menor, medio y mayor), lo que da un total de 15 casos de modelación de la demanda eléctrica.

De acuerdo a la alta probabilidad de ocurrencia, y al ser el caso con más exigencias al sistema, se optó por elegir como escenario base para los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, la hipótesis 5 en escenario de crecimiento económico medio.

El impacto de estas cargas en el sistema se lo puede evidenciar en la evolución del factor de carga del sistema el cual decrecería si solo se implementa las cargas a nivel de distribución, sin embargo al implementar al sistema cargas industriales, estas mejoran el factor de potencia del sistema.

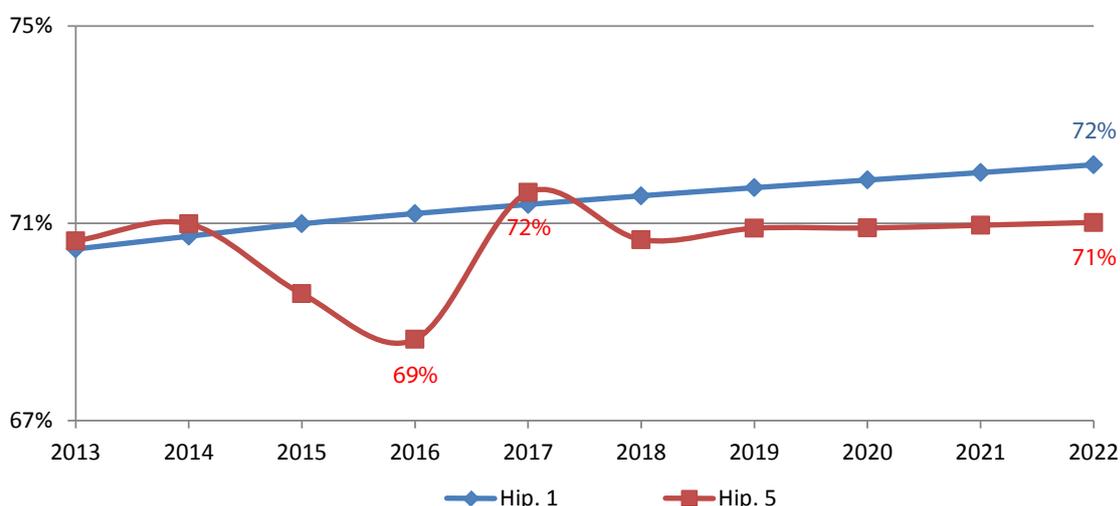


FIG. No. 2.4: EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE CARGA DE LA H1 Y LA H5

A continuación se presenta los resultados del estudio bajo la hipótesis mencionada.



2. Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.859				6,0
2002				11.541				6,3
2003				12.115				5,0
2004				12.960				7,0
2005				13.769				6,2
2006				14.689				6,7
2007				15.457				5,2
2008				16.315				5,6
2009				16.877				3,4
2010				17.594				4,2
2011				18.645				6,0
2012				19.547				4,8
2013	20.056	20.634	20.867		2,6	5,6	6,8	
2014	20.829	21.639	22.106		3,9	4,9	5,9	
2015	23.553	24.574	25.339		13,1	13,6	14,6	
2016	28.088	29.313	30.436		19,3	19,3	20,1	
2017	34.137	35.571	37.106		21,5	21,3	21,9	
2018	35.328	36.982	38.967		3,5	4,0	5,0	
2019	36.645	38.534	41.016		3,7	4,2	5,3	
2020	37.866	40.009	43.035		3,3	3,8	4,9	
2021	38.927	41.339	44.963		2,8	3,3	4,5	
2022	39.935	42.701	46.913		2,6	3,3	4,3	
2023	41.052	44.205	49.070		2,8	3,5	4,6	
2024	42.204	45.773	51.355		2,8	3,5	4,7	
2025	43.393	47.408	53.775		2,8	3,6	4,7	
2026	44.631	49.126	56.352		2,9	3,6	4,8	
2027	45.909	50.920	59.085		2,9	3,7	4,8	
2028	47.219	52.783	61.974		2,9	3,7	4,9	
2029	48.571	54.728	65.041		2,9	3,7	4,9	
2030	49.968	56.759	68.295		2,9	3,7	5,0	
2031	51.193	58.665	71.533		2,5	3,4	4,7	
2032	52.682	60.882	75.204		2,9	3,8	5,1	
Crec. 2001-2012				⇒ 5,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, Sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 7,6%	⇒ 8,3%	↑ 9,3%					
Crec. 2023-2032	↓ 2,8%	⇒ 3,6%	↑ 4,8%					

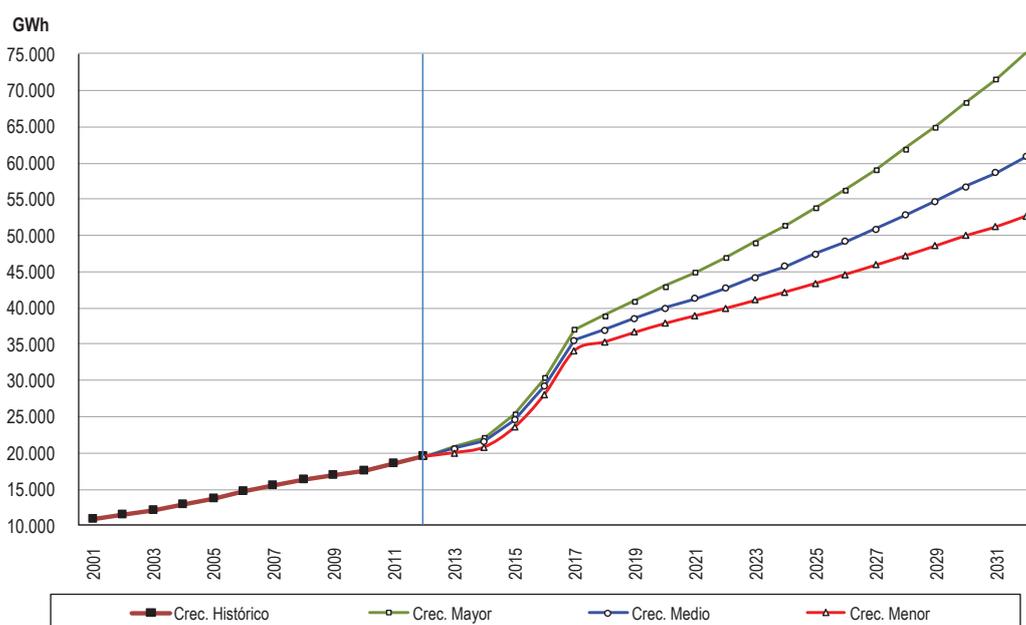


FIG. No. 2.5: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013	3.247	3.334	3.370		1,2	4,0	5,1	
2014	3.357	3.480	3.551		3,4	4,4	5,4	
2015	3.876	4.032	4.150		15,5	15,9	16,9	
2016	4.686	4.875	5.047		20,9	20,9	21,6	
2017	5.448	5.669	5.906		16,2	16,3	17,0	
2018	5.717	5.974	6.282		4,9	5,4	6,4	
2019	5.911	6.205	6.589		3,4	3,9	4,9	
2020	6.110	6.442	6.909		3,4	3,8	4,9	
2021	6.277	6.650	7.210		2,7	3,2	4,3	
2022	6.437	6.864	7.513		2,5	3,2	4,2	
2023	6.620	7.107	7.856		2,8	3,5	4,6	
2024	6.809	7.360	8.218		2,9	3,6	4,6	
2025	7.004	7.623	8.602		2,9	3,6	4,7	
2026	7.206	7.899	9.009		2,9	3,6	4,7	
2027	7.415	8.187	9.440		2,9	3,6	4,8	
2028	7.629	8.485	9.895		2,9	3,6	4,8	
2029	7.849	8.797	10.377		2,9	3,7	4,9	
2030	8.077	9.122	10.888		2,9	3,7	4,9	
2031	8.312	9.461	11.431		2,9	3,7	5,0	
2032	8.555	9.815	12.006		2,9	3,7	5,0	
Crec. 2001-2012				⇒ 4,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, Sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 7,4%	⇒ 8,1%	↑ 9,1%					
Crec. 2023-2032	↓ 2,9%	⇒ 3,6%	↑ 4,8%					

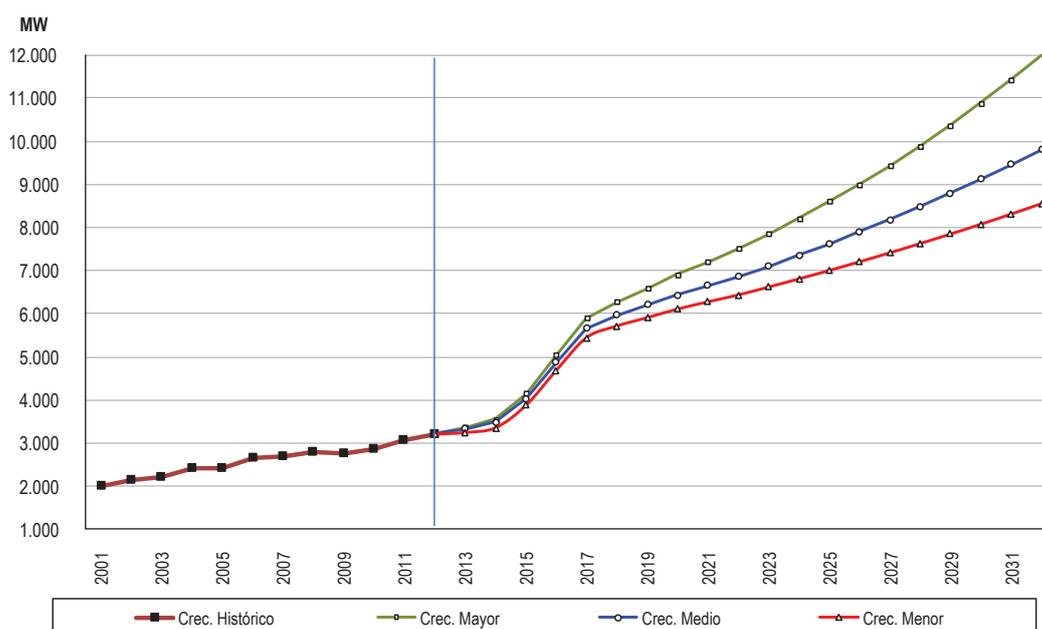


FIG. No. 2.6: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN



3

Expansión de la Generación

Expansión de la Generación **3**

3.1. Introducción

En este capítulo se presenta el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, mismo que está concebido para solucionar el problema estructural de abastecimiento de energía eléctrica que tiene el Sistema Nacional Interconectado, S.N.I., y que lo vuelve vulnerable en los períodos de estiaje, se determina además la generación y las reservas para cubrir la demanda de cargas especiales así como mantener al Ecuador con generación suficiente para satisfacer las necesidades internas de demanda bajo independencia de interconexiones eléctricas internacionales.

Esta sección detalla las centrales de generación que son necesarias para cubrir la proyección de la demanda eléctrica, misma que ha considerado elementos de desarrollo como proyectos industriales y mineros, de refinación de combustibles, transporte, explotación petrolera y otros elementos relacionados con el cambio en la matriz energética del Ecuador y el uso eficiente de la energía.

La inclusión de cargas adicionales para desarrollo industrial, transporte eléctrico masivo como el Metro de Quito y Tranvía de Cuenca (75 MW en el 2016), Refinería del Pacífico (370 MW), industria petroquímica, sustitución de gas licuado de petróleo, GLP, por electricidad para cocción e integración del sistema eléctrico petrolero al S.N.I., el plan de eficiencia energética introducido por el MEER establece el cambio a luminarias eficientes, refrigeradoras, aires acondicionados y calefones, han sido considerados como escenario base (Hipótesis 5) de la demanda para la obtención de un Plan de Expansión de la Generación.

Se prevé el retiro de centrales térmicas debido a su obsolescencia (diagnóstico realizado por el CONELEC), y que han sido desplazadas por tecnologías más baratas en base a combustibles menos costosos y menos contaminantes.

3.2. Escenario de Expansión de Referencia

Conforme la demanda eléctrica del Ecuador proyectada para el periodo 2013 - 2022 y propuesta en el Volumen II de este Plan, para establecer el escenario Base de la expansión de la generación, se tomó como referencia la Hipótesis 5 de crecimiento de la demanda, la cual considera las políticas oficiales entregadas al CONELEC por parte del MEER como directrices para el establecimiento de criterios en la planificación de la expansión eléctrica del S.N.I.

Lo más importante de la demanda en el horizonte de análisis 2013 - 2022, la política energética relevante incluye el ingreso masivo de 3,5 millones de cocinas eléctricas desde el año 2015 hasta el año 2017 con una penetración al 80% de clientes residenciales y luego una penetración paulatina hasta llegar al 90% en el año 2022, además de las siguientes premisas:



- Crecimiento tendencial de consumo,
- Proyectos mineros,
- Industria del acero y cemento,
- Transporte eléctrico masivo (Metro de Quito, Tranvía de Cuenca),
- Interconexión y abastecimiento al sistema eléctrico petrolero ecuatoriano a través del Proyecto OGE (Optimización de Generación Eléctrica),
- Cambio de la matriz energética productiva,
- Proyectos de eficiencia energética,
- Ciudad del Conocimiento (Yachay),
- Abastecimiento a la demanda de la Refinería del Pacífico (etapas de construcción y operación).

El escenario crítico corresponde a la Hipótesis 5 de crecimiento de la demanda, que abarca la mayor cantidad de proyectos de generación y el mayor crecimiento de demanda, determinando las necesidades extremas de generación a ser proyectadas para cubrir los requerimientos del país en los próximos 10 años.

Este escenario de planificación se refiere a la expansión requerida para suplir las necesidades del Ecuador de manera autónoma, sin interconexiones ni intercambios energéticos a través de los enlaces internacionales y con suficientes niveles de reserva para cumplir con los criterios técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad.

En este escenario, los proyectos emblemáticos tienen su ingreso y aporte al S.N.I. en las fechas programadas: 2014, 2015 y 2016. Debido al crecimiento de la demanda bajo la Hipótesis 5, para los años 2017 y 2018 se requerirán proyectos de generación hidroeléctrica adicionales y proyectos de generación térmica eficiente que podrían utilizar gas natural o algún otro combustible fósil (150 MW térmicos para el estiaje de 2014). Para dicha hipótesis de crecimiento de la demanda, para los proyectos térmicos; Esmeraldas II, Machala Gas 3ra. Unidad, y Térmico Machala Ciclo Combinado, su ingreso es imprescindible para brindar las reservas y firmeza energética necesaria durante los periodos de estiaje de los años 2013, 2014 y 2015, durante los cuales se concretarán los grandes proyectos hidroeléctricos de la vertiente del Amazonas y del Pacífico.

3.3. Potencia Instalada y Disponible del S.N.I.

El parque generador disponible en el Ecuador consta de 16 centrales hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad (1 - 1.100 MW) y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica, a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles y pertenecientes a diferentes empresas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general. En las tablas No. 3.1 y 3.2 se indican las características de éstas con información levantada a diciembre de 2012.



3. Expansión de la Generación

TABLA No. 3.1: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y RENOVABLE NO CONVENCIONAL, AÑO 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100	5.865,0	62,28
2	CELEC EP HIDROAGOYÁN	SAN FRANCISCO	2	216	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213	1.050	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	2	156	1.010	73,90
6	CELEC EP HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	2	73	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYÁ	4	40	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,5	325,00	97,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,7	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,5	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,4	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10	69,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCHI 1-2	6	9,2	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CÁRMEN	1	8,2	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,2	23,62	44,10
22	MANAGERACIÓN	ESPERANZA	1	6	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,5	24,03	61,80
25	MANAGERACIÓN	POZA HONDA	1	3	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3	18,09	69,80
27	PERLABÍ	PERLABÍ	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,4	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
		Total	108	2.256	11.837	

No.	EMPRESA	CENTRAL * ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELECTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,60	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,60	97,80
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,50	-
		Total	22	109,90	296,35

* ERNC: Energía Renovable No Convencional Incorporada al S.N.I.



TABLA No. 3.2: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA A DICIEMBRE 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbovapor	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbovapor	133,00	133,00	629,48
1	TERMOESMERALDAS	JARAMIJÓ	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
			Térmica Turbogas	22,80	19,00	30,26
5		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
6	ESMERALDAS	Térmica Turbovapor	132,50	131,00	755,35	
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogas	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogas	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogas	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecaastro	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogas	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervisa Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogas	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Ambato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbovapor	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1	Eléctrica de Guayaquil	ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogas	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogas	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbovapor	34,50	33,00	207,09
1	CNEL-Sucumbios	NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
Total		43	Total	2.287,25	2.136,54	6.944,78

3.4. Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022

En la tabla No. 3.3 se presenta el resumen del Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022 que corresponde al abastecimiento de la demanda considerada en la Hipótesis 5.

En los periodos de baja hidrología se deberá contar con varias centrales térmicas. En vista de la disponibilidad actual de gas del Golfo de Guayaquil y de las proyecciones de Petroecuador EP, el PME 2013 - 2022 plantea la construcción de 2 centrales térmicas a gas, una de ciclo simple de 250 MW, que se amplía con la incorporación de una central a vapor de 125 MW; las cuales permitirán cerrar el ciclo combinado de 375 MW. La instalación de este ciclo combinado dependerá de las reservas reales, probadas y existentes declaradas por Petroecuador EP.

Los proyectos emblemáticos se encuentran actualmente en construcción y su ingreso aportará efectivamente para cubrir la demanda eléctrica proyectada, garantizando la soberanía energética, con adecuados niveles de reservas.



3. Expansión de la Generación

TABLA No. 3.3: PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2013 - 2022

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público / Privado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Provincia	Cantón	Inversiones 2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Eólico	16,5	64	Loja	Loja	14,39
jun-13	Baba	Hidrofloral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	Los Ríos	Buena Fé	15,93
oct-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	Zamora Chinchipe	Chinchipe	0,79
mar-14	San José del Tambo	HidroTambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	Bolívar	Chillanes	11,88
mar-14	Guargopolo II (60 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	Pichincha	Quito	29,79
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidroazogues	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	Cañar	Azogues	36,90
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	Esmeraldas	Esmeraldas	77,01
mar-14	Saymirin V	Elecaustro S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,00	32	Azuay	Cuenca	6,02
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	Varias	Varios	579,50
jul-14	Chornillos	Hidroamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	Zamora Chinchipe	Zamora	5,61
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	Tungurahua	Baños	25,77
sep-14	Victoria	HidroVictoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	Napo	Quijos	9,65
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	Pichincha	Quito	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	Pichincha	Quito	117,90
dic-14	Machala Gas 3ra. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	El Oro	Machala	83,62
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051	Guayas	Guayaquil	195,00
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448,98
may-15	Toachi - Platón	Hidrotoachi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	Pichincha, Tsáchila, Cotacachi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341,64
may-15	San Bartolo	HidroSanbartolo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	El Oro	Machala	167,01
dic-15	Delisi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	Zamora Chinchipe	Zamora	120,38
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	Napo	Quijos	86,41
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca	419,03
feb-16	Coca Codo Sintclair	CocaSintclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	Napo y Sucumbios	Chaco y Lumbaqui	1.482,77
mar-16	Solidados Minas Yanuncay	Elecaustro S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	Azuay	Cuenca	59,02
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	Napo	Archidona	30,19
dic-16	Santa Cruz	HidroCruz S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	Zamora Chinchipe	El Pangui	250,00
ene-17	Tigre	Hidroquinocoto EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173,76
jul-17	Due	HidroDue S.A.	Contrato firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	421	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	Guayas	Guayaquil	325,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	Guayas	Guayaquil	162,50
may-18	Sabanilla	HidroSabanilla S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	Zamora Chinchipe	Zamora	60,13
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enemonte	Prefactibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.766	Pichincha	Quito	561,38
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	Hidroeléctrico	564,0	3.356	Morona Santiago	Santiago de Méndez	1.041,00
Total									30.142	7.083,50

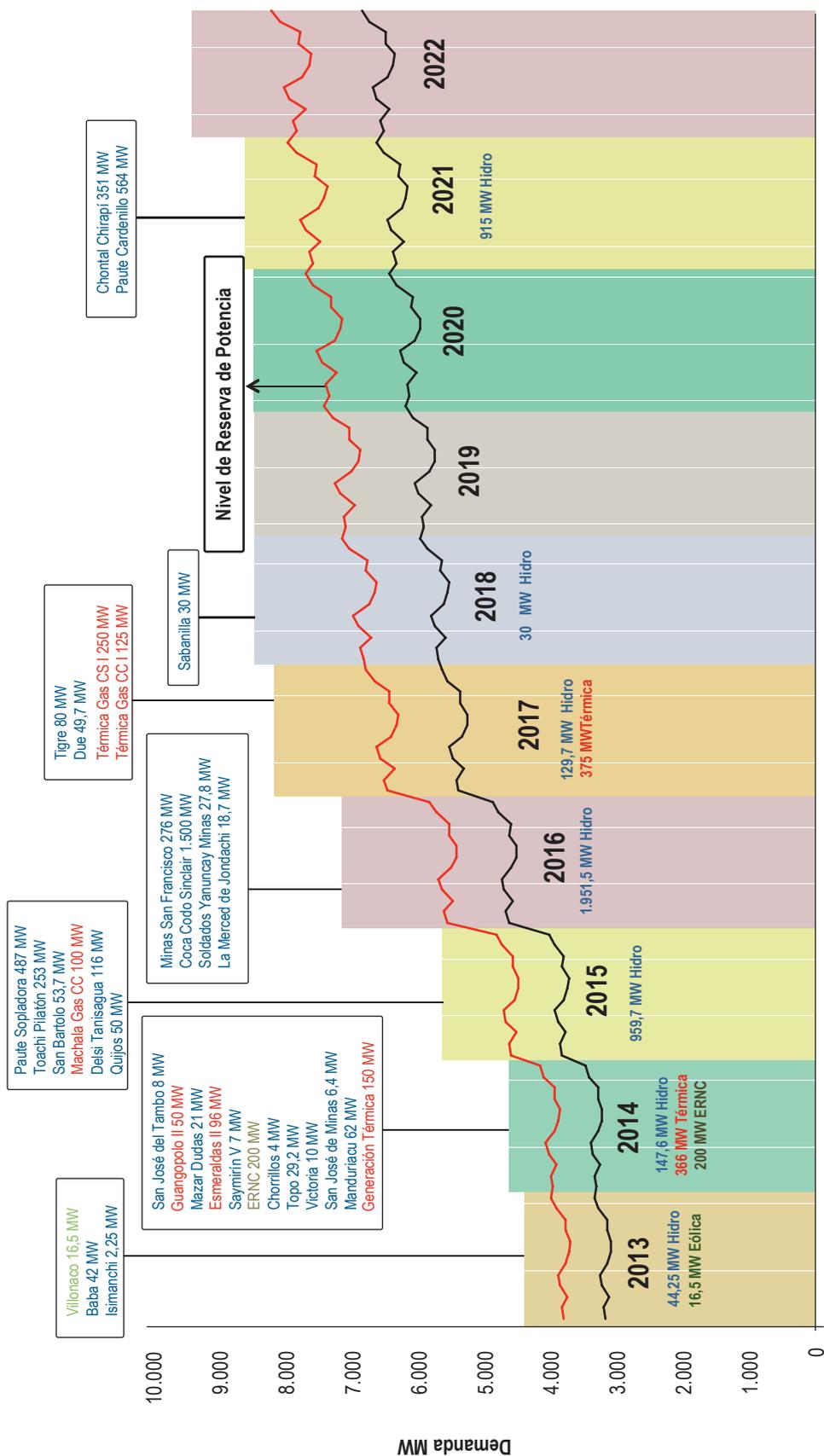


FIG. No. 3.1: INFRAESTRUCTURA EN GENERACIÓN PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022

3.5. Presupuesto de la Expansión

En la tabla No. 3.4 se presenta un desglose de los montos de las inversiones públicas y privadas requeridas.

TABLA No. 3.4: MONTOS DE INVERSIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013 - 2022

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Inversiones Públicas 2013 - 2022 (MUSD)	Inversiones Privadas 2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	Eólico	16,5	14,39	0,00
jun-13	Baba	Hidrolitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	15,93	0,00
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,3	0,79	0,00
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Hidroeléctrico	8,0	0,00	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	29,79	0,00
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Hidroeléctrico	21,0	36,90	0,00
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	77,01	0,00
mar-14	Saymirín V	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	7,0	6,02	0,00
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	ERNC	200,0	0,00	579,50
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	4,0	5,61	0,00
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	Hidroeléctrico	29,2	0,00	25,77
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Hidroeléctrico	10,0	9,65	0,00
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Hidroeléctrico	6,0	0,00	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	60,0	117,90	0,00
dic-14	Machala Gas 3ra. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70,0	83,62	0,00
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	Termoeléctrico	150,0	195,00	0,00
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	448,98	0,00
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP	Hidroeléctrico	253,0	341,64	0,00
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	Hidroeléctrico	48,1	0,00	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100,0	167,01	0,00
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116,0	120,38	0,00
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	50,0	86,41	0,00
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Hidroeléctrico	276,0	419,03	0,00
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	1.482,77	0,00
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	27,8	59,02	0,00
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	30,19	0,00
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	Hidroeléctrico	129,0	0,00	250,00
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	80,0	173,76	0,00
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Hidroeléctrico	49,7	0,00	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Termoeléctrico	250,0	325,00	0,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Termoeléctrico	125,0	162,50	0,00
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Hidroeléctrico	30,0	0,00	60,13
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	351,0	561,38	0,00
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	564,0	1.041,00	0,00
Total				5.227	6.011,66	1.071,84

3.5.1 Programación de desembolsos

En la figura No. 3.2 se presenta el programa de desembolsos estimado para el periodo 2013 - 2022, necesario para la implementación del plan de expansión de generación propuesto.

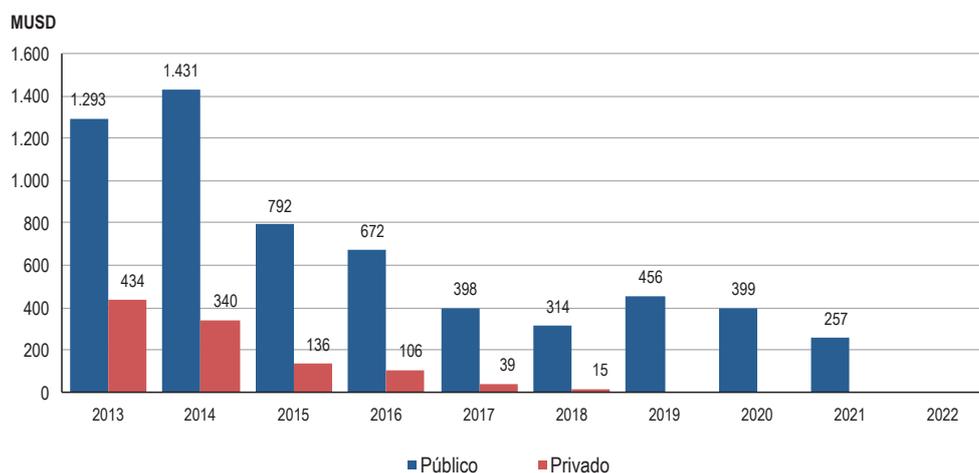


FIG. N.. 3.2: DESEMBOLSO DE CAPITALES PÚBLICOS Y PRIVADOS, PERIODO 2013 - 2022

3.6. Proyección de Costos Marginales

En la figura No. 3.3 se presenta el costo marginal del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el Plan de Expansión de Generación y los principales escenarios hidrológicos simulados: promedio, semi-seco y seco, el costo corresponde a los resultados obtenidos por el software SDDP y OPTGEN como la optimización de inversiones y operación del sistema eléctrico modelado, los costos de generación son obtenidos en el Capítulo Económico de éste mismo Plan.

En el escenario hidrológico promedio, el costo marginal presenta valores máximos del orden de 260 USD/MWh y mantiene una tendencia constante durante el período 2013 - 2014, mientras que, para el período comprendido entre los años 2015 - 2022, se observan picos del orden de 200 USD/MWh.

Cabe mencionar que el costo marginal del sistema eléctrico puede incrementarse significativamente hasta el 2014, si se presenta un escenario hidrológico seco, en cuyo caso éste podría alcanzar valores máximos del orden de 320 USD /MWh en la época de estiaje, debido al uso intensivo de unidades térmicas para abastecer la demanda. En los años siguientes el valor máximo que podría alcanzar el costo marginal en la época de estiaje es del orden de 290 USD /MWh, ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco.

3. Expansión de la Generación

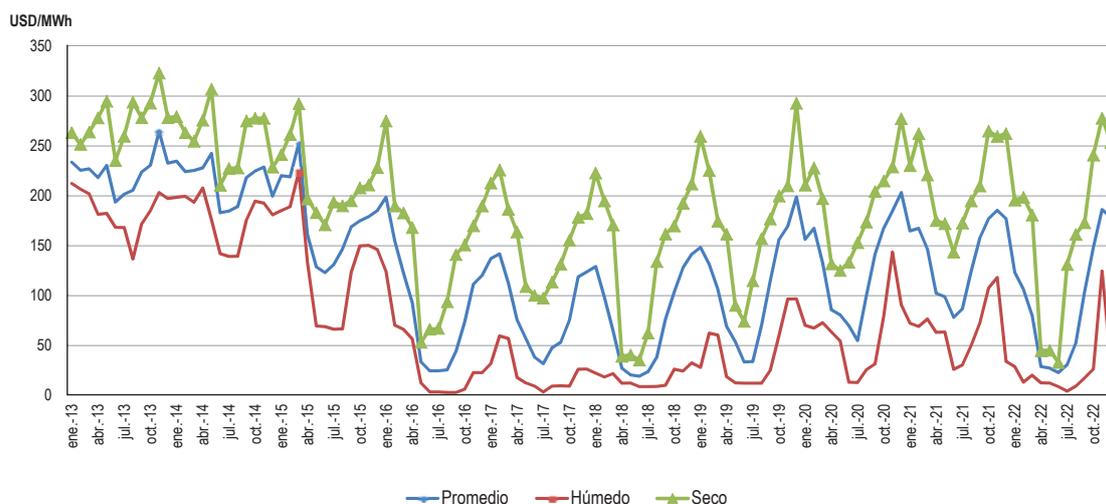


FIG. No. 3.3: COSTO MARGINAL PARA TRES ESCENARIOS HIDROLÓGICOS

3.7. Consumo de Combustibles

El Plan de Expansión de Generación propuesto da como resultado la utilización intensiva de combustibles líquidos y gas natural durante los primeros tres años, siendo el fuel oil y gas natural los recursos energéticos con mayores tasas de utilización durante este período, tal como se observa en la figura No. 3.4, que presenta el consumo estimado de combustibles fósiles en etapas anuales para un escenario hidrológico medio.

Es importante observar la variación del consumo del combustible diésel entre los años 2013 y 2015, llegando a niveles mínimos a partir del ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas alrededor del 2016, para luego incrementarse gradualmente hasta el 2021.

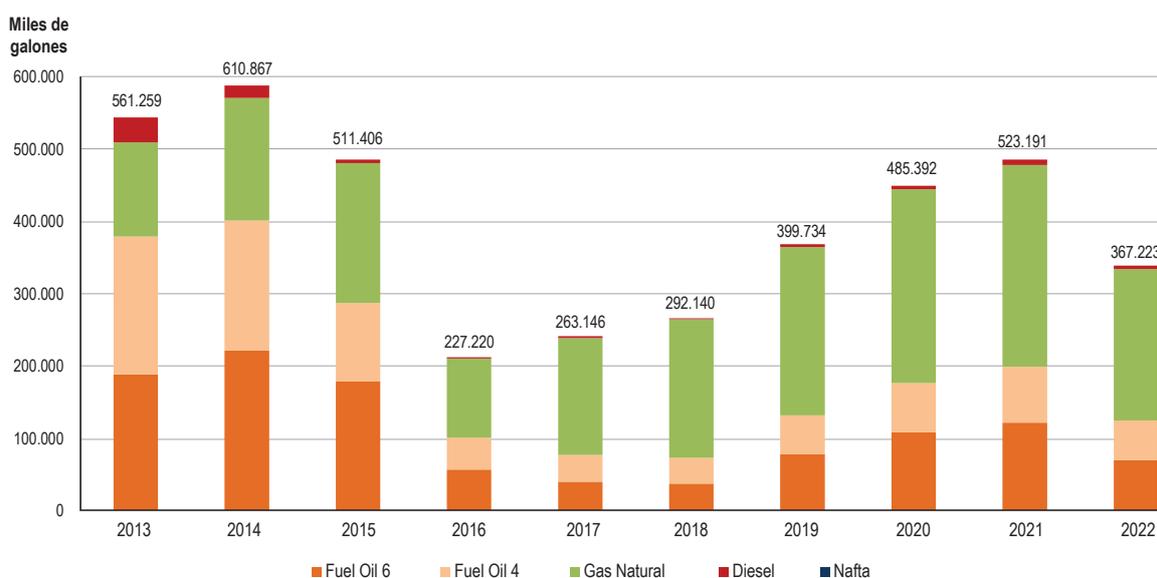


FIG. No. 3.4: CONSUMO ESTIMADO DE COMBUSTIBLES, ESCENARIO HIDROLÓGICO MEDIO, PERIODO 2013 - 2022



TABLA No. 3.5: CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE

ETAPA	Gas Natural (KPC)	Nafta (galón)	Diesel (galón)	Fuel Oil 4 (galón)	Fuel Oil 6 (galón)	Gas Natural (galón)*	Total
2013	17.490	0	34.088	190.489	188.814	130.378	561.259
2014	22.764	0	17.179	179.486	221.745	169.693	610.867
2015	25.912	0	4.749	108.059	179.526	193.159	511.406
2016	14.688	0	1.683	44.227	57.131	109.491	227.220
2017	21.653	0	2.370	37.402	40.310	161.411	263.146
2018	25.721	0	1.294	35.399	37.991	191.735	292.140
2019	31.196	0	3.851	53.887	78.252	232.548	399.734
2020	35.939	0	4.755	67.906	108.887	267.905	485.392
2021	37.435	0	7.581	77.131	121.988	279.056	523.191
2022	28.052	0	4.715	54.679	70.666	209.112	367.223
Total	260.850	0	82.266	848.663	1.105.312	1.944.487	4.241.578

En miles de unidades

* Poder Calorífico superior del gas 1.017 BTU/pe³

Poder Calorífico superior del Fuel Oil 136.429 BTU/galón

3.8. Emisiones de CO₂

Una de las bondades del Plan de Expansión de Generación propuesto, tiene relación con las emisiones de CO₂ a la atmósfera. En la figura No. 3.5, se presentan las emisiones de CO₂ en etapas anuales, asumiendo un escenario hidrológico promedio.

Los resultados muestran que en el 2013 se emitirían a la atmósfera alrededor de 3,7 millones de toneladas de CO₂ originadas en la operación de centrales térmicas, y de cumplirse con el PEG, éstas podrían reducirse significativamente a partir del 2015, llegando a valores mínimos de 1,3 millones de toneladas de CO₂ en el 2016. Posteriormente, se incrementarían los niveles de emisión hasta 3 millones de toneladas de CO₂ en el 2021.

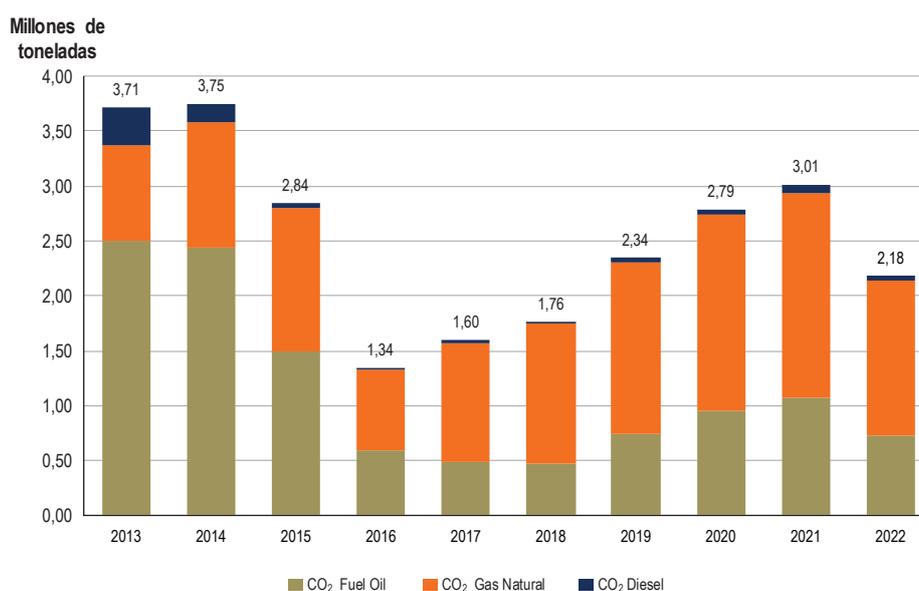


FIG. No.3.5: EMISIONES DE CO₂ POR TIPO DE COMBUSTIBLE 2013 - 2022



3. Expansión de la Generación

TABLA No. 3.6: EMISIONES POR TIPO DE COMBUSTIBLE, EN MILLONES DE TONELADAS DE CO₂

ETAPA	CO ₂ Diesel	CO ₂ Fuel Oil	CO ₂ Gas Natural	Total
2013	0,34	2,50	0,87	3,71
2014	0,17	2,44	1,14	3,75
2015	0,05	1,50	1,30	2,84
2016	0,02	0,59	0,73	1,34
2017	0,02	0,49	1,08	1,60
2018	0,01	0,46	1,29	1,76
2019	0,04	0,75	1,56	2,34
2020	0,05	0,95	1,80	2,79
2021	0,08	1,07	1,87	3,01
2022	0,05	0,73	1,40	2,18
Total	0,82	11,48	11,04	25,34

4

Expansión de la Transmisión

4.1. Introducción

En marzo de 2012 sobre la base de los lineamientos, objetivos y políticas sectoriales e intersectoriales dados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se elaboró el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, que consideraba una proyección de la demanda que adicionalmente al crecimiento tendencial del consumo incorporaba importantes cargas al sistema, contemplaba el cambio de la matriz energética del país, la conexión al S.N.I. de la Refinería del Pacífico autoabastecida, y la incorporación de proyectos del sector petrolero al SNT. Además este plan identifica las necesidades de financiamiento que demandarán los proyectos de transmisión propuestos.

En julio de 2012, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable estableció nuevas políticas para el sector eléctrico, por lo que en septiembre de 2012, el Consejo Nacional de Electricidad realizó ajustes importantes a los valores de proyección de la demanda.

Estos cambios consideran la sustitución del uso del gas licuado de petróleo GLP por electricidad para cocción de alimentos (incorporación de 3,5 millones de cocinas entre los años 2015 y 2017), la alimentación desde el S.N.I. a las instalaciones de la Refinería del Pacífico (370 MW) a partir del año 2016, y el incremento de demanda por la interconexión del sistema petrolero al S.N.I.

Con el objeto de hacer una evaluación de los requerimientos adicionales de equipamiento para la nueva demanda, CELEC EP encargada de la planificación de la expansión del SNT, realizó los estudios eléctricos que permitieron determinar el impacto causado en el sistema de transmisión por la inclusión de estas políticas así como los costos asociados.

La red de transporte es la columna vertebral de todo sistema eléctrico, es un elemento clave en el equilibrio dinámico entre la producción y el consumo, razón por la que generalmente requiere de una topología mallada, permitiendo que todas las centrales de generación se encuentren aportando al sistema eléctrico en respaldo de las demás unidades, ante eventuales fallas y contingencias. Además de la relevancia en la confiabilidad del suministro, la red de transmisión adquiere un papel estratégico pues es el elemento facilitador de transacciones comerciales de energía tanto del mercado eléctrico local como internacional, creando así la posibilidad de mercados eléctricos regionales que permiten la optimización del uso de los recursos energéticos a nivel de la región.

El plan de expansión es elaborado con una visión integral de país, priorizando la atención de la demanda, cuya proyección incluye a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de importantes cargas al sistema, debidas al cambio de la matriz energética del país y la necesidad de interconectar el sector petrolero de la zona nor-oriental del país con el Sistema Nacional de Transmisión, SNT.

Con la proyección prevista para el crecimiento de la demanda y el plan de expansión de generación respectivo, se analiza la expansión de la transmisión en base a la selección de la mejor alternativa de construcción de obras,

entre otras, que garantice a menor costo, la operación técnica y confiable del Sistema en todo el período de planificación.

A continuación se resumen los resultados obtenidos en relación a la expansión del Sistema Nacional de Transmisión, SNT, del Ecuador.

4.2. Proyectos de Expansión de Transmisión

El plan de obras propuesto en el Plan de Expansión de Transmisión, busca solucionar los problemas operativos actuales, atender las necesidades de demanda de potencia y energía, así como integrar al Sistema Nacional Interconectado la producción de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica planificados. Para lo cual, se tiene previsto:

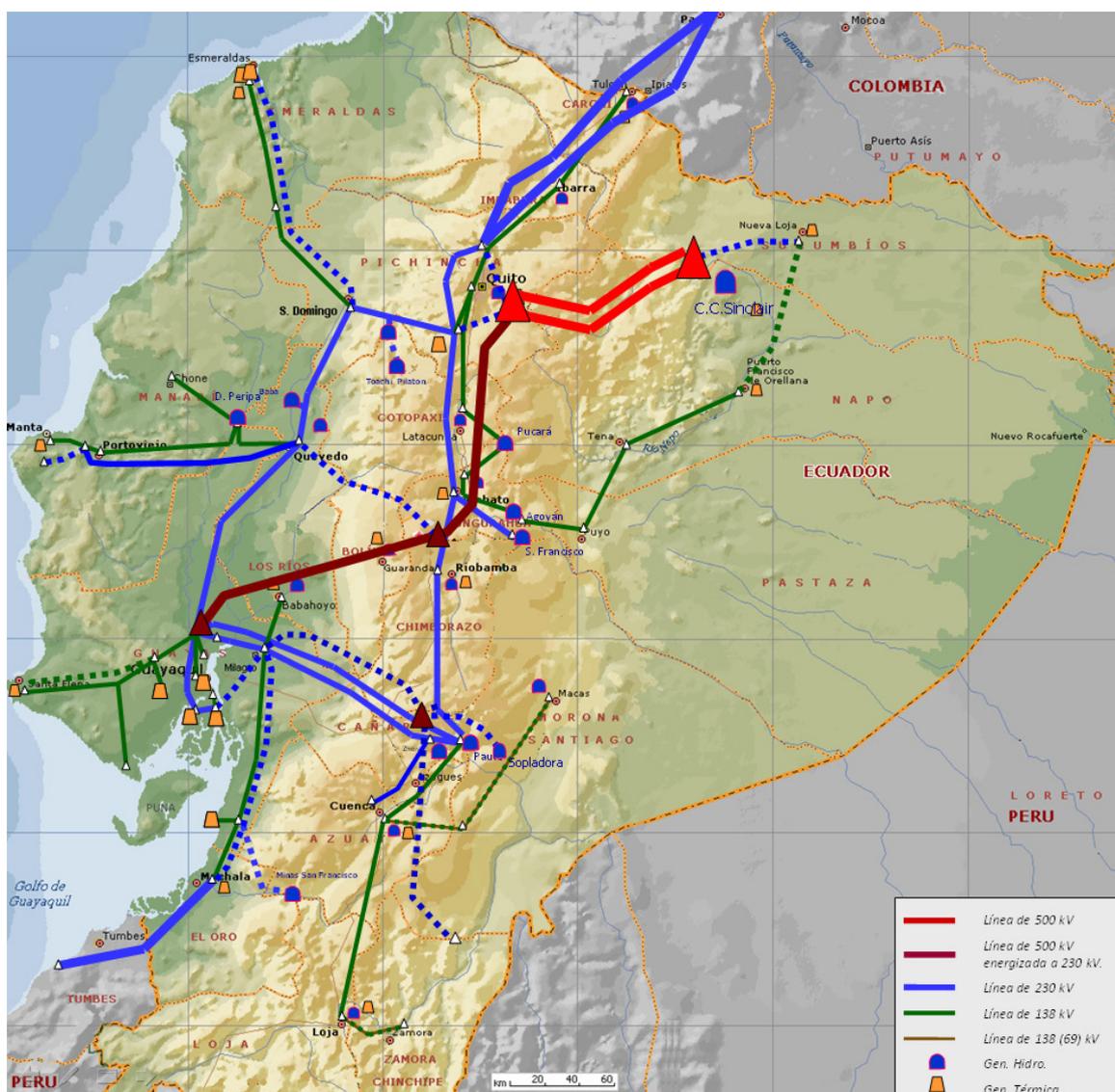
- La implementación de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito.
- La instalación de 7.645 MVA de transformación adicionales.
- La incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva.
- La incorporación de 195 MVAR de compensación inductiva

Para la evacuación de la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, se analizó y se estableció como la mejor alternativa de transmisión la implementación de un sistema de 500 kV, que permitirá vincular este proyecto con los principales centros de carga del país, como son Quito (S/E El Inga) y Guayaquil (S/E Daule).

La fitura No. 4.1 se muestra el sistema ampliado propuesto.



4: Expansión de la Transmisión



Fuente: CELEC EP

FIG. No. 4.1: MAPA DE LAS OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

4.2.1 Proyectos de expansión en ejecución

La ejecución de proyectos que actualmente se encuentran en construcción requiere para su conclusión la asignación por parte del Estado de los correspondientes recursos económicos, conforme con lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15.

En las tablas No. 4.1 a No. 4.5 se muestra el listado de proyectos de expansión distribuidos por zonas geográficas con la descripción del objetivo de la obra y el trimestre previsto de ingreso en operación (cierre de la información diciembre de 2012).



TABLA No. 4.1: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NORTE

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Subestación El Inga: Construcción de una subestación 230/138 kV, 300 MVA.	Nuevo punto de suministro de energía para la provincia de Pichincha y subestación de interconexión del S.N.I. con las futuras centrales Coca Codo Sinclair y Quijos.	4to. trimestre 2013
Subestación Pomasqui: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del S.N.I. (EEQSA y Emelnorte).	4to. trimestre 2013
Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II.	Incrementar los niveles de confiabilidad para la Zona Norte del S.N.I. y de la EEQSA y de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	4to. trimestre 2013
Subestación Mulaló: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la provincia de Cotopaxi.	4to. trimestre 2013
Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias: Cotopaxi y Tungurahua.	4to. trimestre 2013
Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento de la línea Mulaló - Vicentina, 138 kV, en Santa Rosa. Construcción de una posición de línea de 138 kV.	Evitar riesgos de sobrecarga de la línea Santa Rosa - Conocoto - Vicentina. Alimentación a la subestación Machachi de la EEQSA.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 4.2: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NOROCCIDENTAL

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Subestación Santo Domingo: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la provincia de Santo Domingo y Esmeraldas.	1er. trimestre 2013
Subestación Quinindé: Construcción de subestación 138/69 kV, 60 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Quinindé, actualmente atendida a 69 kV desde la subestación Esmeraldas.	4to. trimestre 2013
Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de la provincia de Manabí.	4to. trimestre 2013
Subestación Santo Domingo: Instalación autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santo Domingo.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 4.3: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA SUR

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Machala, Etapa II: Montaje de segundo circuito de línea de transmisión Milagro - San Idefonso - Machala, 230 kV, 135 km.	Entrada en operación de nueva generación de central termogas El Oro.	2do. trimestre 2013
Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Loja: Montaje segundo circuito línea de transmisión Cuenca - Loja, 138 kV. Ampliación de bahías en subestaciones.	Atender el crecimiento de la demanda en la zona de concesión de la E.E. Sur.	2do. trimestre 2013
Sistema de transmisión 138 kV Loja - Cumbaratza: Línea de transmisión Motupe - Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km. Subestación Yanacocha 138 kV. Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la E.E. Sur en la provincia Zamora Chinchipe.	2do. trimestre 2013
Subestación Babahoyo: Construcción de una subestación 138/69 kV, 2x67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Los Ríos y mejorar la confiabilidad del suministro de energía desde el S.N.I.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 4.4: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA SUROCCIDENTAL

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Subestación Dos Cerritos: Instalación capacitores 69 kV, 2x12 MVAR y bahía de línea 69 kV.	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	1er. trimestre 2013
Subestación Las Esclusas: Instalación transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil. Transferencia de potencia de centrales de generación Molino, Gas Machala y Minas San Francisco hacia la zona de Guayaquil.	1er. trimestre 2013
Línea de transmisión 230 kV doble circuito 52 km Milagro - Las Esclusas.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.	2do. trimestre 2013
Subestación Lago de Chongón: Seccionamiento 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	
Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 230 kV, doble circuito, 81 km; montaje inicial de uno operando a 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	4to. trimestre 2013

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 4.5: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - GLOBALES

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación
Reserva de Subestaciones: Subestación Móvil 138/69 kV, 60 MVA.	Subestación móvil para emergencias en instalaciones del SNT.	2do. trimestre 2013
Reservas para subestaciones: Bahías de emergencia: 138 (2) y 69 (4) kV.	Equipos de reserva para casos de indisponibilidades de equipos en el SNT.	4to. Trimestre 2013

Fuente: CELEC EP

4.2.2 Proyectos de expansión periodo 2013 - 2022

4.2.2.1 Año 2013

TABLA No. 4.6: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2013

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2013	Subestación Santo Domingo: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la provincia de Santo Domingo.	Noroccidental
1er. trimestre 2013	Subestación Molino: Modernización de la subestación.	Mejora tecnológica de los sistemas de protección, control y medición.	Sur
1er. trimestre 2013	Subestación Las Esclusas: Instalación transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil. Transferencia de potencia de centrales de generación Molino, Gas Machala y Minas San Francisco hacia la zona de Guayaquil.	Suroccidental



TABLA No. 4.6: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2013 (cont.)

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2013	Subestación Dos Cerritos: Instalación capacitores 69 kV, 2x12 MVAR y bahía de línea 69 kV.	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	Suroccidental
2do. trimestre 2013.	Subestación Totoras: Instalación del segundo transformador 230/138 kV, 150 MVA.	Incremento de transferencia de potencia hacia el sistema de transmisión 138 kV Totoras - Ambato - Pucará - Mulaló, ante indisponibilidades de generación en centrales Pucará o Agoyán.	Norte
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Loja: Línea de transmisión Cuenca - Loja, 138 kV; montaje del segundo circuito.	Abastecimiento de la demanda de las zonas de Loja y Cumbaratza.	Sur
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Loja - Cumbaratza: Línea de transmisión Motupe - Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km. Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la E.E. Sur en la provincia de Zamora Chinchipe.	Sur
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Machala, Etapa II: Montaje de segundo circuito de la línea de transmisión Milagro - San Idelfonso - Machala, 230 kV, doble circuito, 135 km.	Entrada en operación de nueva generación de central termogas El Oro.	Sur
2do. trimestre 2013	Línea de transmisión Milagro - Las Esclusas, 230 kV, doble circuito, 52 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental
2do. trimestre 2013	Reserva para subestaciones: Subestación móvil 138/69 kV, 60 MVA.	Equipo de reserva para casos de indisponibilidades de equipamiento en el SNT.	Global
4to. trimestre 2013	Subestación Pomasqui: Instalación del segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte del país (EEQSA y EMELNORTE).	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias de Cotopaxi y Tungurahua.	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento de la línea Mulaló - Vicentina, 138 kV, en Santa Rosa. Construcción de una posición de línea de 138 kV.	Evitar riesgos de sobrecarga de la línea Santa Rosa - Conocoto - Vicentina. Alimentación a la subestación Machachi de la EEQSA.	Norte
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II.	Incrementar los niveles de confiabilidad para la Zona Norte del S.N.I. y de la EEQSA y de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Mulaló: Instalación segundo transformador 138/69 kV 67 MVA.	Abastecimiento de la demanda de las provincias de Cotopaxi y Tungurahua.	Norte



TABLA No. 4.6: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2013 (cont.)

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4do. trimestre 2013	Subestación El Inga: Construcción de una subestación 230/138 kV, 300 MVA.	Nuevo punto de suministro de energía para la provincia de Pichincha y subestación de interconexión del S.N.I. con las futuras centrales Coca Codo Sinclair y Quijos.	Norte
4do. trimestre 2013	Subestación Quinindé: Construcción de subestación 138/69 kV, 60 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Quinindé, actualmente atendida a 69 kV desde la subestación Esmeraldas.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, Etapa II: Ampliación de subestaciones.	Normalizar la operación del segundo circuito de la línea de transmisión Quevedo - San Gregorio, 230 kV.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la zona norte de la provincia de Manabí.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Santo Domingo 138/69 kV: Instalación autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la CNEL EP - Santo Domingo.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Babahoyo: Construcción de una subestación 138/69 kV, 2x67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Los Ríos y mejorar la confiabilidad del suministro de energía desde el S.N.I.	Sur
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Milagro - Babahoyo: Línea de transmisión Milagro -Babahoyo, 230 kV, doble circuito, 47 km.	Mejorar la calidad y confiabilidad del suministro en la zona de concesión de CNEL EP - Los Ríos. Inicialmente esta línea operará energizada a 138 kV.	Sur
4to. trimestre 2013	Subestación Posorja: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 33 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Posorja.	Suroccidental
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 230 kV, doble circuito, 81 km; montaje inicial de un circuito operando a 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	Suroccidental
4to. trimestre 2013	Reservas para subestaciones: Bahías de emergencia: 138 (2) y 69 (4) kV.	Equipos de reserva para casos de indisponibilidades de equipos en el SNT.	Global
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Central - Quevedo: Subestación Central 230 kV. Línea de transmisión Central - Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km. Línea de transmisión Central - Punto seccionamiento SNT, 230 kV, doble circuito, 2 tramos de 5 km.	Incremento de la confiabilidad del S.N.I.	Global

Fuente: CELEC EP



4.2.2.2 Año 2014

TABLA No. 4.7: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2014

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2014	Varias subestaciones del S.N.I.: Instalación de compensación capacitiva.	Control de voltaje en el SNT.	Global
1er. trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo: Subestación Esmeraldas 230/138 kV, 167 MVA. Línea de transmisión Esmeraldas - Santo Domingo, 230 kV, doble circuito, 155 km.	Conexión Proyecto Termoeléctrico Esmeraldas II con el S.N.I.	Transmisión asociada a generación
2do. trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta: Subestación San Juan de Manta 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión San Gregorio - San Juan de Manta, 230 kV, doble circuito, 35 km.	Atender el crecimiento de la demanda en la zona de Manta.	Noroccidental
2do. trimestre 2014	Subestación La Troncal 230/69 kV, 167 MVA.	Atender crecimiento de la demanda en la zona de concesión de CNEL EP - Milagro.	Sur
3er. trimestre 2014	Subestación Taday 230 kV Ampliación subestación Milagro. Línea de transmisión Taday - Milagro, 230 kV, doble circuito, 140 km.	Refuerzo del sistema de transmisión 230 kV Molino - Pascuales, ante entrada en operación de la central hidroeléctrica Sopladora.	Sur
4to. trimestre 2014	Subestación Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la EEQSA y EMELNORTE en la Zona Norte del S.N.I.	Norte
4to. trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair - Sucumbíos: Línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Sucumbíos 230 kV doble circuito 105 km. Subestación Sucumbíos 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Sucumbíos, y de instalaciones de Ex Petroproducción en la zona.	Nororiental
4to. trimestre 2014	Subestación Yanacocha: Transformador 138/69 kV, 67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.	Sur
4to. trimestre 2014	Subestación Las Esclusas: Transformador 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona sur de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental
4to. trimestre 2014	Subestación Nueva Prosperina: Transformador 230/69 kV, 225 MVA.	Equipo de reserva para casos de contingencias en el sistema de transmisión.	Global
4to. trimestre 2014	Subestación El Inga: Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Equipo de reserva para casos de contingencias en el sistema de transmisión.	Global
4to. trimestre 2014	Subestaciones móviles: Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA. Subestación móvil 138/22/13,8 kV, 33 MVA.	Equipo de reserva para casos de mantenimientos o emergencia en el sistema de transmisión.	Global
4to. trimestre 2014	Sistema de transmisión 500 kV: Líneas de transmisión 500 kV, dos circuitos independientes 125 km El Inga - Coca Codo Sinclair. Línea de transmisión El Inga - Central 500 kV, un circuito 120 km. Subestación Central 230 kV.	Evacuar la generación de Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair al S.N.I. Operación inicial a 230 kV.	Sistema de transmisión 500 kV
4to. trimestre 2014	Subestación Cuenca: Posición 69 kV para E.E. Azogues.	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Azogues.	Sur

Fuente: CELEC EP



4.2.2.3 Año 2015

TABLA No. 4.8: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2015

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2015	Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday - Milagro: Línea de transmisión Sopladora - Taday 230 kV, doble circuito, 35 km.	Evacuar al S.N.I. la generación del proyecto hidroeléctrico Sopladora.	Transmisión asociada a generación
1er. trimestre 2015	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga - Central - Daule: Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, un circuito, 180 km. Líneas de transmisión 230 kV doble circuito, 3 tramos de 10 km Daule - Punto de seccionamiento líneas de transmisión 230 kV; subestación El Inga 500/230 kV, 3 x 600 MVA; subestación Coca Codo Sinclair 500/230 kV, 375 MVA. Subestación Daule 230 kV.	Evacuar la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia el S.N.I. Línea de transmisión Central - Daule, inicialmente operará a 230 kV. Creación de un corredor energético para integrar los países de la Región Andina.	Sistema de transmisión 500 kV

Fuente: CELEC EP

4.2.2.4 Año 2016

TABLA No. 4.9: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2016

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2016	Subestación Tabacundo: Transformador 230/69 kV, 100 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la EEQSA y EMELNORTE en la zona.	Norte
4to. trimestre 2016	Subestación San Gregorio: Transformador 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la parte central y sur de la provincia de Manabí.	Noroccidental
4to. trimestre 2016	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas: Subestación Las Orquídeas 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión Pascuales - Las Orquídeas, 230 kV, doble circuito, 10 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental
4to. trimestre 2016	Subestación Durán 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, tramo de 10 km.	Abastecer la demanda del sistema de CNEL EP - Guayas Los Ríos y descongestionar el corredor 230 kV Milagro - Dos Cerritos - Pascuales.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

4.2.2.5 Año 2017

TABLA No. 4.10: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2017

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2017	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos - Orellana: Subestación Sucumbíos 230/138 kV, 167 MVA. Subestación Orellana 138 kV ampliación. Línea de transmisión Sucumbíos - Orellana, 138 kV, doble circuito, 55 km.	Incrementar la confiabilidad del suministro desde el S.N.I. en la Zona Nororiental del país y atender el incremento de la demanda de CNEL EP - Sucumbíos.	Nororiental
4to. trimestre 2017	Subestación San Idelfonso: Transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Optimizar la cargabilidad de los transformadores de la subestación Machala que abastecen la demanda de CNEL EP - El Oro.	Suroccidental
4to. trimestre 2017	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, tramo de 1,5 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil y descargar instalaciones de transmisión en la subestación Pascuales.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

4.2.2.6 Año 2018

TABLA No. 4.11: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2018

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2018	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa - Severino: Línea de transmisión Daule Peripa - Severino, 138 kV, simple circuito, 33,5 km. Ampliación de subestaciones 138 kV, Daule Peripa y Severino.	Atender el crecimiento de la demanda e incremento de la confiabilidad de la zona norte de la provincia de Manabí.	Noroccidental
4to. trimestre 2018	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón: Línea de transmisión Daule - Lago de Chongón, 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), tramo de 30 km. Subestación Lago de Chongón 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil y de la provincia de Santa Elena.	Suroccidental
4to. trimestre 2018	Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Posorja: Línea de transmisión 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), tramo de 70,4 km. Subestaciones 138 kV Daule y Lago de Chongón, ampliaciones.	Mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad en la zona de Posorja. Inicialmente opera a 138 kV.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

4.2.2.7 Período 2019 - 2022

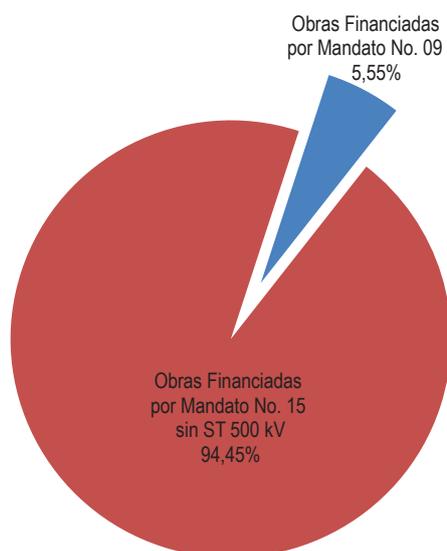
Para el período 2019 - 2022, según resultados de análisis del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022, no es necesaria la realización de obras de transmisión adicionales.

4.3. Presupuesto de la Expansión del SNT

El presupuesto requerido para la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2012-2022 (estimado a marzo de 2012), entre obras en marcha y obras nuevas, sin incluir el presupuesto del sistema de transmisión de 500 kV asociado al proyecto de generación Coca Codo Sinclair, es de USD 550,10 millones, de los cuales USD 30,51 millones serán financiados con recursos del Fondo de Solidaridad, conforme el Mandato Constituyente No. 9, mientras que los restantes USD 519,59 millones corresponden a recursos del Estado Ecuatoriano, conforme lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15.



4: Expansión de la Transmisión



Fuente: CELEC EP

FIG. No. 4.2: PRESUPUESTO

En las tablas que siguen se presenta la inversión detallada, discriminada en proyectos en marcha y nuevos proyectos de expansión considerados en el Plan de Expansión de Transmisión.

TABLA No. 4.12: PRESUPUESTO DE PROYECTOS EN MARCHA

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
1	Subestación Ambato 138/69 kV, ampliación	2.216
2	Subestación Mulaló 138/69 kV, ampliación	3.559
3	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II	17.130
4	Subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA	11.546
5	Sistema de transmisión 138 kV Nororienté	8.778
6	Subestación Santo Domingo 230/138 kV, ampliación capacidad transformación	4.590
7	Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo (San Gregorio)	10.284
8	Subestación Santo Domingo 138/69 kV, ampliación	5.665
9	Subestación Chone 138/69 kV, ampliación	72
10	Subestación Quinindé 138/69 kV, 60 MVA	6.764
11	Subestación Babahoyo 138/69 kV, ampliación capacidad transformación	10.641
12	Subestación Cuenca 69 kV, ampliación	438
13	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Loja	5.469
14	Sistema de transmisión 138 kV Loja - Cumbaratza	13.060
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Machala	23.372
16	Sistema de transmisión 138 kV Plan de Milagro - Macas	4.852
17	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón - Santa Elena	17.725
18	Modernización subestación Pascuales	2.194
19	Compensación capacitiva	1.684
20	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas	30.512
21	Subestación móvil 138/69 kV	4.144
22	Bahías de emergencia y/o reserva 230/138/69 kV	3.842
Total		188.538

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 4.13: PRESUPUESTO DE NUEVOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN (sin obras de transmisión de 500 kV)

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
1	Subestación Pomasqui 230/138 kV, ampliación	3.829
2	Subestación Santa Rosa 138 kV, ampliación	1.988
3	Subestación Totoras 230/138 kV, ampliación	4.497
4	Subestación Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA	12.354
5	Subestación Tabacundo 230/69 kV, 100 MVA, ampliación	4.652
6	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos - Orellana	14.693
7	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair - Sucumbíos	24.851
8	Subestación San Gregorio (Portoviejo) 230/69 kV, ampliación	5.349
9	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, Etapa II	3.382
10	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta	17.200
11	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa - Severino	4.088
12	Subestación Yanacocha 138/69 kV, ampliación	4.440
13	Subestación La Troncal 230/69 kV, 167 MVA	7.804
14	Sistema de transmisión 138 kV Milagro - Babahoyo	11.518
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Machala, Etapa II	9.110
16	Modernización subestación Molino	8.623
17	Subestación Las Esclusas 230/69 kV, ampliación	6.721
18	Subestación Posorja 138/69 kV, ampliación	3.150
19	Subestación San Idelfonso 230/138 kV, ampliación	4.234
20	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV	10.075
21	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas	11.444
22	Subestación Durán 230/69 kV	11.498
23	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón	12.820
25	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón - Posorja	12.410
26	Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, ampliación	5.487
27	Subestación El Inga 230/138 kV, ampliación	4.962
28	Subestaciones móviles	8.025
30	Bahías de emergencia y/o reserva 138 y 69 kV	1.647
31	Compensación capacitiva	7.047
32	Sistema de transmisión 230 kV Central - Quevedo	30.140
34	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo	43.379
35	Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday - Milagro	50.147
Total		361.564

Fuente: CELEC EP

4.3.1 Proyectos de transmisión adicionales por incremento en la demanda en el S.N.I.

En julio de 2012, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable estableció nuevas políticas para el sector eléctrico, por lo que en septiembre de 2012, el Consejo Nacional de Electricidad realizó ajustes importantes a los valores de proyección de la demanda considerando tres aspectos relevantes:

- La sustitución del uso del gas licuado de petróleo GLP por electricidad para cocción de alimentos (incorporación de 3,5 millones de cocinas entre los años 2015 y 2017),
- La alimentación desde el S.N.I. a las instalaciones de la Refinería del Pacífico (370 MW) a partir del 2016, y
- El incremento de demanda por la interconexión del sistema petrolero al S.N.I.

Con el objeto de hacer una evaluación de los requerimientos adicionales de equipamiento para la nueva demanda, CELEC EP encargada de la planificación de la expansión del SNT, realizó los estudios eléctricos que permitieron determinar el impacto causado en el sistema de transmisión por la inclusión de estas políticas así como los costos asociados.



4: Expansión de la Transmisión

En la tabla No. 4.14 se presenta un resumen de los requerimientos de equipamiento y montos de inversión adicionales que se deberían ejecutar en el sistema de transmisión.

TABLA No. 4.14: REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL

Inversiones año 2016 (kUSD)		
Subestación Riobamba	Cambio de transformador a 167 MVA	2.884
Subestación Mulaló	Nueva subestación	11.285
Alimentación a la Refinería del Pacífico	Varias instalaciones	63.405
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		3.879
Costos indirectos (10%)		7.757
Total 2016		89.210
Inversiones año 2017 (kUSD)		
Subestación Tisaleo 230/69 kV	Nueva subestación	15.192
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		760
Costos indirectos (10%)		1.519
Total 2017		17.471
Inversiones año 2018 (kUSD)		
Subestación Tulcán 230/69 kV	Nueva subestación	11.285
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		564
Costos indirectos (10%)		1.129
Total 2018		12.978
Inversiones año 2019 (kUSD)		
Subestación Lago de Chongón 138/69 kV	Nueva subestación	5.377
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		269
Costos indirectos (10%)		538
Total 2019		6.184
Inversiones año 2020 (kUSD)		
Subestación Sinincay 230/138 kV	Nueva subestación	8.060
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		403
Costos indirectos (10%)		806
Total 2020		9.269
Inversiones año 2021 (kUSD)		
Subestación Posorja	Cambio de transformador	4.106
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		205
Costos indirectos (10%)		411
Total 2021		4.722
Total 2016 - 2021		139.834

Fuente: CELEC EP



4.3.2 Operación a 500 kV del enlace Quito - Guayaquil

Considerando que el Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair entrará en operación en el 2016, CELEC EP ha previsto en el plan de equipamiento para la operación del Sistema de 500 kV, las obras de transmisión de las características técnicas indicadas a continuación:

TABLA No. 4.15: PROYECTO SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 kV COCA CODO SINCLAIR - QUITO - GUAYAQUIL

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga: Línea de transmisión El Inga - San Rafael - Coca Codo Sinclair, 500 kV, 126 km, 2 circuitos independientes, 4 x 1100 ACAR.	4to. trimestre 2015
	Subestación San Rafael 450 MVA 500/230 kV.	4to. trimestre 2015
	Subestación El Inga 1800 MVA 500/230 kV.	4to. trimestre 2015
	Sistema de transmisión El Inga - Central - Daule: Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 150 km, 3 x 1100 ACAR.	1er. trimestre 2016
	Subestación Central 450 MVA 500/230 kV.	1er. trimestre 2016
	Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 3 x 1100 ACAR.	1er. trimestre 2016
	Subestación Daule 900 MVA 500/230 kV.	1er. trimestre 2016
	Centro de Control de Operación Sistema de 500 kV.	1er. trimestre 2016

Fuente: CELEC EP

4.3.2.1 Presupuesto para el plan de equipamiento, operación a 500 kV.

CELEC EP estima que para la operación del SNT en estas condiciones, el presupuesto, requerido será el siguiente:

TABLA No. 4.16: PRESUPUESTO SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 kV COCA CODO SINCLAIR - QUITO - GUAYAQUIL

Ítem	Descripción	Total (kUSD)
1	Línea de transmisión El Inga - San Rafael - Coca Codo Sinclair, 500 kV, 126 km, 2 circuitos independientes, 4 x 1100 ACAR.	106.885
2	Subestación San Rafael 450 MVA 500/230 kV.	61.657
3	Subestación El Inga 1800 MVA 500/230 kV.	93.424
4	Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 150 km, 3 x 1100 ACAR.	61.610
5	Subestación Central 450 MVA 500/230 kV.	64.902
6	Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 3 x 1100 ACAR.	78.042
7	Subestación Daule 900 MVA 500/230 kV.	85.886
8	Centro de Control de Operación Sistema de 500 kV.	1.049
9	Costos de terrenos, indemnizaciones, costos indirectos.	22.904
Total		576.359

Fuente: CELEC EP

4.3.3 Presupuesto total del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022

En la tabla No. 4.17 se indican las inversiones anuales totales requeridas para la expansión del sistema de transmisión, desglosando los requerimientos para: el plan analizado a marzo de 2012 (sin obras de 500 kV), los de la nueva demanda y el sistema de transmisión operando a 500 kV, asumiendo que las inversiones se realizan hipotéticamente en los años en que entran en operación las instalaciones de transmisión.



TABLA No.4.17: PRESUPUESTO ANUAL REQUERIDO PARA EL PET 2013 - 2022

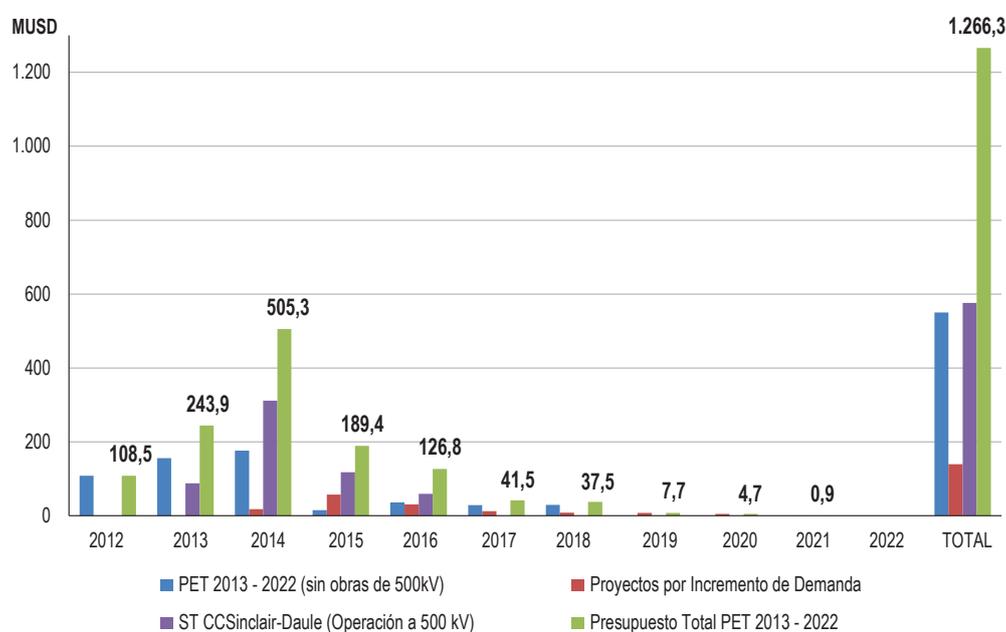
Inversiones PET 2012 - 2022 (MUSD)				
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022 (sin obras de 500 kV)*	Proyectos de transmisión por aumento de demanda	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga - Central - Daule. Operación 500 kV	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022
2012	108,48	-	-	108,48
2013	155,99	-	87,96	243,95
2014	176,24	17,84	311,24	505,32
2015	14,79	57,02	117,59	189,41
2016	36,27	30,92	59,57	126,76
2017	29,00	12,52	-	41,52
2018	29,32	8,16	-	37,48
2019	-	7,74	-	7,74
2020	-	4,69	-	4,69
2021	-	0,94	-	0,94
2022	-	-	-	-
Total	550,10	139,83	576,36	1.266,30

Fuente: CELEC EP

(*) Estimación marzo 2012

Estas cifras son una estimación del requerimiento presupuestario global de las inversiones en cada uno de los años del período del Plan.

La figura No. 4.3 muestra gráficamente los valores indicados.



Fuente: CELEC EP

FIG. No. 4.3: INVERSIONES REQUERIDAS EN EL PET 2013 - 2022 (MUSD)

5

Expansión de la Distribución

5.1. Introducción

La actual normativa respecto a la expansión de los sistemas de distribución ha delegado esta responsabilidad a las empresas de distribución, las cuales para garantizar la provisión de energía deben planificar la ampliación y mejoramiento de todos los componentes de la cadena de distribución de energía; para este efecto anualmente elaboran planes (PMD, PLANREP y FERUM), mismos que son presentados al CONELEC, con el propósito de conseguir su aprobación, su priorización y su consecuente obtención de recursos, para además formar parte del Plan Maestro de Electrificación.

Los planes de expansión consideran etapas funcionales importantes de la cadena de distribución de energía, así como un componente para la evolución y mejora en la eficiencia de las empresas de distribución en el ámbito de la gestión administrativa, comercial, información, socio ambiental y sobre todo del talento humano.

Los planes de expansión permitirán a las distribuidoras cumplir con la normativa vigente en lo referente a los niveles de calidad de servicio hacia los consumidores, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales, a fin de llegar a los niveles establecidos considerando los siguientes aspectos:

- Aumento de la cobertura eléctrica;
- Mejoramiento de la infraestructura eléctrica;
- Reducción de pérdidas de energía; e,
- Incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico.

En la actualidad la prestación del servicio eléctrico se encuentra bajo la responsabilidad de 11 empresas; nueve empresas con régimen de transición de sociedades anónimas a empresas públicas y las dos empresa públicas, Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, que reúne a diez unidades de negocio y la Empresa Pública Eléctrica de Guayaquil, de acuerdo a lo expuesto en la tabla No. 5.1.

TABLA No. 5.1: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

DENOMINACIÓN	EMPRESA	PROVINCIAS SERVIDAS	ÁREA DE CONCESIÓN (km ²)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	Bolívar	Bolívar	3.997
	El Oro	El Oro, Azuay	6.745
	Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
	Guayas - Los Ríos	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay	10.511
	Los Ríos	Los Ríos, Guayas, Bolívar, Cotopaxi	4.059
	Manabí	Manabí	16.865
	Milagro	Guayas, Cañar, Chimborazo	6.175
	Sta. Elena	Guayas, Sta. Elena	6.774
	Sto. Domingo	Sto. Domingo de los Tsáchilas, Esmeraldas	6.574
	Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
Empresas Eléctricas	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago, Napo	40.805
	Azogues	Cañar	1.187
	Centro Sur	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28.962
	Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
	Galápagos	Galápagos	7.942
	Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha, Sucumbíos	11.979
	Quito	Pichincha, Napo	14.971
	Riobamba	Chimborazo	5.940
	Sur	Loja, Zamora, Morona Santiago	22.721
	Pública de Guayaquil EP	Guayas	1.104

Es conocido que la mayor parte de las pérdidas de energía y las fallas más frecuentes se producen en las redes de distribución, en consecuencia, la imagen que se proyecta a los usuarios del servicio eléctrico por parte de las empresas distribuidoras, se encuentra condicionada al servicio recibido. Al cliente final de poco le sirve la alta confiabilidad en los sistemas de transmisión si el servicio eléctrico que recibe se encuentra deteriorado, principalmente debido a la baja confiabilidad en la infraestructura que se encuentra próxima a sus viviendas.

5.2. Planes Previstos para la Expansión de la Distribución

A partir del 2008, con la expedición de los Mandatos Constituyentes No. 9 y No. 15, se autorizó para que el Fondo de Solidaridad invierta los recursos patrimoniales en la capitalización de sus empresas eléctricas, mediante la ejecución de planes de inversión y por otra parte se dispuso que los recursos requeridos para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, sean cubiertos por el Estado, es decir, las obras relacionadas a la expansión de la distribución de energía, se realizan con recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, PGE, teniendo como objetivo la expansión, mejoramiento, ampliación de infraestructura física o nuevos proyectos.

Por otra parte la Regulación No. CONELEC 013/08, denominada "Regulación Complementaria No. 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15", establece que la planificación de la expansión de los sistemas de distribución será realizada obligatoriamente por la empresa encargada de la prestación del servicio público de distribución y comercialización, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el CONELEC, el citado plan formará parte del Plan Maestro de Electrificación.



Dada la necesidad de mejorar la gestión de las empresas de distribución en mayo de 2009, el MEER y las empresas eléctricas suscribieron el “Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica”, y se estableció el compromiso de las máximas autoridades para mejorar integralmente la gestión de las empresas de distribución, como resultado de este convenio se creó el proyecto SIGDE, el cual se complementa con los todos los planes y además se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas, mediante la dotación de herramientas físicas e informáticas, que permitan la evolución de la distribución hacia una nueva etapa en la cual se evidencie un incremento en la eficiencia y eficacia aprovechando las mejores prácticas a nivel nacional e internacional.



FIG. No. 5.1: RELACIÓN DEL SIGDE CON LOS PLANES DE INVERSIÓN

5.2.1 Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD

El objetivo del PMD es ampliar las redes de distribución con un enfoque en el mejoramiento de los índices de calidad de servicio eléctrico, y que en gran medida contribuyen al aumento de cobertura y la reducción de pérdidas de energía.

Si bien la Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución tiene varios indicadores para medir la calidad del servicio, se establecieron metas, considerando tres aspectos importantes: disminución en los errores en facturación (PEF), frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMik) y tiempo medio por kVA instalado (TTIk).

Los indicadores se han establecido tomando en cuenta que en la actualidad las empresas de distribución, se encuentran incorporando herramientas, equipos, sistemas y demás infraestructura que en el corto plazo permita evaluar la calidad en el suministro y contemplar todos los aspectos contenidos en la normativa vigente.

Con las consideraciones antes indicadas, las metas establecidas en conjunto con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se presentan en la tabla No. 5.2, mismas que tienen el objeto de impulsar a las empresas a cumplir con aspectos de calidad del suministro que tienen incidencia directa sobre los usuarios finales. En las figuras No. 5.2 y 5.3 se presentan las metas a nivel de cada empresa.

TABLA No. 5.2: METAS PARA EL AÑO 2013, CALIDAD DEL SERVICIO

INDICADOR	META NACIONAL
FMIk (veces)	10,16
TTIk (horas)	11,81
PEF (%)	1,00

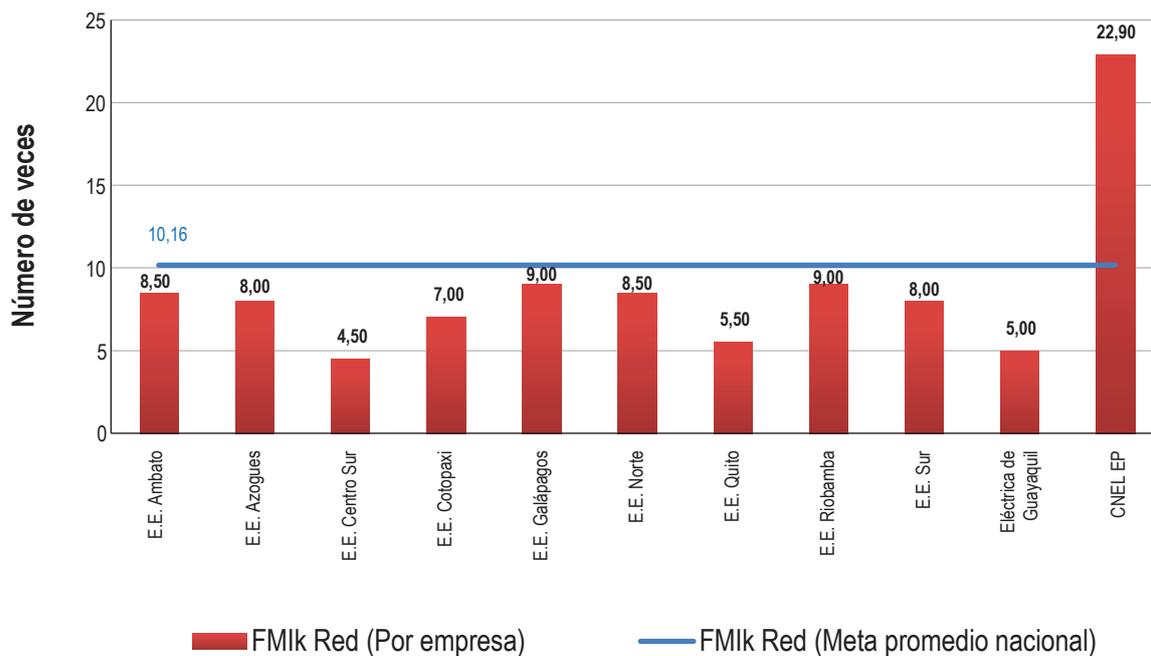


FIG. No. 5.2: METAS PARA LA FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, FMIK

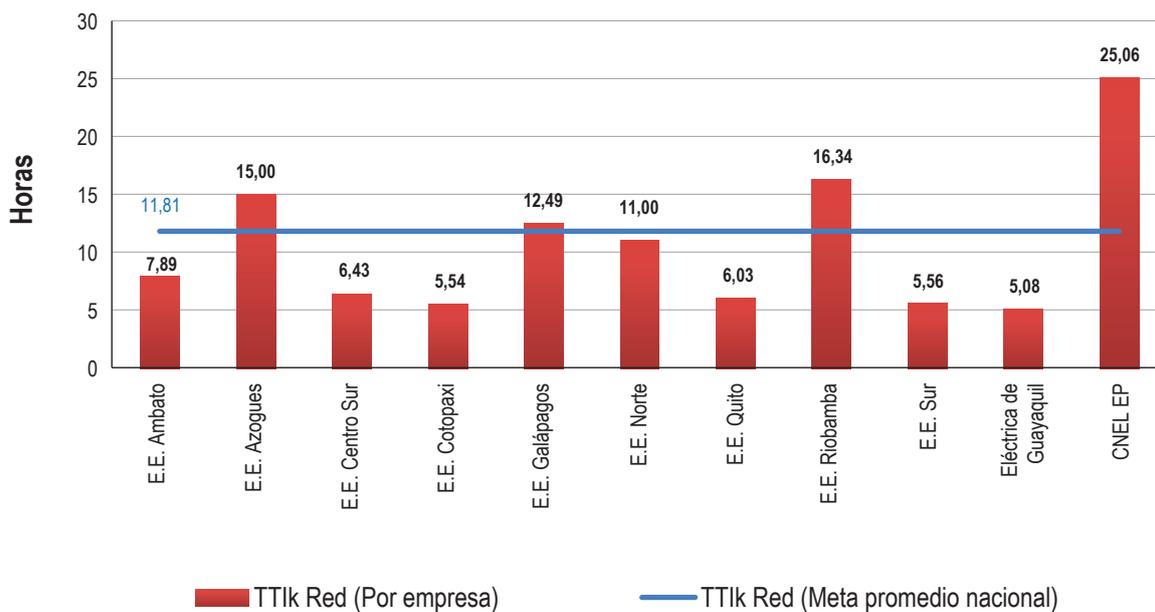


FIG. No. 5.3: METAS PARA EL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, TTIK



Las metas para la calidad del servicio en los años subsiguientes se establecerán, en función de los avances que se obtenga con la implementación del proyecto SIGDE, como se indicó anteriormente, este proyecto se enfoca en dotar de herramientas y procedimientos para mejorar el sistema de distribución en su conjunto; consecuentemente será posible establecer metas de mayor alcance y precisión.

5.2.2 Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP

El PLANREP tiene como propósito reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución a nivel de país, los proyectos a ejecutar se consideran de carácter estratégico y de alto impacto, ya que mediante los mismos se realizan acciones encaminadas a la reducción de las pérdidas comerciales y técnicas, para mejorar la eficiencia energética en el país. Considerando la reducción de las pérdidas de energía obtenida en los últimos años, se determinó que a diciembre de 2012 las pérdidas totales en los sistemas de distribución fueron del 13,63% a nivel nacional.

Para el periodo de planificación 2013 - 2022, las metas propuestas toman en cuenta el comportamiento en la gestión de las empresas tomando como objetivo alcanzar un nivel de pérdidas de 7,6% al final el periodo en el 2022, como producto de un ajuste a las metas establecidas en el plan anterior.

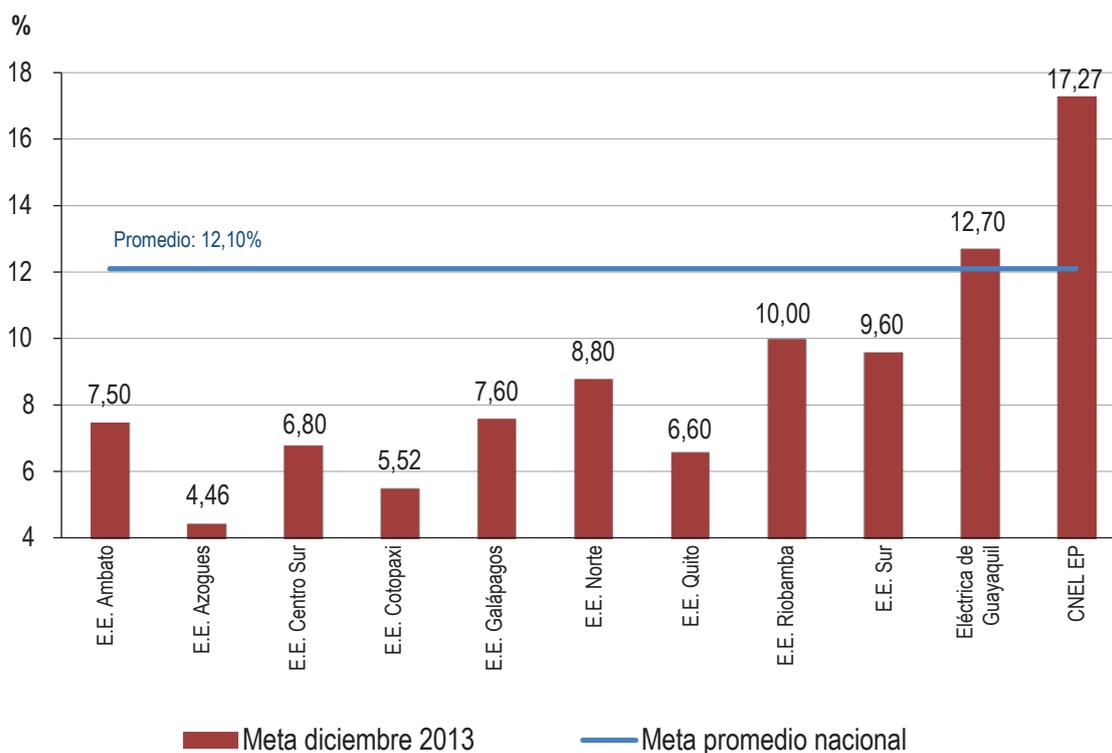


FIG. No. 5.4: METAS PARA PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA A DICIEMBRE DE 2013

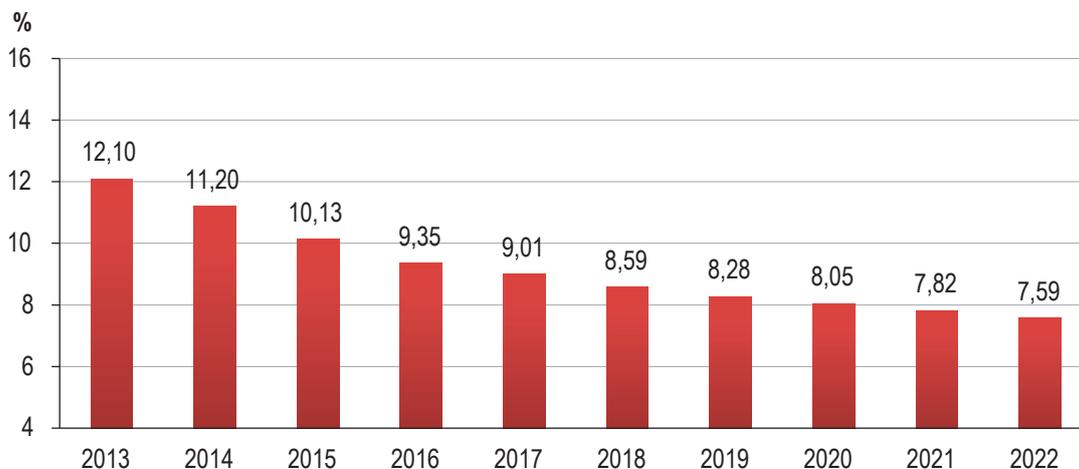


FIG. No. 5.5: METAS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, PERIODO 2013 - 2022

5.2.3 Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM

El Plan FERUM se centra fundamentalmente en la dotación del servicio eléctrico a poblaciones que aún no lo disponen, el cual permite generar condiciones para el desarrollo social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas; y, la mejora en la calidad de vida de la población.

Tomando como referencia las inversiones realizadas en los últimos años, el crecimiento demográfico y los criterios que se aprecian con mayor detalle en el volumen de estudio y gestión de la demanda del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 se proyecta alcanzar en los próximos años los niveles de cobertura indicados en las figuras No. 5.5 y No. 5.6.

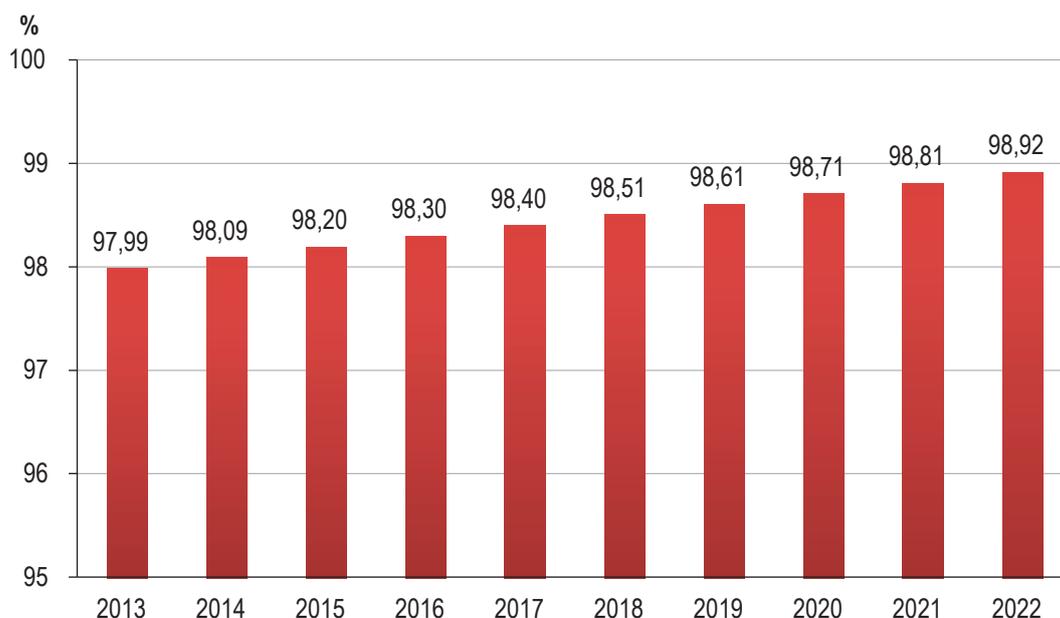


FIG. No. 5.6: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA URBANA, PERIODO 2013 - 2022



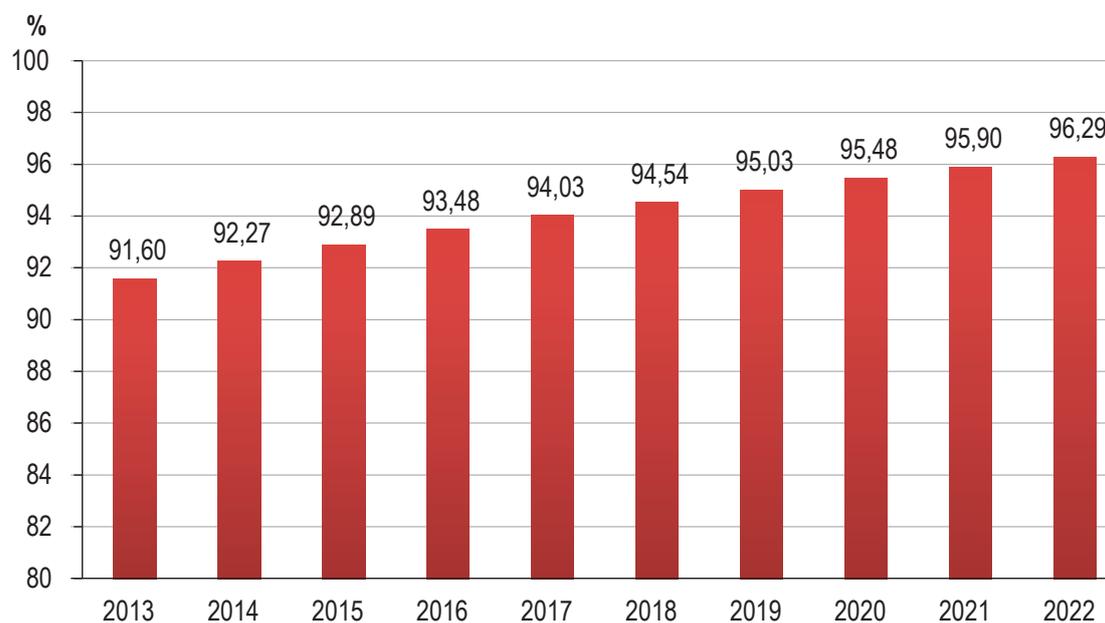


FIG. No. 5.7: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA RURAL, PERIODO 2013 - 2022

5.3. Programa de Obras del Plan de Expansión 2013 - 2022

Los planes de expansión consideran etapas funcionales importantes de la cadena de distribución de energía, así como un componente para la evolución y mejora en la eficiencia de las empresas de distribución en el ámbito de la gestión administrativa, comercial, información, socio ambiental y sobre todo el talento humano, en concordancia con los objetivos planteados por el proyecto SIGDE.

La ejecución oportuna de los planes de expansión permitirá a las distribuidoras cumplir con la normativa vigente en lo referente a los niveles de calidad de servicio hacia los consumidores, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales, a fin de llegar a los niveles establecidos. Los planes consideran aspectos importantes establecidos en los reglamentos y regulaciones del sector eléctrico, los que se manifiestan a continuación:

- Aumento de la cobertura eléctrica;
- Mejoramiento de la infraestructura eléctrica;
- Reducción de pérdidas de energía; e,
- Incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico.

El financiamiento requerido para la ejecución de los planes de expansión de las distribuidoras, considera principalmente recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, según lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15 y la regulación vigente. Los recursos programados por las distribuidoras para el período 2013 - 2022, ascienden a un total de aproximadamente USD 3.378 millones, compuesto por 4.479 proyectos de los planes PMD, FERUM, y PLANREP; además, el Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan de Soterramiento de Redes.

TABLA No. 5.3: INVERSIÓN REQUERIDA POR CADA PROGRAMA DE DISTRIBUCIÓN, PERÍODO 2013 - 2022

PROGRAMA	INVERSIÓN (MUSD)
FERUM	198,05
PMD	883,93
PLANREP	365,49
COCCIÓN	1.134,87
PLAN DE SOTERRAMIENTO	795,37
Total	3.377,70

TABLA No. 5.4: DESGLOCE ANUAL DE INVERSIONES POR PROGRAMA, PERIODO 2013 - 2022

PROGRAMA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
FERUM	46,37	54,46	26,41	17,65	15,97	7,06	7,40	7,75	7,38	7,60
PMD	73,81	102,30	119,74	89,80	81,79	81,52	79,64	77,29	84,61	93,42
PLANREP	40,49	45,76	33,69	46,88	43,72	30,44	30,51	31,37	31,53	31,09
COCCIÓN	107,72	107,80	124,49	96,38	79,55	122,15	132,62	106,36	122,30	135,52
SOTERRAMIENTO	62,97	185,83	311,85	234,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	331,37	496,14	616,18	485,41	221,03	241,18	250,17	222,77	245,83	267,63

5.3.1 Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD

Los proyectos contemplados en el Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, considerados en este Plan Maestro, tienen un enfoque directo a la mejora de los índices de calidad del servicio eléctrico, expuestos en el apartado 5.2.1, sin perjuicio de que los proyectos propuestos contribuyan también al incremento de la cobertura y la reducción de pérdidas, del mismo modo el plan se ha desagregado en actividades por etapa funcional.

Las inversiones requeridas para el 2013 - 2022, llegan a USD 883,92 millones mientras que para el 2013, se considera una inversión de USD 73,81 millones, con un total de 498 proyectos.

TABLA No. 5.5: INVERSIONES APROBADAS PARA EL 2013, PMD

EMPRESA	2013 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	25,27
E. de Guayaquil	6,42
E.E. Ambato	1,22
E.E. Azogues	0,40
E.E. Centro Sur	11,29
E.E. Cotopaxi	0,81
E.E. Galápagos	0,11
E.E. Norte	2,31
E.E. Quito	19,62
E.E. Riobamba	0,48
E.E. Sur	5,90
Total	73,81



En la tabla No. 5.6, se observa, las inversiones aprobadas para cada año.

TABLA No. 5.6: INVERSIONES APROBADAS PARA EL PMD 2013 - 2022

DISTRIBUIDORA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	25,27	32,35	38,53	37,76	30,42	32,52	31,84	30,43	34,26	43,78
E. de Guayaquil	6,42	0,00	4,61	4,94	0,23	2,30	0,00	4,51	2,91	0,77
E. E. Ambato	1,22	7,82	9,94	10,74	8,72	10,12	9,34	9,33	9,74	11,27
E. E. Azogues	0,40	0,30	0,59	1,02	2,67	0,94	0,00	0,09	0,00	1,00
E. E. Centro Sur	11,29	40,03	44,40	24,91	25,54	30,32	29,82	27,33	31,16	28,89
E. E. Cotopaxi	0,81	1,08	1,13	1,47	1,08	1,35	0,83	1,27	0,89	1,03
E. E. Galápagos	0,11	0,20	0,20	0,20	0,30	0,30	0,20	0,23	0,20	0,26
E. E. Norte	2,31	0,66	2,88	3,57	1,32	2,04	0,98	1,49	1,47	1,51
E. E. Quito	19,62	19,86	14,74	4,69	11,17	1,34	6,64	2,27	2,74	2,80
E. E. Riobamba	0,48	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. E. Sur	5,90	0,00	2,73	0,33	0,33	0,31	0,00	0,34	1,24	2,11
Totales	73,81	102,30	119,74	89,80	81,79	81,52	79,64	77,29	84,61	93,42

5.3.2 Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP

Con las obras planificadas en el PLANREP, se estima obtener una disminución en las pérdidas¹ de energía del orden de 3.788 GWh; sin embargo, además de esta reducción, el plan aporta directamente en la mejora de la infraestructura, gestión técnica y comercial de las distintas etapas de la cadena de suministro de energía de las empresas de distribución.

TABLA No. 5.7: INVERSIONES APROBADAS PARA PLANREP 2013 - 2022

DISTRIBUIDORA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	24,90	39,06	30,31	29,01	35,28	26,63	27,28	28,11	29,04	28,49
E. de Guayaquil	3,17	4,20	3,03	16,55	3,33	3,39	2,75	2,80	2,02	2,05
E. E. Ambato	1,76	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. E. Azogues	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. E. Centro Sur	1,51	0,00	0,00	0,92	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. E. Cotopaxi	1,27	0,13	0,13	0,16	0,96	0,14	0,18	0,15	0,13	0,18
E. E. Galápagos	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12
E. E. Norte	0,10	1,45	0,13	0,14	0,16	0,18	0,19	0,21	0,23	0,25
E. E. Quito	2,20	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. E. Riobamba	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. E. Sur	5,00	0,84	0,00	0,00	2,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totales	40,49	45,76	33,69	46,88	43,72	30,44	30,51	31,37	31,53	31,09

5.3.3 Programa FERUM

Las obras del programa FERUM consideradas en el período 2013 - 2022 están orientadas a beneficiar un total de 246.461 viviendas a nivel nacional², lo cual permitirá alcanzar una mayor cobertura del servicio eléctrico, principalmente en las zonas más alejadas del país.

1 Según Plan de Reducción de Pérdidas presentados por las empresas en abril de 2012.

2 Planes de Expansión de las Distribuidoras, remitidos al MEER, junio 2012.



En la tabla No. 5.8 se puede apreciar que los planes presentados por las empresas, están desarrollados principalmente para su ejecución en el corto plazo, donde se puede apreciar que los requerimientos para el 2013, son del orden de USD 46,37 millones, lo cual permitirá beneficiar alrededor de 23.243 viviendas nuevas; adicionalmente, con la ejecución de este programa se beneficiaran 33.342 viviendas que actualmente disponen de servicio eléctrico.

TABLA No. 5.8: INVERSIONES APROBADAS Y BENEFICIARIOS DEL FERUM, AÑO 2013

EMPRESA	2013 (MUSD)	PROYECTOS	VIVIENDAS CON SERVICIO	VIVIENDAS NUEVAS ELECTRIFICADAS
Corporación Nacional de Electricidad	29,34	1060	18.340	15.876
E.E de Guayaquil	0,09	1		177
E.E. Ambato	0,70	23	500	244
E.E. Azogues	0,33	4	694	26
E.E. Centro Sur	3,24	87	400	1.077
E.E. Cotopaxi	0,62	21	348	246
E.E. Galápagos	0,12	5	13	44
E.E. Norte	3,65	138	4.737	809
E.E. Quito	2,26	87	302	1.188
E.E. Riobamba	1,36	44	7.491	1.537
E.E. Sur	4,65	170	517	2.019
Total	46,37	1.640	33.342	23.243

En la tabla siguiente se pueden apreciar las inversiones necesarias para el FERUM, durante el período 2013 - 2022 considerando alternativas de electrificación con redes convencionales y generación renovable.

TABLA No. 5.9: INVERSIONES APROBADAS PARA FERUM 2013 - 2022

EMPRESA	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	29,34	26,77	15,42	10,34	9,24	3,82	3,98	4,15	3,58	3,58
E. de Guayaquil	0,09	4,69	0,63	0,05	0,04					
E. E. Ambato	0,70	2,35	0,58	0,19	0,27					
E. E. Azogues	0,33	0,66	0,08	0,05	0,08					
E. E. Centro Sur	3,24	5,42	4,20	4,29	3,99	3,24	3,42	3,60	3,81	4,02
E. E. Cotopaxi	0,62	0,38	0,44	0,14	0,12					
E. E. Galápagos	0,12	0,40	0,18	0,05	0,08					
E. E. Norte	3,65	3,11	2,17	0,71	0,60					
E. E. Quito	2,26	5,53	1,09	0,48	0,52					
E. E. Riobamba	1,36	3,44	0,65	0,10	0,16					
E. E. Sur	4,65	1,71	0,94	1,25	0,87					
Total	46,37	54,46	26,41	17,65	15,97	7,06	7,40	7,75	7,38	7,60

5.4. Migración de la Cocción con el Uso de Gas Licuado de Petróleo a Electricidad debido al Cambio de la Matriz Energética

El sector eléctrico, como parte de los sectores estratégicos para el desarrollo del país, se orienta a un cambio en la matriz energética nacional, en concordancia con lo expuesto en el PNBV; desde la óptica de la planificación, el



MEER dentro de sus lineamientos, políticas y objetivos sectoriales e intersectoriales, considera que la proyección de la demanda, elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, deberá considerar la incorporación de cargas importantes, así como las acciones que permitan en el mediano plazo, obtener un cambio en la matriz energética nacional; principalmente en lo referido a la migración de los consumos de GLP a electricidad; toda vez que el país cuente con la producción de electricidad de los proyectos de generación que actualmente se encuentran en curso.

Sobre esta base, con el propósito de garantizar que los sistemas de distribución puedan satisfacer las necesidades del incremento de demanda, en la planificación del corto y mediano plazos se deberán considerar acciones que permitan la incorporación de la cocción eléctrica, por lo que se estiman inversiones adicionales a las contempladas en el plan de expansión presentado por las distribuidoras.

Para garantizar que la migración de GLP a electricidad tenga trascendencia, además de contar con suficiente energía eléctrica y a bajos costos en los próximos años, las inversiones consideran los componentes necesarios para la dotación del suministro a 220V, con un sistema de medición en el que se incluye acometida, equipo de medición, protección eléctrica y caja de protección para el contador de energía; además se debe incursionar en un programa de reforzamiento y modificación de las redes de distribución monofásicas a fin de, entre otras cosas, garantizar el abastecimiento a los consumidores, debido al cambio en el nivel de voltaje de los suministros.

En la actualidad el país cuenta con una potencia total instalada en transformadores de distribución por el orden de 8.113 MVA y una demanda máxima coincidente de 2.937 MVA, es así que, en primera instancia se considera que un aumento de las capacidades de transformación solo será necesario en ciertas empresas a partir del 2017; sin embargo, en los próximos años será necesario realizar estudios complementarios para el efecto.

Por otra parte, respecto a la capacidad de los alimentadores primarios, bajo las condiciones actuales y con base en las mediciones obtenidas en las cabeceras de los alimentadores se ha determinado que se cuenta con la capacidad necesaria para permitir la incorporación de las nuevas cargas de acuerdo a lo considerado en la proyección de la demanda; sin embargo a partir del 2017 será necesario entre otras cosas, tomar acciones para repotenciar los alimentadores, sin perjuicio de que durante los años subsiguientes se realicen estudios con mayor detalle.

Los estudios preliminares realizados han puesto en evidencia que en algunas empresas existen líneas de subtransmisión y subestaciones que no están operando a su capacidad nominal, como consecuencia de aquello en los siguientes años, es necesario iniciar estudios a mayor detalle para definir, por una parte, las obras a corto plazo y, por otra, determinar las acciones necesarias con el afán de permitir la incorporación gradual de las nuevas cargas.

En el corto plazo se deben ejecutar obras en las distintas etapas de la cadena de suministro; de acuerdo a lo indicado, las acciones deben centrarse en las siguientes etapas:

- Acometidas, medidores y redes de distribución secundarias,
- Transformadores de distribución,
- Alimentadores primarios,
- Subestaciones,
- Líneas de subtransmisión.

Las inversiones requeridas considerando las acciones antes indicadas, se muestran en la siguiente tabla:

TABLA No. 5.10: INVERSIONES APROBADAS, PLAN DE COCCION EFICIENTE 2013 - 2022

Empresa	2013 (MUSD)	2014 (MUSD)	2015 (MUSD)	2016 (MUSD)	2017 (MUSD)	2018 (MUSD)	2019 (MUSD)	2020 (MUSD)	2021 (MUSD)	2022 (MUSD)
Corporación Nacional de Electricidad	46,63	46,63	49,99	50,39	37,01	51,21	58,06	38,74	43,79	55,43
E.E. Ambato	7,71	7,71	7,71	1,32	1,22	2,50	3,24	3,77	4,33	4,76
E.E. Azogues	1,46	1,46	2,05	1,14	1,13	1,14	1,19	1,25	1,30	4,06
E.E. Centro Sur	12,76	12,76	15,42	8,33	4,26	7,30	8,44	9,34	10,43	11,18
E.E. Cotopaxi	3,92	3,92	3,92	2,45	1,23	1,33	1,67	1,25	1,38	1,59
E.E. Norte	3,62	3,62	3,62	0,04		1,34	1,88	2,36	2,85	3,42
E.E. Quito	7,15	7,15	7,15	1,99	3,51	9,83	14,49	18,96	23,64	26,51
E.E. Riobamba	4,51	4,51	4,51	0,28	0,04	1,06	1,49	1,75	2,05	2,23
E.E. Sur	4,84	4,84	4,84	1,61	0,31	1,43	1,88	2,20	2,52	2,69
Eléctrica de Guayaquil	14,52	14,52	24,60	18,02	20,46	25,57	30,17	26,92	30,21	32,98
E.E. Galápagos	0,35	0,35	0,35	10,62	10,44	10,44	10,44			
Totales	107,47	107,47	124,16	96,20	79,60	113,14	132,94	106,54	122,49	144,85

5.5. Plan Nacional de Soterramiento de Redes

Debido a la gran contaminación visual existente, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, ha desarrollado un plan de acción para la ejecución de proyectos de soterramiento de cables a nivel nacional, mismo que involucra realizar acciones conjuntas con distintos actores de manera que se puedan identificar las zonas o sectores que requieran intervención, así como establecer niveles de prioridad de tal forma que se pueda determinar el costo y capacidad técnica necesaria para su intervención.

En este sentido, a partir de septiembre de 2012, bajo los lineamientos del Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos MICSE, el MEER en coordinación con el Ministerio de Telecomunicaciones MINTEL y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT, realizaron un diagnóstico de la situación actual de las redes eléctricas aéreas existentes en zonas consolidadas y la capacidad operativa, tanto de las empresas eléctricas como de telecomunicaciones, para la implementación de proyectos de soterramiento. Como resultado de este trabajo conjunto se logró además identificar los actores que se muestran en la figura No. 5.8.

Con base al diagnóstico realizado, se establecieron los costos para el soterramiento de las redes aéreas que contemplan la modernización de todo el sistema de distribución, es decir, incluyen: una intervención integral en las redes de medio y bajo voltaje, transformadores de distribución, alumbrado público (incluye redes de semaforización), acometidas, medidores (medición inteligente) y las comunicaciones requeridas para la operación del sistema SCADA de distribución a nivel nacional.





FIG. No. 5.8: ACTORES INVOLUCRADOS EN EL SOTERRAMIENTO DE REDES

5.5.1 Presupuesto

Con las consideraciones indicadas anteriormente, los costos unitarios asociados de obra civil e infraestructura eléctrica, se han estimado para el área de un kilómetro cuadrado (1 km²), tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Densidad de carga (kW/km²), clasificada en baja (4 - 100), media (100 - 500) y alta (500 - 2000).
- Ubicación urbana o rural,
- Confiabilidad y tipo de circuito a ser implementado,
- Sistema de protecciones (seguridad),
- Región donde se requiere la implementación (sierra, costa, oriente, insular).

Los resultados se presentan en las Tablas subsiguientes.

TABLA No. 5.11: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE OBRAS CIVILES Y REDES ELÉCTRICAS³, POLÍGONO DE 1 km²

OBRA CIVIL (MUSD)	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA (MUSD)
4,24	7,15
Total inversión por km²	11,39

3 Según estimación realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, INFORME DE LA PROPUESTA PARA EL "PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO DE REDES", julio de 2013.

TABLA No. 5.12: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA⁴ PARA UN ÁREA DE 1 km²

RUBRO	MUSD/km ²
Cables	0,64
Transformadores	0,25
Protección	0,86
Alumbrado Público	0,64
Medición	2,58
Diseños	0,25
Subtotal	5,22
Administración EP	0,78
Imprevistos	0,52
IVA	0,63
Total	7,15

Adicionalmente, como el soterramiento involucra intervenciones integrales, se han considerado además los costos relacionados al soterramiento de la infraestructura de telecomunicaciones que se encuentra asociada a la red de distribución; las inversiones requeridas se detallan a continuación:

TABLA No. 5.13: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE TELECOMUNICACIONES PARA UN ÁREA DE 1 km²

ÍTEM	COSTO (MUSD)
Obra civil	5,06
Infraestructura	1,07
Total	6,13

El costo total para soterramiento de un área de 1 km², es de USD 17,51 millones, considerando redes eléctricas por USD 11,39 millones y telecomunicaciones por USD 6,13 millones.

5.5.2 Fases de implementación del Plan Nacional de Soterramiento

El Plan tiene como objetivo soterrar alrededor de 53,22 km² de los 1.013 km² urbanos a nivel nacional, para lo cual se plantea ejecutar durante el período 2013 - 2016, las siguientes fases:

Fase 1, a desarrollar durante los meses subsiguientes del 2013, se espera soterrar alrededor de 4,16 km² con una inversión de USD 62,96 millones. Durante esta etapa se plantean realizar las siguientes acciones:

- Para llevar a efecto el Plan de Soterramiento, se iniciará con la conformación de una Unidad de Negocio en la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP;
- Ejecución de los estudios definitivos para el soterramiento de redes eléctricas y de telecomunicaciones para las ciudades de: Guaranda, Babahoyo y Francisco de Orellana;
- Dirigir el soterramiento hacia los proyectos gubernamentales del Programa de Intervención Territorial Integral, PITI, el cual fue creado con el afán de realizar la dotación de obras de servicios básicos, en territorios que estuvieron marginados de la atención estatal y con un énfasis en zonas fronterizas y turísticas; la intervención en estas ciudades se realizará de forma integral, tal que involucre servicios básicos y mejora

4 Según estimación realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, INFORME DE LA PROPUESTA PARA EL "PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO DE REDES", julio de 2013.



urbanística. Estos proyectos se encuentran ubicados en las ciudades de Huaquillas, San Lorenzo, Puerto López y Río Verde;

- Iniciar con la intervención de la Avenida Interoceánica (Acceso al Aeropuerto de Tababela) y Avenida Córdova Galarza (Vía Mitad del Mundo); y
- Consolidar los mecanismos de financiamiento.

Fase 2, se extenderá durante los años 2014-2016, cuyo objetivo será soterrar un total de 49,1 km² a nivel nacional con una inversión de USD 730,2 millones. En esta fase se han planificado las siguientes acciones:

- Continuar con el soterramiento planificado de redes de distribución en todas las provincias del Ecuador, conforme se vayan completando los estudios, de acuerdo a los siguientes criterios: accesos a las ciudades (aeropuertos, puertos, fronteras, etc.), centros históricos, sitios turísticos y comerciales.
- Ejecutar el soterramiento de las ciudades de Guaranda, Babahoyo y Francisco de Orellana (Coca). Se propone iniciar el soterramiento en estas ciudades que presentan gran contaminación visual, son capitales de provincia, ciudades turísticas y/o fronterizas.
- Consolidar el talento humano para: diseño, construcción, operación y mantenimiento de redes soterradas.

Los procesos de soterramiento en cada ciudad, de ser necesario, se realizarán de manera conjunta con las entidades encargadas de los servicios básicos de agua potable y alcantarillado, de forma que se eviten duplicar costos y causar molestias recurrentes a la población.

De acuerdo al presupuesto referencial obtenido para el soterramiento eléctrico y de telecomunicaciones, se requiere una inversión de USD 793,13 millones como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA No. 5.14: INVERSIÓN TOTAL DEL PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO

EMPRESA	PROVINCIA / OTROS	ÁREA (km ²)	2013 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2014 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2015 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2016 (MUSD)
E.E. Ambato	Napo			0,34	5,13	0,2	2,98		
E.E. Ambato	Pastaza			0,34	5,13			0,4	5,95
E.E. Ambato	Tungurahua	0,14	2,08	0,61	9,08	0,9	13,4		
E.E. Centro Sur	Azuay			0,02	0,31	0,97	14,39	2,07	30,81
E.E. Centro Sur	Cañar	0,2	2,96			0,7	10,42	0,9	13,4
E.E. Centro Sur	Morona Santiago							0,5	7,44
E.E. Cotopaxi	Cotopaxi			0,33	4,85	0,5	7,44	0,3	4,47
E.E. Galápagos	Galápagos					0,3	4,47		
E.E. Norte	Carchi			0,5	7,44	0,5	7,44		
E.E. Norte	Imbabura					1,3	19,35	0,6	8,93
E.E. Quito	Pichincha	1,91	28,48	2,35	34,9	2,84	42,21	2,7	40,19
E.E. Riobamba	Chimborazo					0,75	11,16	0,5	7,44
E.E. Sur	Loja			1,45	21,58	1	14,88	1,2	17,86
E.E. Sur	Zamora Chinchipe							0,2	2,98
Eléctrica de Guayaquil	Guayas			1,77	26,36	3,9	58,05	3,4	50,6
CNEL EP	Bolívar			0,09	1,37			0,5	7,44
CNEL EP	Esmeraldas	0,42	6,25	0,5	7,44	0,5	7,44		

TABLA No. 5.14: INVERSIÓN TOTAL DEL PLAN DE SOTERRAMIENTO (cont.)

EMPRESA	PROVINCIA / OTROS	ÁREA (km ²)	2013 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2014 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2015 (MUSD)	ÁREA (km ²)	2016 (MUSD)
CNEL EP	Los Ríos			1,55	23,07	1	14,88	0,2	2,98
CNEL EP	Manabí	0,49	7,29	1,3	19,35	2,5	37,21	1,2	17,86
CNEL EP	Orellana			0,38	5,66				
CNEL EP	Santa Elena			0,8	11,91				
CNEL EP	El Oro	1	14,88			2	29,77		
CNEL EP	Sucumbíos					0,3	4,47	0,4	5,95
CNEL EP	Santo Domingo					0,8	11,91	0,7	10,42
CNEL EP	Creación de la Unidad Nacional de Soterramiento		0,4						
CNEL EP	Estudios de soterramiento		0,62						
Total		4,16	62,96	12,33	183,58	20,96	311,87	15,77	234,72

TABLA No. 5.15: RESUMEN INVERSIÓN TOTAL DEL PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO

EMPRESA	ÁREA (km ²)	2013 (MUSD)
E.E.s	36,59	544,56
CNEL EP	16,63	248,57
Total	53,22	793,13



6

Análisis Económico de la Expansión

6.1. Introducción

Para el desarrollo del Análisis Económico del PME 2013 - 2022 se han tomado en cuenta los escenarios de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución concordantes con los capítulos respectivos, en los que se los describe a detalle; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME.

La simulación tiene las siguientes características:

- La energía generada se despacha en base a la simulación energética efectuada en escenarios representativos de hidrología correspondiente al valor esperado (hidrología media).
- El sistema de transmisión considera el reforzamiento de su infraestructura cuyo proyecto representativo será la entrada en operación de la línea de 500 kV.
- Se aplica la tasa de inflación, que resulta de un análisis histórico de la serie Índice de Precios al Consumidor IPC, del periodo 2002 - 2011, y que en el horizonte de análisis se va corrigiendo año a año.
- El análisis del costo medio de generación considera el precio de los combustibles con referencia internacional y con subsidio.
- El servicio de alumbrado público general, para este estudio se lo ha considerado como parte integrante de la actividad de distribución.
- La aplicación tarifaria para la determinación del precio medio contempla que en el horizonte de análisis se mantendrá los cargos tarifarios vigentes.
- Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación, una vez finalizada su construcción total.
- El escenario de demanda, considera la hipótesis No. 5, que se caracteriza por incluir la carga eléctrica de la Refinería del Pacífico, Petroecuador y el ingreso de aproximadamente 3,5 millones de cocinas eléctricas, entre el año 2015 y el 2017.
- En lo referente a las inversiones, se realizan con el objetivo de abastecer adecuadamente los requerimientos de la demanda de ese escenario, fortaleciendo de sobremanera el equipamiento en transmisión y distribución, ya que en estas etapas se intensificará el efecto de la transmisión y distribución de la energía adicional, por los sistemas de cocción eléctrica.

6.2. Parámetros de Simulación

En el presente acápite se describen los parámetros de simulación aplicados para la determinación del costo del servicio, así como la estimación del déficit tarifario, en cada uno de los escenarios de análisis:

Cálculo del Costo Medio de Generación - CMG:

- Plan de expansión de generación.
- Determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento, tomando en cuenta la capacidad instalada y el tipo de tecnología de cada una de las centrales de generación.

Costo de transmisión:

- Plan de expansión de transmisión.
- La determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento tomará en cuenta los activos en operación, los cuales son revalorizados en función de la inflación, a los cuales se les aplicará un porcentaje, que nace de un proceso de benchmarking, llevado a cabo con datos de las principales empresas de transmisión que operan en la región. Para lo cual se tomó en cuenta la relación existen entre los costos de transmisión y los activos en operación de cada una de las empresas analizadas.

Costo de distribución:

- Plan de expansión de distribución.
- Pérdidas de Energía y Potencia de acuerdo al Plan Nacional del Buen Vivir en el cual se implementó el Plan de Reducción de Pérdidas que refleja la realidad operativa de las empresas distribuidoras, pero en un período de cuatro años busca llegar a niveles técnicamente aceptables.
- Para la determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento se llevó a cabo un Análisis de Datos Envolvente tomando los datos de todas las empresas de distribución que operan en el país. Con los resultados obtenidos y tomando en cuenta los activos en operación de cada una de las empresas, los cuales son revalorizados en función de la inflación, se determinaron los costos de administración, operación y mantenimiento.

6.3. Análisis de Resultados

Una vez que se explicó la metodología, se plantearon las hipótesis y los parámetros de simulación, se presentan los siguientes resultados para el caso de análisis:

6.3.1 Expansión de la generación

6.3.1.1 Inversión en generación

El nuevo plan de expansión de generación contempla una inversión por USD 9.172,7 millones de dólares, de la cual el 80,97% será utilizado para la construcción de 25 centrales hidroeléctricas, 11,98% para generación térmica y el restante 7,05% para centrales de generación no tradicional.



TABLA No. 6.1: DETALLE DE INVERSIÓN

Proyectos	Número	Montos (MUSD)	Participación (%)
Hidroeléctricas	25	7.427	80,97
Termoeléctricas	7	1.099	11,98
Eólicas	1	37	0,40
Fotovoltaicos	1	610	6,65
Total	34	9.173	100,00

TABLA No. 6.2: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE PROYECTO

Proyectos	Potencia (MW)	Energía Generada Promedio (GWh/año)	Participación (%)
Hidroeléctricas	4.170	23.857	79,15
Termoeléctricas	841	5.831	19,34
Eólicas	217	454	1,51
Total	5.227	30.142	100,00

De igual forma, como parte de este plan de expansión se considera que el 87,55% de inversión será pública, mientras que el componente privado alcanzaría el 12,45% con 8 proyectos de generación eléctrica. Esto puede ser observado en la tabla a continuación.

TABLA No. 6.3: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE INVERSIÓN

Proyectos	Número	Montos (MUSD)	Participación (%)
Públicas	26	8.031	87,55
Privados	8	1.142	12,45
Total	34	9.173	100,00

A continuación se puede observar los montos de inversión de acuerdo al año en que cada una de las centrales nuevas de generación empieza su operación.

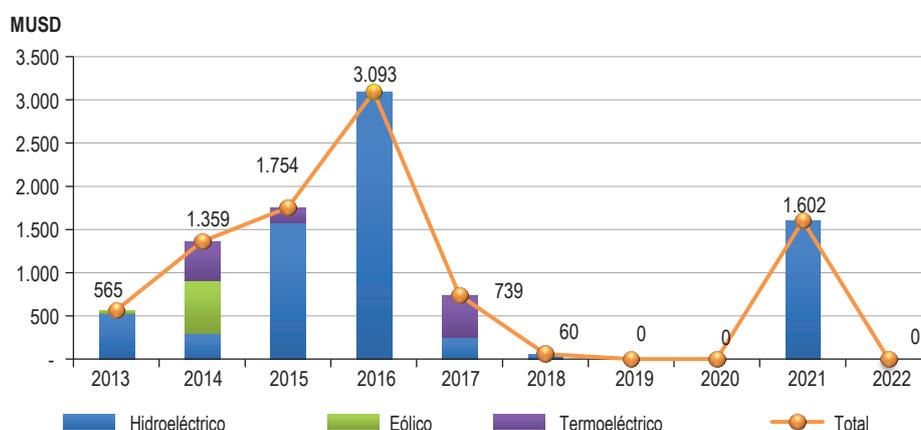


FIG. No. 6.1: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA

6.3.1.2 Activos de generación

Para esta actividad, se considera la entrada en operación de más de 34 nuevas centrales de generación, que junto con las existentes, se estima que producirán los 43.672 GWh de generación eléctrica para el año 2022. En lo que respecta a los activos, durante los diez años de análisis muestran un crecimiento de 267,65% al compararlos con el año inicial; pasando de USD 3.715,8 millones a USD 13.661,1 millones de dólares.

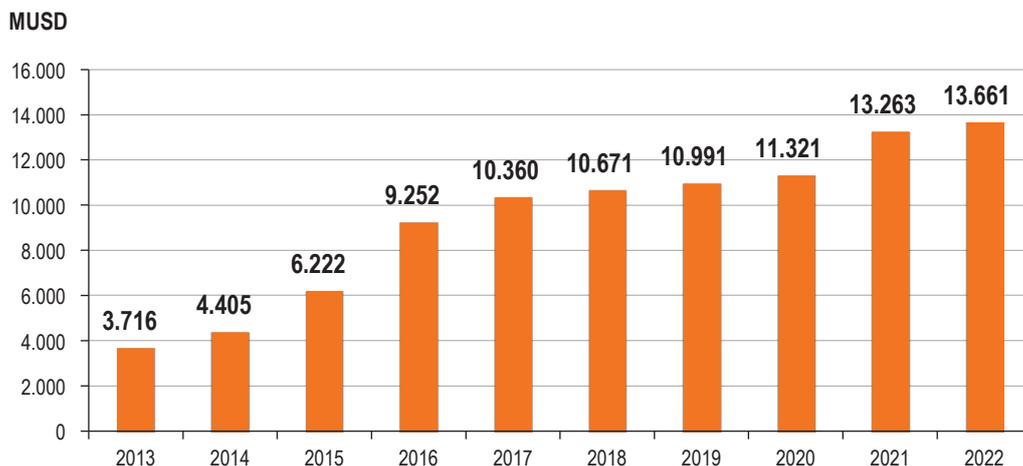


FIG. No. 6.2: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN

6.3.1.3 Costos de generación

6.3.1.3.1 Costos fijos de generación

Una vez definidos las centrales en operación y de acuerdo a la metodología para la asignación de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento se obtuvieron los siguientes resultados.

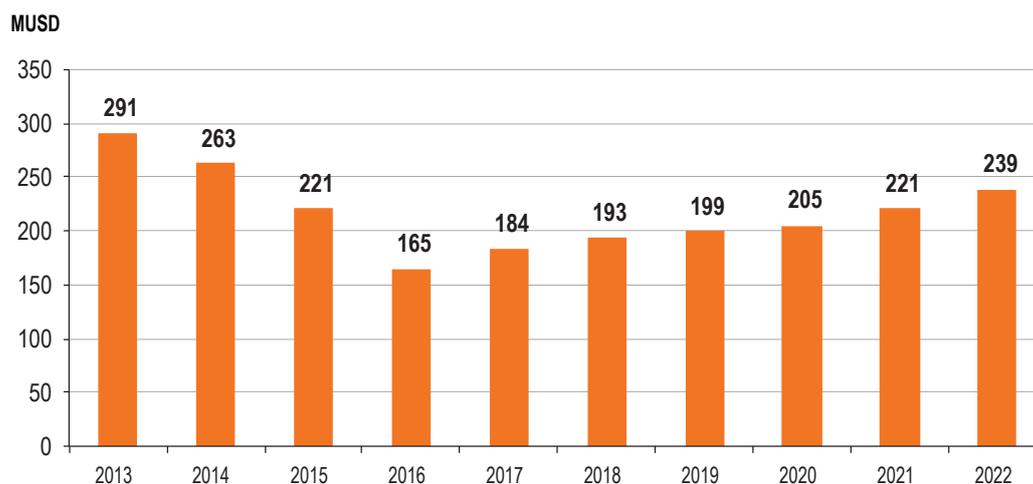


FIG. No. 6.3: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN

Si bien el patrón de comportamiento de los activos y de los costos de la etapa de generación son similares, en lo que respecta a los costos de Administración, Operación y Mantenimiento se observa que los costos al final del periodo de análisis son menores a los valores del año 2013.



6.3.1.3.2 Costos variables de generación

6.3.1.4. Análisis de los costos de producción de energía eléctrica

En la figura No. 6.4 se aprecia los resultados de la producción de energía del parque generador, por tipo de tecnología. En este escenario, se observa que la incorporación de cargas eléctricas grandes, como el ingreso de sistemas de cocción a gran escala, se mantendrá la dependencia de la energía producida con recursos térmicos.

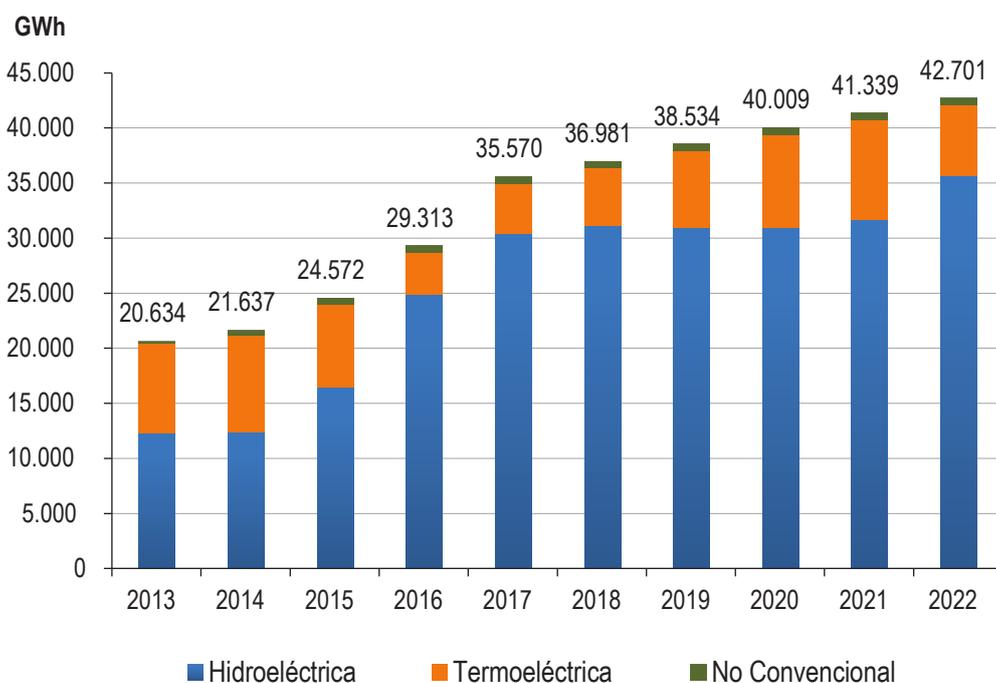


FIG. No. 6.4: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Año	Hidroeléctrica (GWh)	Termoeléctrica (GWh)	No Convencional (GWh)	Total (GWh)
2013	12.332	8.161	141	20.634
2014	12.418	8.858	362	21.637
2015	16.531	7.488	553	24.572
2016	24.999	3.761	553	29.313
2017	30.528	4.489	553	35.570
2018	31.244	5.185	553	36.981
2019	31.008	6.972	553	38.534
2020	31.020	8.436	553	40.009
2021	31.742	9.044	553	41.339
2022	35.729	6.420	553	42.701
Total	257.549	68.814	4.927	331.290

TABLA No. 6.4: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA

La figura No. 6.4, sirve como base para el análisis del comportamiento técnico que se tiene en el parque generador y permite, a la vez, establecer las variaciones de los costos que se tendrán en el mercado de generación debido a la necesidad de incrementar ciertas tecnologías de generación, principalmente, en un escenario en el que se consideren incrementos importantes en la demanda.

Además, muestra una herramienta de decisión para dinamizar el plan de expansión de la generación, ya que al evidenciarse la necesidad de generación térmica, posterior al ingreso de Coca-Codo Sinclair se deberá continuar inyectando inversiones a la construcción de centrales de generación nuevas y en la mejora de las existentes.

Un resultado importante, es el que se produce entre los años 2017 y 2021, ya que se evidencia que el aporte energético del parque generador hidroeléctrico se mantiene constante; y el incremento de la demanda es abastecido con la generación disponible, encontrándose entre éstas, las centrales de generación térmica, llegando a niveles de producción similares al que se presenta en los años 2013 y 2014. Lo expresado, permite intuir la importancia de las continuas inversiones que el parque generador de un país debe tener, a fin de mantener un nivel de reservas y costo adecuado de sus servicios, más aún en un escenario de cambio de la matriz energética, como el simulado en el presente PME, que en el Caso de estudio, se acentúa con el ingreso de la demanda de la energía eléctrica de los sistemas de cocción eléctrica, en gran cantidad.

Impacto en los Costos de Generación del aporte de las centrales de diferentes tecnologías.

Con las premisas del caso de generación, se obtienen los siguientes costos de generación:

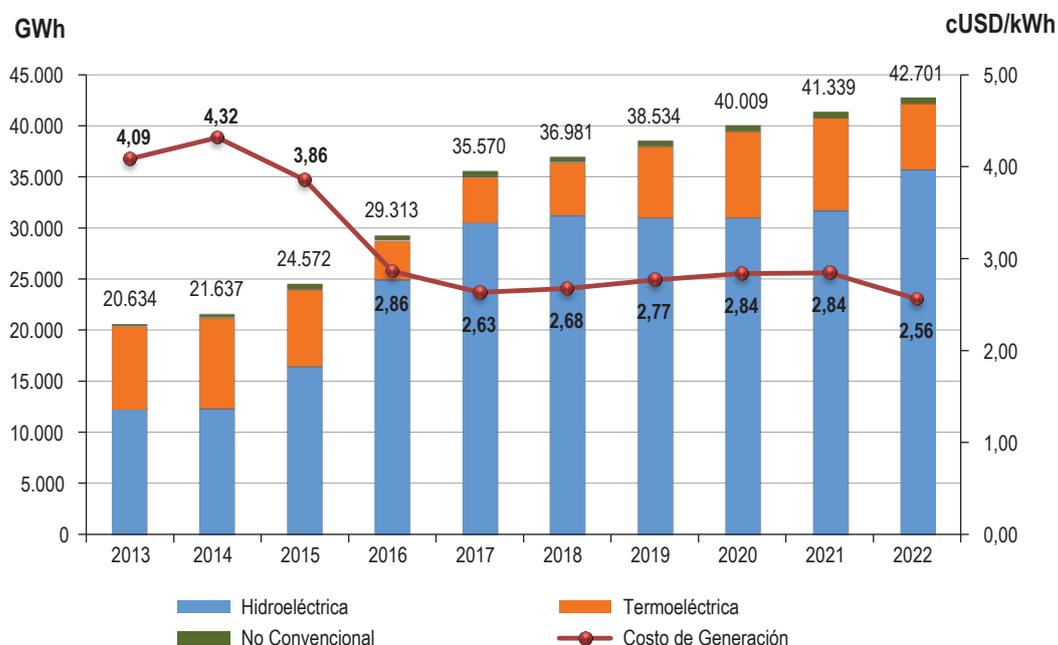


FIG. No. 6.5: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN vs COSTO DE PRODUCCIÓN

6.3.1.5 Costo medio de generación

Debido a que los costos fijos son prácticamente constantes en los dos escenarios de análisis, el Costo Medio de Generación, varía directamente con el costo de producción, realizando la necesidad de prescindir en lo posible de la generación térmica, para mantener un costo de producción bajo. Obviamente, el comentario se realiza únicamente sobre aspectos energéticos y de costos, debido a que en el ejercicio real del S.N.I., siempre será necesaria la generación térmica, para aspectos técnicos de operación.

Los resultados del Costo Medio de Generación anual para el escenario analizado, es el siguiente:

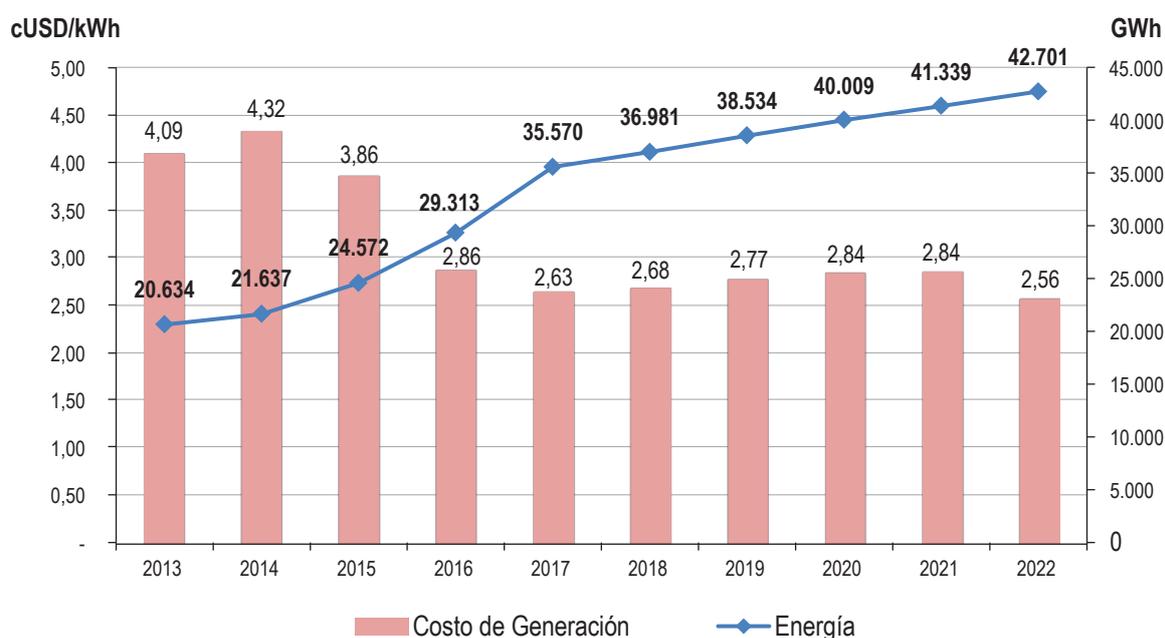


FIG. No. 6.6: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE GENERACIÓN

6.3.2 Expansión de la transmisión

6.3.2.1 Inversión en transmisión

Para la actividad de transmisión, el monto total que se requiere para cubrir el crecimiento de demanda eléctrica alcanza los USD 1.027 millones de dólares entre los años 2013 y 2022. En la tabla No. 6.5, se puede observar que las inversiones se concentran en Líneas de Transmisión y Subestaciones.

TABLA No. 6.5: DETALLE DE INVERSIÓN, PERIODO 2013 - 2022

Componente	Presupuesto (MUSD)	Participación Individual (%)	Participación Total (%)
Líneas de Transmisión	382	37,18	37,18
Nivel I (138 kV)	8	2,09	
Nivel II (230 kV)	127	33,32	
Nivel III (500 kV)	247	64,59	
Subestaciones	645	62,82	62,82
Reducción	42	10,95	
Elevación	296	77,62	
Seccionamiento	307	80,41	
Total	1.027		100

En la figura No. 6.7 y tabla No. 6.6 se observan los montos anuales.

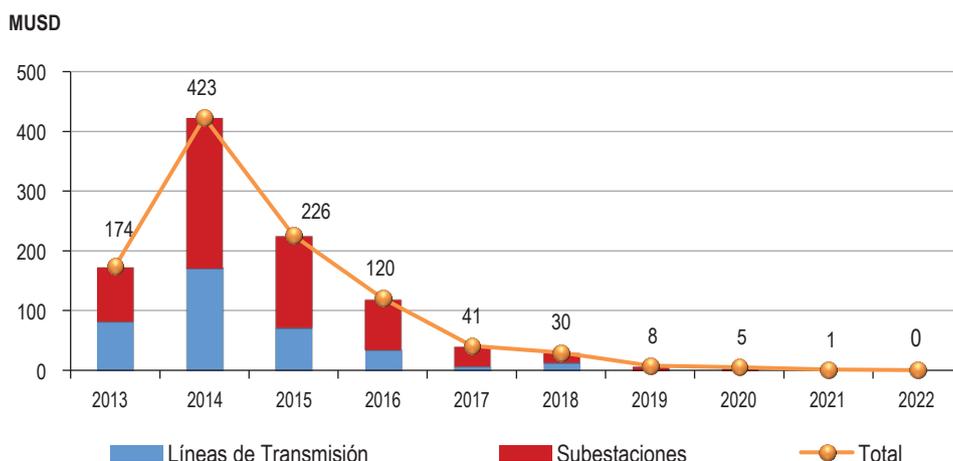


FIG. No.6.7: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ETAPA FUNCIONAL

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Líneas de Transmisión	81,75	171,21	72,20	34,63	8,06	13,85	-	-	-	-
Nivel I (138 kV)	4,64	0,18	0,18	0,18	0,84	1,96	-	-	-	-
Nivel II (230 kV)	48,93	35,26	18,37	5,51	7,22	11,89	-	-	-	-
Nivel III (500 kV)	28,18	135,77	53,65	28,94	-	-	-	-	-	-
Subestaciones	92,40	251,81	153,68	85,34	32,54	15,84	7,74	4,69	0,94	-
Reducción	12,34	9,74	4,55	0,00	2,91	6,29	2,18	2,83	0,94	-
Elevación	43,19	66,61	85,19	54,71	29,63	9,55	5,56	1,85	-	-
Seccionamiento	36,87	175,47	63,95	30,63	-	-	-	-	-	-
Total	174,15	423,02	225,89	119,97	40,61	29,69	7,74	4,69	0,94	-

TABLA. No. 6.6: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ETAPA FUNCIONAL (MUSD)

6.3.2.2 Activos de transmisión

Los nuevos requerimientos de inversión para la actividad de transmisión, dadas las particularidades del plan de expansión, generan un crecimiento del 82,87% de los activos en operación, cifra que para el 2013 suma USD 931,9 millones de dólares y hasta el 2022 alcanzaría los USD 2.267,9 millones de dólares, como se muestra en la figura No. 6.8.

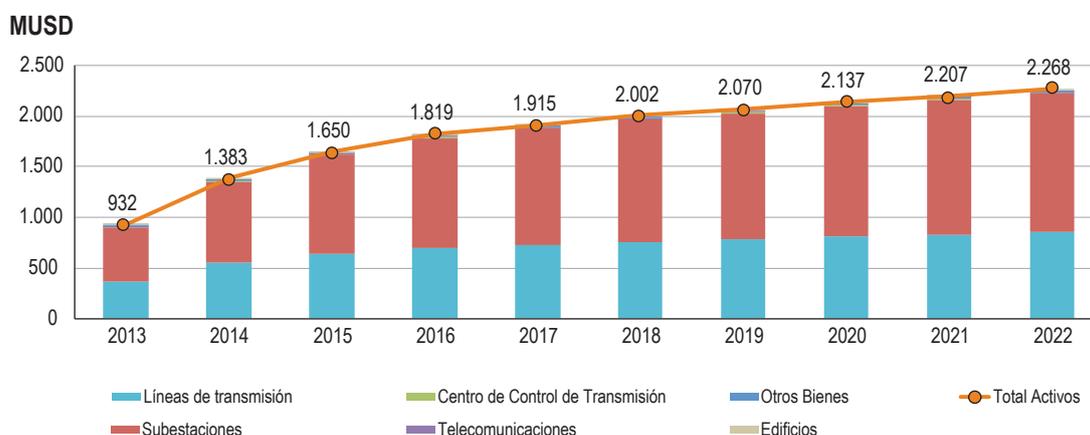


FIG. No.6.8: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN



TABLA. No.6.7: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN (MUSD)

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Líneas de transmisión	372,71	555,10	643,95	697,90	726,90	762,56	785,44	809,00	833,27	858,27
Subestaciones	525,03	792,59	970,05	1.084,49	1.149,57	1.199,89	1.243,63	1.285,63	1.325,14	1.364,90
CCT	6,57	6,77	6,97	7,18	7,40	7,62	7,85	8,08	8,33	8,58
Telecomunicaciones	9,82	10,12	10,42	10,73	11,05	11,39	11,73	12,08	12,44	12,82
Otros bienes	8,54	8,80	9,06	9,34	9,62	9,91	10,20	10,51	10,82	11,15
Edificios	9,31	9,59	9,88	10,17	10,48	10,79	11,12	11,45	11,80	12,15
Total Activos	931,99	1.382,97	1.650,34	1.819,82	1.915,02	2.002,16	2.069,97	2.136,76	2.201,80	2.267,86

CCT: Centro de Control de Transmisión

De la figura No. 6.8 y tabla No. 6.7, se colige que alrededor del 80% se concentra en Líneas de Transmisión y Subestaciones, del total del activo.

6.3.2.2 Costos de transmisión

Una vez definidos los activos en operación para cada año, se procedió a definir los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento necesario para un manejo adecuado y eficiente del sistema de transmisión. Los resultados se muestran en la figura No. 6.9.

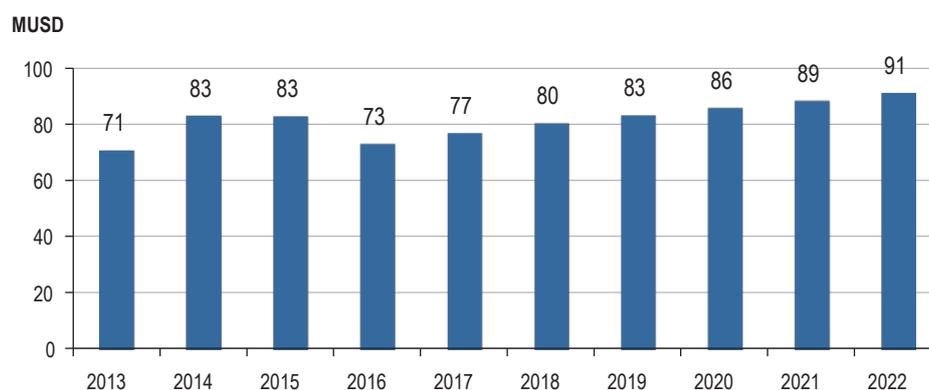


FIG. No. 6.9: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN

La tendencia de los costos de transmisión es creciente, concordante con el incremento de los activos, dada la inversión a realizarse en todo el periodo de análisis.

Por otro lado, a pesar del incremento de activos y costos, al relacionar los costos (USD) con la energía a ser transmitida (kWh), se mantiene una tendencia decreciente, que se evidencia en la figura No. 6.10.

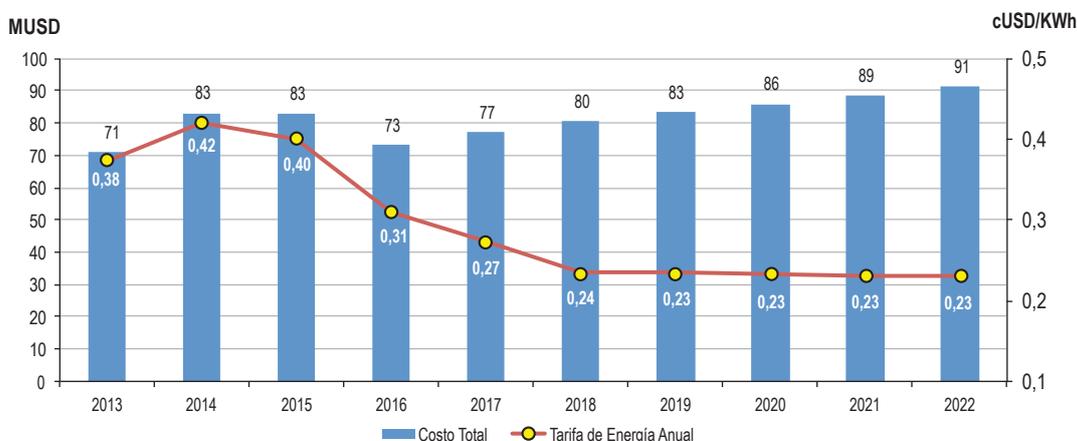


FIG. No. 6.10: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE TRANSMISIÓN

6.3.3 Expansión de la distribución

6.3.3.1 Inversión en distribución

El cambio de la matriz productiva, requiere de mayores niveles de inversión en la etapa de distribución. La cual, al final del periodo de análisis se estima atenderá a alrededor de 6 millones de consumidores. En lo que respecta a las ventas de energía, esta mantiene una tendencia creciente, concordante con el crecimiento de consumidores, sin embargo, se observa una variación importante para los años 2016 y 2017. Esto se debe a que se estima para esos años la incorporación de las cocinas eléctricas, lo que generaría un mayor requerimiento de energía eléctrica.

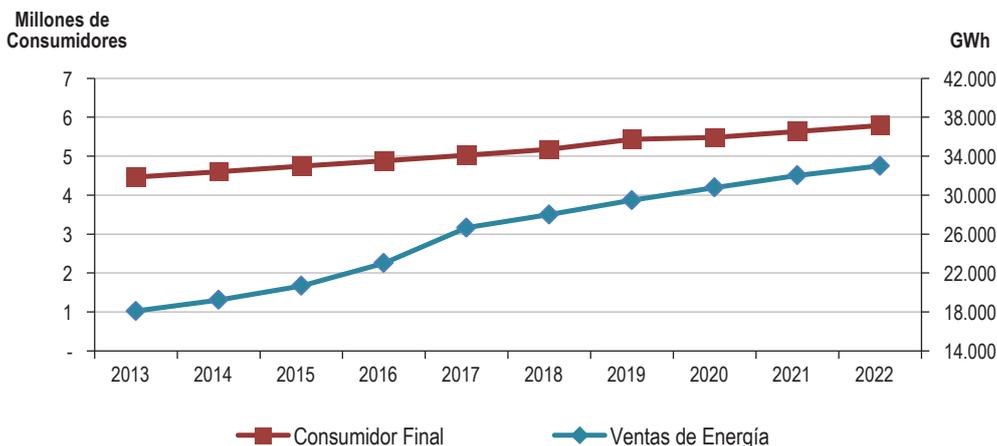


FIG. No. 6.11: EVOLUCIÓN CLIENTES VS VENTA DE ENERGÍA

En lo que respecta a distribución, el monto total de inversión requerido suma USD 3.377,7 millones, como se presenta en la tabla No. 6.8.



TABLA No. 6.8: DETALLE DE INVERSIÓN

CONCEPTO	PRESUPUESTO (MUSD)	PARTICIPACIÓN (%)	PARTICIPACIÓN SECCIÓN (%)
Acometidas y Medidores	539,48	15,97	54,87
Redes Secundarias	1.313,95	38,90	
Trasformadores de Distribución	52,43	1,55	11,29
Alimentadores Primarios	328,97	9,74	
Subestaciones	720,10	21,32	29,10
Líneas de Subtransmisión	262,92	7,78	
Instalaciones Generales	159,85	4,73	0,07
Total	3.378	100	95,34

De la inversión adicional, dada la incorporación de las cocinas eléctricas, se puede mencionar que el 29,10% será dedicado para subestaciones y líneas de subtransmisión; y, el 54,87% para acometidas y medidores y redes secundarias.

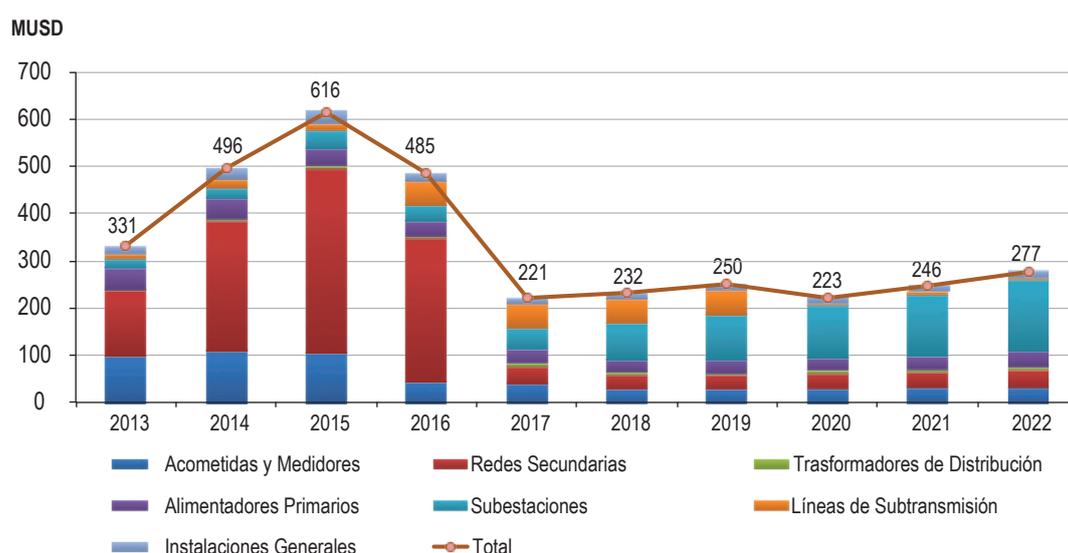


FIG. No. 6.12: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Acometidas y Medidores	97,13	107,94	104,43	43,68	37,73	28,14	28,40	29,79	30,46	31,77
Redes Secundarias	142,12	277,60	391,64	303,73	38,73	29,94	30,02	31,26	33,44	35,48
Trasformadores de Distribución	0,03	4,42	4,93	3,29	7,05	6,63	3,81	7,46	6,83	7,98
Alimentadores Primarios	45,76	42,30	38,56	33,81	27,82	26,98	27,44	25,78	25,80	34,73
Subestaciones	20,51	22,33	36,85	33,97	45,41	74,82	95,53	112,17	130,07	148,42
Líneas de Subtransmisión	10,22	17,78	12,87	50,09	52,65	52,98	51,89	2,83	6,87	4,74
Instalaciones Generales	15,35	23,46	26,57	16,66	11,71	12,67	13,42	13,65	12,55	13,83
Total	331,12	495,82	615,85	485,23	221,08	232,17	250,50	222,95	246,02	276,95

TABLA No. 6.9: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN (MUSD)

En la figura No. 6.12, se evidencia la inversión total que se realizará en la etapa de distribución para los 10 años de análisis.

En la tabla No. 6.10, se puede apreciar la participación en la inversión por cada una de las empresas de distribución que operan en el país.

TABLA No. 6.10: DETALLE DE INVERSIÓN

Empresa	Presupuesto (MUSD)	Participación (%)
CNEL-Bolívar	41,91	1,24
CNEL-El Oro	172,28	5,10
CNEL-Esmeraldas	44,92	1,33
CNEL-Guayas Los Ríos	211,27	6,25
CNEL-Los Ríos	87,43	2,59
CNEL-Manabí	327,46	9,69
CNEL-Milagro	57,16	1,69
CNEL-Sta. Elena	196,68	5,82
CNEL-Sto. Domingo	189,31	5,60
CNEL-Sucumbios	114,39	3,39
CNEL	1.442,80	42,72
E.E. Ambato	192,86	5,71
E.E. Azogues	24,64	0,73
E.E. Centro Sur	558,08	16,52
E.E. Cotopaxi	58,32	1,73
E.E. Galápagos	51,45	1,52
E.E. Norte	89,96	2,66
E.E. Quito	387,31	11,47
E.E. Riobamba	47,63	1,41
E.E. Sur	124,87	3,70
Eléctrica de Guayaquil	399,78	11,84
Total	3.377,70	100,00

Del análisis efectuado a los montos para expansión del sistema, se tiene que el 42,72% se concentra en la CNEL, el 16,52% en la Empresa Eléctrica Centro Sur y el 11,84% en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.

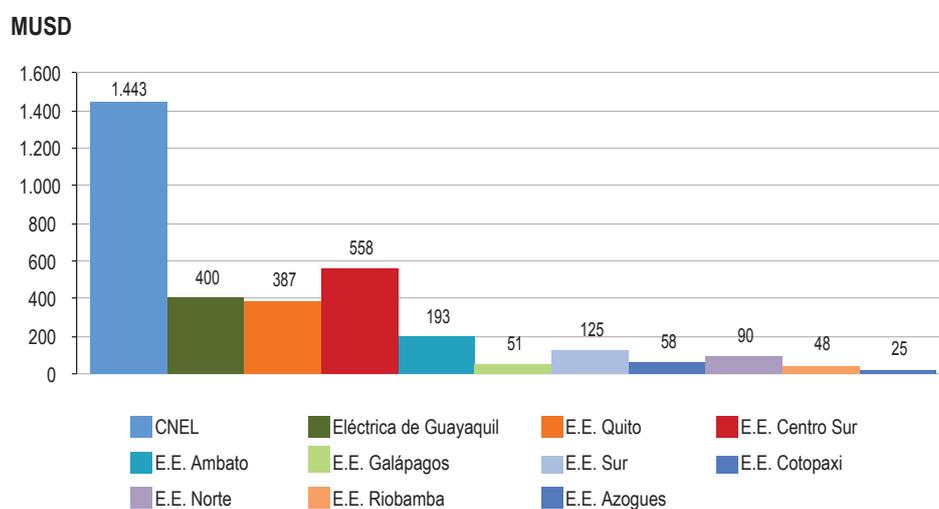


FIG. No. 6.13: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA



6.3.3.2 *Activos en distribución*

Para distribución, los activos en servicio de cada una de las empresas, presenta un importante crecimiento; si se los observa como un conjunto, los activos totales del sistema de distribución para el 2013 alcanzan los USD 3.157,6 millones, mientras que para el 2022 suman USD 7.401,1 millones.

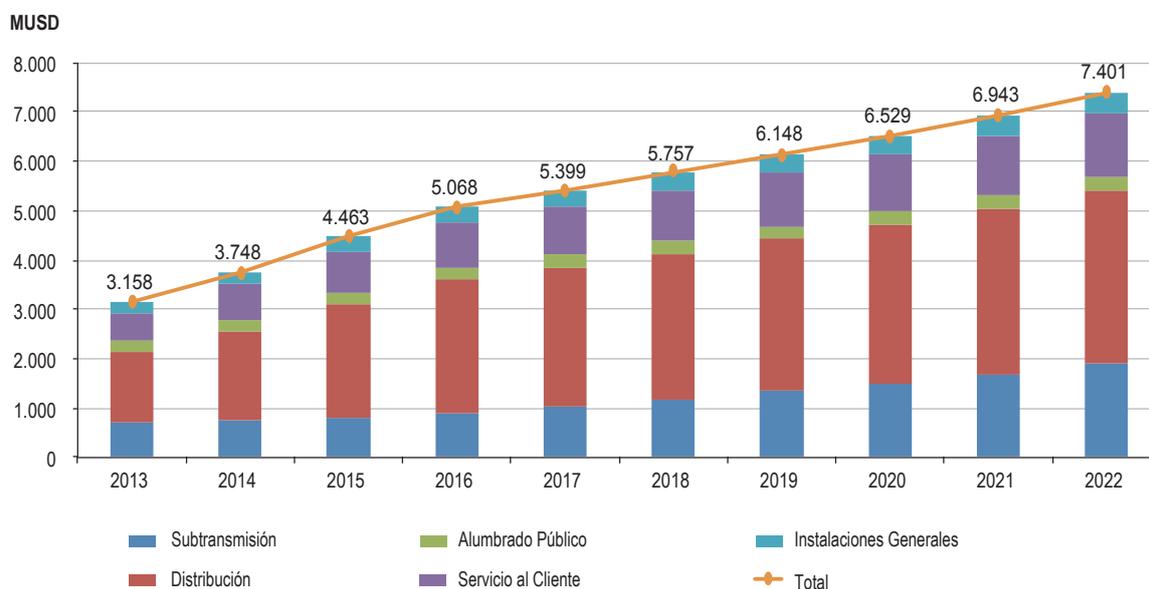


FIG. No. 6.14: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS EN DISTRIBUCIÓN

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Subtransmisión	690,54	751,37	810,55	904,68	1.017,19	1.169,45	1.348,11	1.503,56	1.685,61	1.889,35
Distribución	1.453,04	1.820,95	2.310,70	2.720,84	2.846,73	2.965,68	3.087,03	3.217,39	3.352,15	3.504,18
Alumbrado Público	209,49	215,77	222,25	228,91	235,78	242,85	250,14	257,64	265,37	273,34
Servicio al cliente	590,70	716,36	842,28	911,23	976,30	1.033,73	1.093,14	1.155,73	1.220,87	1.289,26
Instalaciones Generales	213,79	243,66	277,55	302,53	323,32	345,68	369,47	394,21	418,58	444,96
Total	3.157,56	3.748,11	4.463,33	5.068,20	5.399,32	5.757,39	6.147,90	6.528,54	6.942,59	7.401,09

TABLA No. 6.11: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS EN DISTRIBUCIÓN (MUSD)

6.3.3.3 *Costos en distribución*

De acuerdo a la metodología aplicada, en primer lugar se definen los activos en operación que año a año tendrán cada una de las empresas de distribución. Sobre la base de los mismos, se obtienen los costos necesarios para la administración, operación y mantenimiento.

Los Costos de operación y mantenimiento de distribución muestran una tendencia creciente durante los diez años de análisis. Este comportamiento es concordante con la tendencia de las inversiones a realizarse en esta etapa.

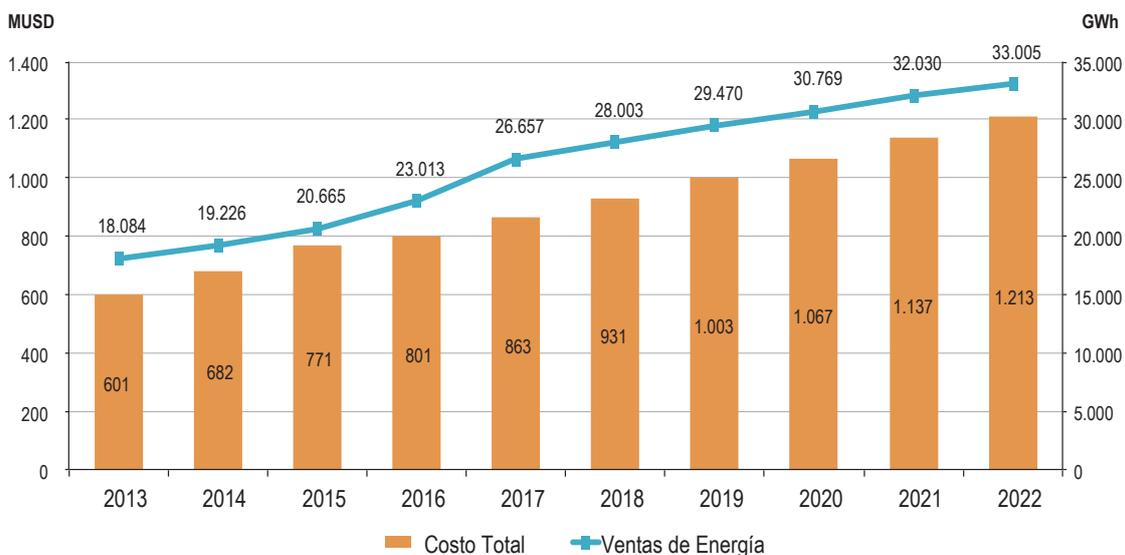


FIG. No. 6.15: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE DISTRIBUCIÓN

6.3.4 Inversión, costo del servicio, precio medio y déficit tarifario

Para atender la carga eléctrica, las actividades de transmisión y distribución consideran nuevos proyectos a ser incluidos en el período de análisis, así como para la actividad de generación, que a través del plan de expansión deberá cubrir la demanda. En resumen el monto total invertido en el 2012 fue de USD 2.198 millones; y, por invertirse entre el 2013 hasta el 2022 asciende a USD 11.619 millones; estas inversiones suman USD 13.817 millones y su participación por actividad se presenta en las figuras No. 6.16 y No. 6.17

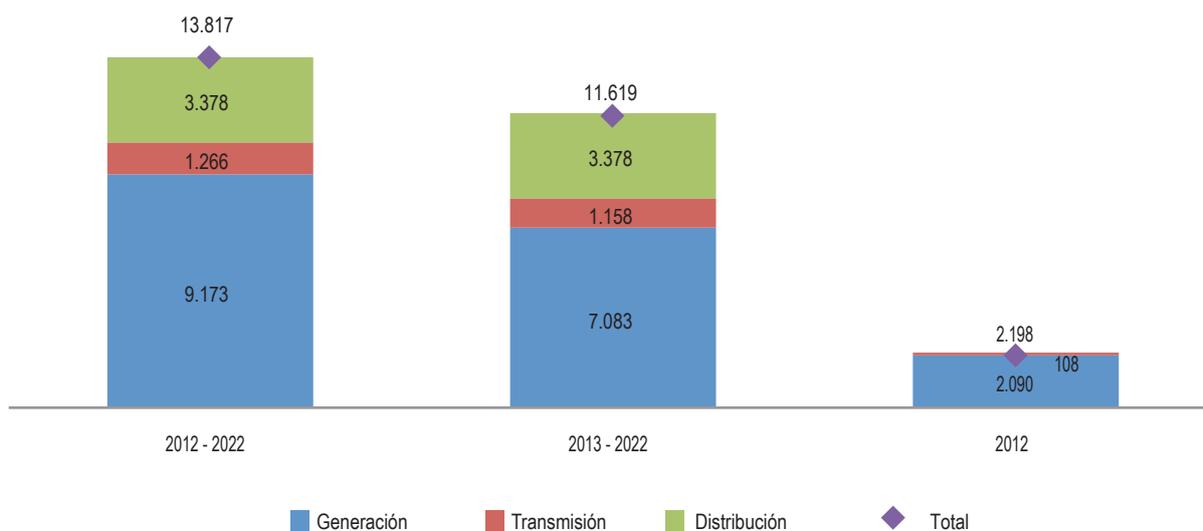


FIG. No. 6.16: INVERSIÓN DEL PME (MUSD)

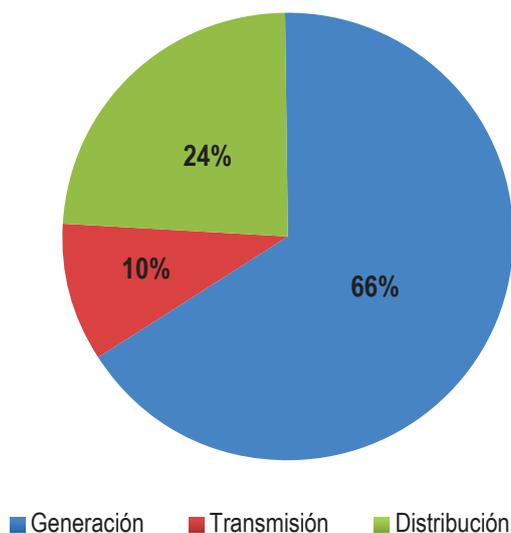


FIG. No. 6.17: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN POR ACTIVIDAD

Sobre la base de las premisas descritas anteriormente, en la figura No. 6.18 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.



FIG. No. 6.18: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

De la figura No. 6.18, se aprecia que en el período 2013 - 2015 el costo del servicio es mayor al resto de años de análisis, principalmente por el costo de generación. Situación que cambia a partir del 2016, año en el cual entran en operación las principales centrales de generación hidráulica, la cual desplaza la demanda de generación térmica.

Se reitera la premisa general de este Plan Maestro de Electrificación, señalando que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores aprobados para el 2012, lo que provoca un comportamiento del déficit tarifario, según lo siguiente:

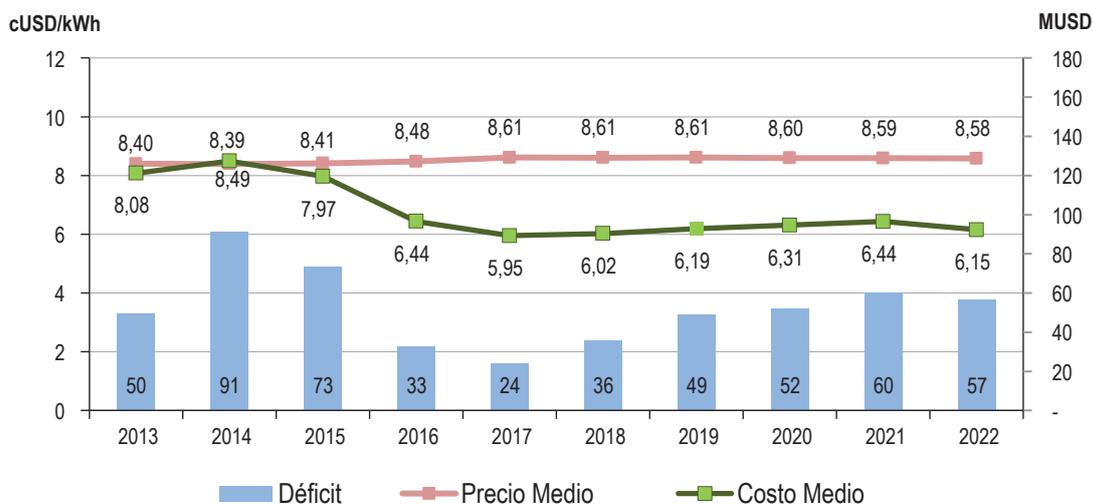


FIG. No. 6.19: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO

Finalmente, se estima un déficit tarifario que alcanzaría los USD 525 millones, del cual el 40,78% se concentra en los tres primeros años, debido a los altos costos del servicio presentados, principalmente por el costo de generación. Como se expuso anteriormente, con la entrada de las nuevas centrales de generación hidráulica en operación a partir del 2015, se desplaza la generación térmica y con ello el consumo de combustibles. En la figura No. 6.20, se observa la reducción del monto del subsidio al combustible que requerirá el sector eléctrico.

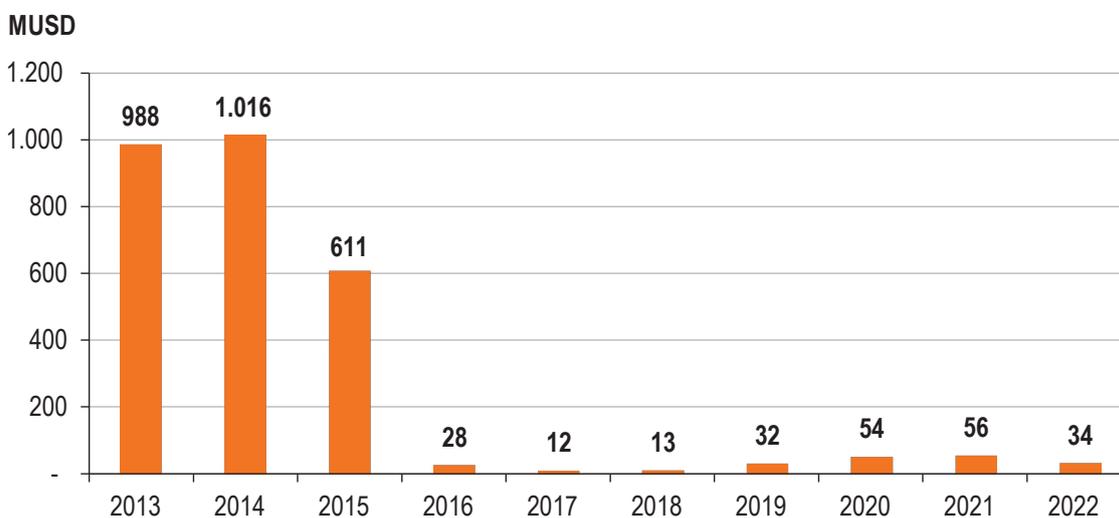


FIG. No. 6.20: EVOLUCIÓN DEL SUBSIDIO DE COMBUSTIBLE

De igual forma, al revisar el comportamiento histórico del déficit tarifario, se evidencia una importante reducción del mismo, comportamiento que se mantendrá durante todo el periodo de análisis, como se muestra en la figura No. 6.21.



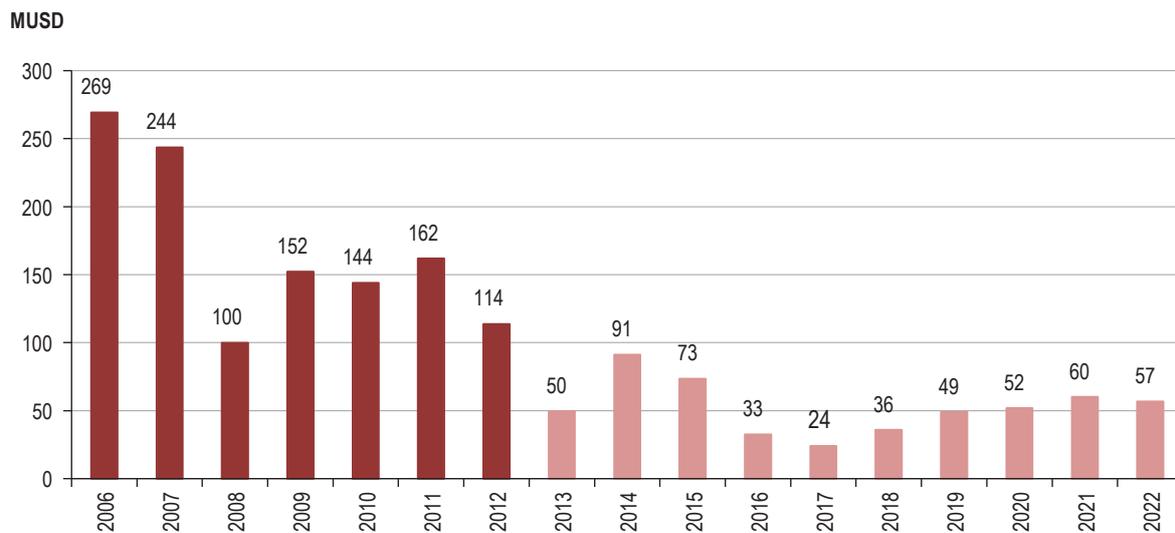


FIG. No. 6.21: EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO



Colaboradores

Comité Ejecutivo para la Elaboración del Plan Maestro

Dirección Ejecutiva (Presidente)

Andrés Chávez Peñaherrera

Coordinación Nacional de Gestión Estratégica (Gerente)

Santiago Flores Gómez

Coordinación Nacional de Control (Miembro)

Eduardo Cazco Castelli

Coordinación Nacional de Regulación (Miembro)

Byron Betancourt Estrella

Dirección de Control de la Generación (Miembro)

Andrés Bravo Almeida

Dirección de Regulación Económica (Miembro)

Geovanny Bonifaz Lliva

Dirección de Estudios Eléctricos y Energéticos (Miembro)

Ana Villacís Larco

Comité Operativo de Apoyo (Secretaria)

Patricia Bolaños Reyes

Coordinación General:

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Elaborado por:

Xavier Segura Guerrero, CONELEC

Pablo Arias Reyes, CONELEC

Mauro Erazo Páez, CONELEC

Víctor Calle García, CONELEC

Nicole Almeida Jarrín, CONELEC

Revisores:

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Ana Villacís Larco, CONELEC

Rodney Salgado Torres, CONELEC

Comisión de Revisión designada por Directorio:

Víctor Orejuela Luna, MEER

José Oscullo Lala, SENPLADES

Eduardo Cazco Castelli, CONELEC

Consolidación, Diseño y Diagramación

Investigación y Servicios en Mercados Energéticos

ENERESERCH Cía. Ltda.

Grafikos Creative Publicidad Cía. Ltda.

Impresión

Advantlogic Ecuador S.A.

Fotos Portada:



Aerogeneradores
Central Villonaco, Loja



Presas Central Mazar



Torre de Transmisión de
Alto Voltaje



Iglesia de San Francisco, Quito



AGENCIA BABAHOYO

Av. 10 de Agosto, entre Rocafuerte y Eloy Alfaro
Telf: 05 2737 076 - 2736 739 - 2736 627

AGENCIA CUENCA

Av. Florencia Astudillo s/n y Alfonso Cordero
Edificio Cámara de Industrias 4to. piso Of. 403
Telf: 07 2817 770

AGENCIA GUAYAQUIL

Cdla. La Garzota 1ra. Etapa,
Av. Guillermo Pareja Rolando
Edificio D'Bronce planta baja Of. 7
Telf: 04 2628 027 - 2627 838

AGENCIA QUITO

Av. Naciones Unidas E7-71
y Av. de los Shyris
Telf: 02 2268 746 - 2268 744



Ministerio Coordinador
de **Sectores Estratégicos**



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable