

PME

Plan Maestro de ELECTRICIDAD 2016 - 2025



Ministerio de **Electricidad y Energía Renovable**

Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable,
Equipo Técnico Interinstitucional, Quito 2017.

Autoridades
Medardo Cadena – Ministro de Electricidad y Energía Renovable -MEER
Andrés Chávez – Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL
Gabriel Argüello – Director Ejecutivo del Operador Nacional de Electricidad, CENACE
Luis Ruales – Gerente General de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP
Alfredo Samaniego – Viceministro de Energía - MEER
Byron Betancourt – Coordinador Nacional de Regulación del Sector Eléctrico, ARCONEL
Max Molina – Gerente Nacional de Planeamiento Operativo, CENACE
Geovanny Pardo – Gerente CELEC EP – TRANSELECTRIC

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
Paúl Chiriboga, Cristina Arévalo, Víctor Orejuela, Ramiro Díaz, Ángel Echeverría, Francisco Madero, Esmeralda Tipán, Patricio Erazo, Jorge Peñaherrera, Xavier Segura, Diego Carrera, Cristhian Marcial, Patricio Pesántez, Diana Bravo, Martin Melo, María Jara, Gabriela Chango, Julisa Naranjo, Paulo Villalba, Luis Paredes

Agencia de Regulación y Control de Electricidad
Ana Villacis, Geovanny Bonifaz, Emilio Calle, Iván Sánchez, Rodney Salgado, Diego Salinas, Mauro Erazo, Soraya Ortiz, Nicole Almeida, Leonardo Moncada, Santiago Espinosa, Paola Andino, María León, Alonso Moreno, Fernando Arias, Ana López, Sara Dávila, Andrés Chiles

Operador Nacional de Electricidad
Verónica Flores, Roberto Aguirre

Corporación Eléctrica del Ecuador
Vicente Barrera, Jorge Ortiz, José Jara, Carlos Soria, Juan Plazarte, Juan Soria, Jhery Saavedra, Luis Pesántez, Washington Varela

ISBN: 9789942221537
Edición, Diseño Gráfico: Media Naranja Publicidad,
Santiago Nieto, Gabriel Roldós, Wilver Santana
Impresión: Media Naranja Publicidad



Ingeniero Medardo Cadena Mosquera
Ministro de Electricidad y Energía Renovable

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER, acorde con su naturaleza jurídica de órgano rector y planificador del sector eléctrico; y en cumplimiento de las atribuciones y los deberes establecidos en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, ha elaborado, en coordinación con las entidades y empresas del sector eléctrico, el Plan Maestro de Electricidad, PME, para el período 2016 – 2025, en concordancia con las disposiciones Constitucionales, Legales y Reglamentarias vigentes, con el Plan Nacional de Desarrollo; así como también, con la política nacional emitida por el señor Presidente de la República.

Dentro de este contexto, en el Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025 se han considerado, entre otras; las siguientes disposiciones: la responsabilidad del Estado de la provisión del servicio público de energía eléctrica; el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, el sumak kawsay; la soberanía energética, sin detrimento de la soberanía alimentaria y sin afectación al derecho al agua; la sostenibilidad ambiental, la precaución, la prevención y la eficiencia en la prestación del servicio; la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como el aprovechamiento responsable de las energías renovables.

También se han considerado expresas disposiciones establecidas en Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en cuanto a garantizar que el servicio público de energía eléctrica

cumpla con los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia; garantizando el derecho de los consumidores o usuarios finales de recibir el servicio público de energía eléctrica, acorde los principios establecidos en la Ley.

En el contenido del Plan se identifican: los objetivos, las políticas, las estrategias, los indicadores de gestión y las metas; y, para cada etapa funcional de generación, transmisión y distribución: los planes, programas y proyectos de expansión y mejora; junto con los recursos requeridos y sus cronogramas de ejecución.

El Plan se presenta a través de varios capítulos, redactados en términos simples y de fácil comprensión, sin afectar la rigurosidad técnica.

El primer capítulo hace referencia a la situación actual del sector eléctrico y a su desarrollo durante la última década; constituyéndose en la línea base que sustenta el Plan de los próximos diez años. En este capítulo se evidencia "un antes", en el que el sector eléctrico ecuatoriano soportó la indolencia, la desinversión, las ineficiencias; que contrastaron con "un después", el de la "década ganada", en la cual el servicio eléctrico pasó a ser un servicio público estratégico y se constituyó en un eje esencial para el desarrollo económico y social del país.

El segundo capítulo está dedicado a la demanda de potencia y de energía eléctrica futuras, con sustento en: el análisis estadístico de los valores históricos; el establecimiento de hipótesis y de escenarios; la proyección de la demanda por categorías de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros consumos); la incorporación de cargas singulares correspondientes a desarrollos industriales que se conectarán a los sistemas de distribución; los efectos del plan de mejoramiento de los sistemas y los planes de eficiencia energética; así como los efectos de la Refinería del Pacífico y de las industrias estratégicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica), considerados por el gobierno nacional dentro del cambio de la matriz productiva.

Los siguientes tres capítulos están dedicados a cada una de las etapas funcionales del sistema eléctrico: la generación, la transmisión; y, la distribución y el alumbrado público.

El último capítulo está dedicado a los aspectos económicos y financieros requeridos por el Plan.

Se completa el contenido del Plan con los análisis de: "La Gestión de Riesgos", "La Integración Energética Regional" y "El Desarrollo Sustentable"; como aspectos indispensables dentro de la planificación.

Estamos seguros de que este Plan Maestro de Electricidad 2016 - 2025, que presentamos a la ciudadanía y a las autoridades del país, será el instrumento de gestión que guiará las acciones que competen a cada organismo e institución en los próximos diez años; para la ejecución oportuna de los proyectos de generación, transmisión, distribución, electrificación rural y alumbrado público; necesarios para garantizar un servicio de energía eléctrica de calidad, seguro y confiable, equitativo y a precio justo.



Doctor Andrés Chávez
Director Ejecutivo
Agencia de Regulación y Control de Electricidad

El Plan Nacional de Desarrollo/Plan Nacional para el Buen Vivir, compromete una articulación de los objetivos institucionales a la necesidad de fortalecer e innovar la visión de corto, mediano y largo plazo, con el propósito de aportar de manera protagónica al cambio de la matriz energética y productiva, cuyo aporte elemental corresponde al sector eléctrico.

Las instituciones públicas y privadas se convierten en gestores estratégicos en el desarrollo y crecimiento de nuestro país. En este sentido el papel de la ARCONEL se identifica como factor vital en la dinámica productiva de la sociedad ecuatoriana, coordinando y entregando información a todos y cada uno de los miembros como parte del servicio público, ratificando los derechos de los individuos y dotándolos de los instrumentos necesarios para tomar sus propias decisiones.

Conforme lo dispone la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RO 418, enero 16 de 2015) la ARCONEL, en su función de administrador del sistema único de información estadística del sector eléctrico, coordina y entrega información validada de generación, transmisión y distribución como insumo para la planificación y publicación del Plan Maestro de Electricidad (PME), con el objetivo de entregar al público en general los datos que permiten cuantificar el desarrollo del sector y reflejar sus altos estándares de calidad y accesibilidad.

Bajo esa perspectiva se evidencia los avances significativos que ha tenido el sector en la última década, conforme a los objetivos que se ha propuesto el Gobierno Nacional, más aún cuando el PME constituye el instrumento fundamental que

el sector eléctrico debe observar. Por esta razón, en sintonía con las políticas y objetivos que se desprenden del Plan Nacional de Desarrollo, los emitidos por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), se formula el Plan Maestro de Electricidad, para el período 2016 – 2025 y que el MEER, pone a disposición del país.

En la línea de lo mencionado, la ARCONEL comparte con el MEER la publicación del Plan Maestro de Electricidad, el cual permite poner a consideración de la ciudadanía los datos relevantes referentes a la infraestructura y transacciones de generación, transmisión y distribución de energía.

Este documento evidencia la transparencia de la gestión pública y los notables avances del sector, con la aspiración de convertirse en un instrumento de consulta e investigación para los actores directos e indirectos del sector eléctrico, como también para solventar intereses académicos y de la ciudadanía en general.



Ingeniero Gabriel Argüello Ríos
Director Ejecutivo
Operador Nacional de Electricidad

En el marco de los Objetivos Nacionales de Desarrollo, la energía eléctrica es el pilar fundamental y esencial para abastecer, dinamizar y optimizar los procesos industriales, comerciales y residenciales del Ecuador. El Plan Maestro de Electrificación, bajo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, optimiza el uso de recursos de generación de energía eléctrica aprovechando el potencial energético basado en fuentes renovables, incentiva el uso eficiente y el ahorro de energía, propendiendo un servicio con la más alta cobertura, calidad y seguridad. El plan tiende a fortalecer el desarrollo nacional otorgando seguridad energética al país, incluyendo tecnologías que utilicen los recursos con eficiencia, confiabilidad, economía y respeto a la naturaleza, es decir, procurando alcanzar un sistema energético inteligente de desarrollo sostenible que beneficie a la sociedad.

El Plan Nacional de Electrificación es un esfuerzo interinstitucional e interdisciplinario. En este contexto, el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, entre las delegaciones que le otorga la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, es la entidad responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo, de la preservación de la eficiencia global del sector y de resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado. Realiza la supervisión operativa que permite detectar, de manera temprana, las necesidades que el sistema eléctrico requiere, para mantener las características

deseadas en el servicio durante horizontes de largo, mediano y corto plazo.

CENACE, consciente de su altísima responsabilidad con un servicio vital para la sociedad, desarrolla sus procesos para que la gestión del suministro en condiciones de seguridad, calidad y economía, se visibilice en tiempo real. Para cumplir con su rol, el Operador Nacional cumple estándares de alta exigencia y excelencia, para ello, asume su compromiso promoviendo la especialización y mejorando sus procesos mediante la ciencia aplicada, para lo cual ha definido dentro sus estrategias la implementación de tecnologías avanzadas para la operación del Sistema Nacional Interconectado, al cual se le ha denominado "Incorporación de Inteligencia en el Sistema de Generación y Transmisión del Ecuador", basado en la potenciación de los sistemas actuales SCADA/ EMS,WAMS, SPS y Simulador de Tiempo Real.

Con el Plan Maestro de Electrificación, se confirma que Ecuador ha ingresado a la época de la convergencia y fusión acelerada entre energía, comunicaciones, Internet y energías renovables, en una dirección que se la ha denominado la "democratización de la energía", en la que la energía fluye en cualquier sentido para incrementar la seguridad, la eficiencia, y la disminución de la huella de carbono. Esfuerzo nacional que procura mantener el acceso de la población a un servicio de calidad.

Este es el concepto de la red inteligente o red eléctrica del siglo XXI, que incorpora en forma intrínseca, una producción y consumo ético de la energía. El Ecuador ha trazado su hoja de ruta hacia el 2030 en la cual CENACE está totalmente inmerso y comprometido en este desarrollo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1 Resumen Ejecutivo

1.1 Transformación y Situación actual del Sector Eléctrico 30

1.2 Resultados del Estudio de la Demanda Eléctrica 30

1.2.1. Línea Base 30
1.2.2. Resultados 30

1.3 Resultados de la Expansión de la Generación 33

1.3.1 Línea Base 33
1.3.2 Resultados 34

1.4 Resultados de la Expansión de la Transmisión 38

1.4.1 Línea Base 38
1.4.2 Resultados 39

1.5 Resultados de la Expansión y Mejoras de la Distribución 40

1.5.1 Línea Base 40
1.5.2 Cobertura Eléctrica 41
1.5.3 Pérdidas de Energía 41
1.5.4 Luminarias a Instalarse 41
1.5.5 Modernización y Automatización de los Sistemas de Información de la Distribución 42
1.5.6 Resultados de la Expansión y Mejoras de la Distribución 42

1.6 Resultados del Análisis Económico Financiero 44

1.6.1 Resultados 44
1.6.2 Resultados Caso Base 45
1.6.3 Resultados Caso Matriz Productiva 50

2 Transformación y Situación Actual del Sector Eléctrico

2.1 La Transformación del Sector Eléctrico en la Ultima Década 58

2.1.1 Soberanía Energética y Cambio de la Matriz Eléctrica 58
2.1.2 Sector Eléctrico Consolidado y Sostenible 59

2.1.2.1 Nueva Institucionalidad - Reseña de la Normativa 59
2.1.2.2 La Recuperación del Rol de la Planificación 61

2.1.3 Mejora en la Gestión 62
2.1.4 Cambio de Cultura para el Uso Eficiente de la Energía 64

2.1.5 Programa Cocción Eficiente - PEC 65
2.1.6 Programa para la Renovación de Equipos de Consumo Energético Ineficiente (RENOVA) 66
2.1.7 Integración Energética Regional 66

2.2 Situación Actual del Sector Eléctrico 66

2.2.1 Demanda de Energía Eléctrica 66
2.2.2 Generación de Energía Eléctrica 71
2.2.3 Transmisión y Subtransmisión de Energía Eléctrica 77
2.2.4 Distribución de Energía Eléctrica 81

2.3 Transacciones Internacionales de Energía 86

2.3.1 Importación de Energía 86
2.3.2 Exportación de Energía 87
2.3.3 Abastecimiento en Zonas Fronterizas y sus Características 88

3 Estudio de la Demanda Eléctrica

3.1 Generalidades 92

3.1.1 Introducción 92
3.1.2 Antecedentes 92
3.1.3 Objetivo General 92
3.1.4 Objetivos Específicos 93

3.2 Estudio Global de la Demanda Eléctrica S.N.I 93

3.2.1 Evolución de la Demanda Eléctrica 93
3.2.2 Variables Consideradas para la Proyección Global de la Demanda 96
3.2.3 Método de Estimación y Proyección 99
3.2.4 Resultados de la Proyección de la Demanda por Grupos de Consumo 104

3.3 Energía y Potencia por Etapa Funcional 106

3.3.1 Estructura de Ventas de Energía 107
3.3.2 Proyección de Usuarios y Venta de Energía por Distribuidora 107
3.3.3 Pérdidas de Energía 109
3.3.4 Determinación de los Requerimientos de Energía 111
3.3.5 Determinación de los Requerimientos de Potencia 113

3.4 Hipótesis de Estudio 114

3.4.1 Hipótesis No. 1 114
3.4.2 Hipótesis No. 2 114
3.4.3 Hipótesis No. 3 117
3.4.4 Hipótesis No. 4 118

3.4.5 Hipótesis No. 5 118
3.4.6 Sensibilidad de la Proyección 119
3.4.7 Resultados de la Proyección Hipótesis No. 3, Caso Base 119
3.4.8 Resultados de la Proyección Hipótesis No. 5, Caso Matriz Productiva 123

3.5 Estudio de la Demanda Eléctrica del Sistema Galápagos 128

3.5.1 Información General 128

3.6 Anexos 132

3.6.1 Previsión de la Demanda por Empresa Distribuidora 132
3.6.2 Mapas Demanda de Energía y Potencia por Áreas de Concesión 154

4 Expansión de la Generación

4.1 Introducción 162

4.2 Objetivo General 162

4.3 Objetivos Específicos 162

4.4 Políticas 162

4.4.1 Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos 163
4.4.2 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable 163

4.5 Elementos Básicos Utilizados en el Análisis 164

4.5.1 Crecimiento de la Demanda 164
4.5.2 Interconexiones Internacionales 166
4.5.3 Infraestructura Existente 166

4.6 Recursos para Generación Eléctrica 169

4.6.1 Potencial Hidroeléctrico 170
4.6.2 Potencial de Otras Fuentes Renovables 170

4.7 Centrales Recientemente Incorporadas, Proyectos en Construcción y Estudios 171

4.7.1 Centrales Recientemente Incorporadas 171
4.7.2 Proyectos en Construcción 172
4.7.3 Proyectos con Título Habilitante 173
4.7.4 Proyectos Declarados de Alta Prioridad 173

4.8 Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025 del S.N.I 173

4.8.1 Modelos OPTGEN y SDDP 174
4.8.2 Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025 174
4.8.3 Reservas de Potencia y Energía del S.N.I. PEG 2016 - 2025 182

4.8.4 Consumo de Combustibles y Emisiones de CO_2 188
4.8.5 Inversiones Estimadas en el PEG 2016 – 2025 del S.N.I 192

4.9. Plan de Expansión de Generación en el Sistema Aislado Galápagos 195

4.9.1 Antecedentes Iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en Galápagos” 195
4.9.2 Matriz de Generación de Energía Eléctrica 195
4.9.3 Infraestructura Existente en Galápagos 196
4.9.4 Plan de Expansión de la Generación para Galápagos 200
4.9.5 Proyectos de Energía en Sistemas Aislados 205

4.10 Anexos 206

4.10.1 Anexo No 4.1: Centrales de Generación Existentes Ordenadas de Mayor a Menor Potencia Efectiva 206

4.10.2 Anexo No. 4.2 Proyectos Hidroeléctricos del Inventario de Recursos Energéticos 214

4.10.3 Anexo No.4.3: Proyectos de Generación en Fase de Estudios 221

4.10.4 Anexo No. 4.4: Flujograma del Proceso de Planificación de la Expansión de la Generación 225

4.10.5 Anexo No. 4.5: Índices Utilizados en el Diagnóstico de la Generación en el S.N.I 226

5 Expansión de la Transmisión

5.1 Introducción 230

5.2 Objetivo 230

5.3 Políticas 230

5.4 Expansión del Sistema de Transmisión 231

5.5 Situación Actual del Sistema Nacional de Transmisión 231

5.5.1 Topología Actual del Sistema Nacional de Transmisión 231

5.6 Plan de Expansión de la Transmisión 2016 – 2025 246

5.6.1 Información Base 246
5.6.2 Ámbito para el Análisis del Plan 246
5.6.3 Hipótesis y Parámetros para Valoración 246

5.7 Proyectos de Expansión de la Transmisión 247

5.7.1 Expansión del SNT en el Corto y Mediano Plazo, (2016 – 2020) 247

5.7.2 Expansión del SNT Caso Base, 2021-2025 261
5.7.3 Expansión del SNT Caso Matriz Productiva, 2021-2025 265
5.7.4 Calidad de Servicio: Reposición de Activos de Transmisión 268
5.7.5 Requerimiento Presupuestario del Plan de Expansión Transmisión, 2016-2025 268

6 Expansión y Mejora de la Distribución

6.1 Introducción 272

6.2 Objetivo General 272

6.3 Objetivos Específicos 272

6.4 Políticas 273

6.4.1 Lineamientos y Estrategias 273

6.5 Situación Actual de la Distribución 275

6.5.1 Áreas Geográficas y Prestación del Servicio 275
6.5.2 Cobertura del Servicio Eléctrico 277
6.5.3 Infraestructura de Subtransmisión 277
6.5.4 Infraestructura de Distribución 279
6.5.5 Infraestructura de Alumbrado Público 280
6.5.6 Reconstrucción de Zonas Afectadas por el Terremoto del 16 de Abril de 2016 280
6.5.7 Comercialización 282
6.5.8 Facturación y Recaudación 283
6.5.9 Pérdidas de Energía Eléctrica 284
6.5.10 Modernización del Sector de la Distribución 285

6.6 Plan de Expansión y Mejora de la Distribución 2016-2025 287

6.6.1 Metas 287
6.6.2 Cobertura Eléctrica 287
6.6.3 Ejecución de los Recursos Financiados por el Presupuesto General Estado y con Recursos Propios 288
6.6.4 Pérdidas de Energía 288
6.6.5 Luminarias a Instalarse 289
6.6.6 Modernización y Automatización de los Sistemas de Información de la Distribución 289
6.6.7 Inversiones Estimadas en el PED 2016-2025 290

6.7 Reconstrucción los Sistemas Eléctricos Afectados por el Terremoto del 16 de Abril de 2016 292

6.8 Infraestructura Considerada en el Plan de Expansión de la Distribución 293

6.8.1 Transformadores de Subestaciones Periodo 2016-2025 293
6.8.2 Redes de Alto Voltaje Periodo 2016 – 2025 295

6.8.3 Redes de Medio Voltaje Periodo 2016 - 2025 297
6.8.4 Redes de Bajo Voltaje Periodo 2016 - 2025 298
6.8.5 Transformadores de Distribución 2016 - 2025 300
6.8.6 Medidores Periodo 2016 - 2025 302

7 Análisis Económico Financiero

7.1 Introducción 306

7.2 Generalidades 306

7.3 Resumen de Inversiones del PME 2016-2015 307

7.4 Costo del Servicio Eléctrico 307

7.4.1 Generación 309
7.4.2 Transmisión 309
7.4.3 Distribución 309

7.5 Escenarios de Análisis 310

7.5.1 Parámetros de Simulación 310

7.6 Análisis de Resultados 311

7.6.1 Caso Base 311
7.6.2 Caso Matriz Productiva 321

A Integración Energética Regional

A.1 Aspectos Relevantes en la Integración 334

A.1.1 Visión de la Integración Energética 334
A.1.2 Políticas Energéticas para el Sector Eléctrico 335
A.1.3 Evolución de la Normativa Supranacional para el Intercambio de Electricidad 336
A.1.4 Impacto de la Normativa Supranacional en los Intercambios de Electricidad 338

A.2 Intercambios de Electricidad 346

A.2.1 Características de la Infraestructura Usada para los Intercambios de Electricidad 346

A.2.2 Perspectivas de Futuros Reforzamientos de la Red de Transmisión 349

A.2.3 Estadística de los Volúmenes Energéticos 349

A.2.4 Estadística sobre la Valoración Económica de los Intercambios de Electricidad 352

A.2.5 Beneficios por el Intercambio de Electricidad 354

B Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico

B.1 Introducción 358

B.2 Objetivos de la Sustentabilidad en el Sector Eléctrico Ecuatoriano 360

B.3 Políticas del Sector Eléctrico para el Desarrollo del PME 2016 – 2025 360

B.4 Indicadores de Sustentabilidad del Sector Eléctrico 361

B.4.1 Indicador 1: Consumo de Combustibles Fósiles 362
B.4.2 Indicador 2: Calidad del Servicio Público de Energía Eléctrica 363
B.4.3 Indicador 3: Consumo de Energía Eléctrica por Habitante 363
B.4.4 Indicador 4: Pérdidas en la Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica 364
B.4.5 Indicador 5: Cobertura del Servicio Público de Energía Eléctrica 364
B.4.6 Indicador 6: Soberanía de Energía Eléctrica 364
B.4.7 Indicador 7: Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables 365
B.4.8 Indicador 8: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 366
B.4.9 Indicador 9: Emisiones de Contaminantes Comunes del Aire 368

B.5 Visión a Futuro - Estrategias para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico 370

B.5.1 Estrategia A: Promover el Cumplimiento del Cambio de la Matriz Energética 373
B.5.2 Estrategia B: Promover la Implementación y Certificación de Sistemas de Gestión Ambiental para el Fortalecimiento de Gestión Ambiental en el Sector Eléctrico 373
B.5.3 Estrategia C: Fomentar el Desarrollo de Programas de Educación Ambiental en el Sector Eléctrico 373
B.5.4 Estrategia D: Promover la Implementación de Proyectos de Generación con Energías Renovables 374
B.5.5 Estrategia E: Continuar y Fortalecer Planes de Incremento de Eficiencia 374
B.5.6 Estrategia F: Continuar con el Plan de Mejoramiento en el Servicio Público de Energía Eléctrica 375
B.5.7 Estrategia G: Dar Soporte a los Programas de Incremento de Asequibilidad a la Electricidad 376
B.5.8 Estrategia H: Establecer Plan de Reducción de Contenido de Azufre en Combustibles 376
B.5.9 Estrategia I: Determinación de Factores de Emisión de Contaminantes Comunes para Combustibles Usados en el Sector Eléctrico 376

B.6 Acciones Complementarias al Desarrollo Sustentable 382

C Gestión de Riesgos del Sector Eléctrico

C.1 Introducción 388

C.2 Antecedentes 388

C.3 Descripción de las Amenazas en el Ecuador 390

C.3.1 Principales Eventos Adversos en el Ecuador 391

C.4 Marco Constitucional, Legal y Normativa Nacional 397

C.4.1 Constitución de la República del Ecuador 397
C.4.2 Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPFP) 398
C.4.3 Plan Nacional de Desarrollo 398
C.4.4 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica 399
C.4.5 Acuerdo Ministerial No. 271 del 11 de Febrero de 2016 399
C.4.6 Manual del Comité de Gestión de Riesgos, Junio 2015 399

C.5 Políticas para la Gestión de Riesgos en el Sector Eléctrico Ecuatoriano 399

C.6 Análisis de la Situación Actual 400

C.6.1 Institucionalidad de la Gestión de Riesgos 400
C.6.2 Mecanismos de Articulación en el Sector Eléctrico 401

C.7 Lecciones Aprendidas 405

C.7.1 Ante la Probable Erupción del Volcán Cotopaxi 405
C.7.2 Ante el Terremoto del 16 de abril del 2016 410

C.8 Visión a Futuro - Lineamientos para un Sector Eléctrico Resiliente 414

ANX Anexos Mapas

Anx.1: Áreas de Prestación Servicio Eléctrico 419
Anx.2: Mapa Sistema Nacional de Transmisión 2016 421
Anx.3: Mapa Eléctrico 2016 423
Anx.4: Mapa Político del Ecuador con Ubicación de Centrales de Generación 425
Anx.5: Mapa del Potencial del Recurso Hídrico por Cuenca para Aprovechamiento Eléctrico 427
Anx.6: Mapa de Densidad de Potencia Media Anual del Viento del Ecuador 429
Anx.7: Mapa del Potencial del Recurso Solar y Geotérmico del Ecuador 431
Anx.8: Mapa del Potencial Bioenergético del Ecuador 433

ÍNDICE DE FIGURAS

1 Resumen Ejecutivo

Nro.

1-1: Expansión de la generación - Caso Base 35
1-2: Expansión de la generación - Caso Matriz Productiva 36
1-3: Participación de la inversión por actividad – Caso Base 45
1-4: Inversión por tipo de técnologia - Caso Base 45
1-5: Evolución del costo de generación 46
1-6: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Base 47
1-7: Evolución del costo de transmisión – Caso Base 47
1-8: Abonado vs venta de energía eléctrica 48
1-9: Inversión de capital en distribución por etapa funcional 49
1-10: Costos de distribución 49
1-11: Evolución de los costos del servicio eléctrico – Caso Base 49
1-12: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario 50
1-13: Participación de la inversión por actividad 50
1-14: Inversiones por tipo de tecnología – Caso Matriz Productiva 51
1-15: Evolución del costo de generación 51
1-16: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Matriz Productiva 52
1-17: Evolución del costo de transmisión – Caso Matriz Productiva 53
1-18: Abonado vs venta de energía eléctrica – Caso Matriz Productiva 53
1-19: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Matriz Productiva 54
1-20: Costos de distribución – Caso Matriz Productiva 54
1-21: Evolución de los costos del servicio eléctrico – Caso Matriz Productiva 55
1-22: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario 55

2 Transformación y Situación Actual del Sector Eléctrico

Nro.

2-1: Reducción del consumo de combustibles fósiles 59
2-2: Inversiones antes y durante la última década 61
2-3: Inversión anual por etapa funcional en la última década 61
2-4: Pérdidas de electricidad en los países de la Región 62
2-5: Cobertura de electricidad en los países de la Región 62
2-6: Evolución de Déficit tarifario 63
2-7: Compra - venta de electricidad de Ecuador 63
2-8: Demanda 2015 real vs proyectada 64
2-9 : Demanda máxima de potencia mensual 2015 y 2016 67
2-10: Demanda de potencia en el periodo 2007 -2016 67
2-11: Demanda mensual de energía S.N.I 68
2-12: Demanda anual de energía en el periodo 2007 -2016 68
2-13: Crecimiento de la potencia instalada 71
2-14: Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el S.N.I periodo 2007-2016 73
2-15: Líneas de Transmisión y Subtransmisión 77
2-16: Principales instalaciones del SNT al 2016 78
2-17: Cobertura eléctrica a nivel nacional 81
2-18: Áreas de prestación de servicio 82
2-19: Porcentaje de pérdidas, periodo 2007-2016 84
2-20: Evolución de la facturación y de la recaudación a nivel nacional 85
2-21: Infraestructura y telecomunicaciones modelo SIGDE 86

2-22: Energía importada 87
2-23: Energía exportada 87

3 Estudio de la Demanda Eléctrica

Nro.

3-1: Demanda eléctrica proyectada en el PME 2007-2016 vs Demanda Real 93
3-2: Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica – 2016 94
3-3: Comparación en la participación de la demanda de energía de los grupos de consumo años 2007 y 2016 95
3-4: Evolución de la energía facturada por grupo de consumo 2007 – 2016 96
3-5: Tasa de crecimiento del PIB 2007-2016 97
3-6: Tasas de variación anual del consumo de y PIB 2007-2016 97
3-7: Evolución y proyección de la población 1990-2030 98
3-8: Usuarios por grupo de consumo 2007-2016 98
3-9: Energía facturada por grupo de consumo 2007 –2016 99
3-10: Modelo de proyección de la demanda eléctrica 100
3-11: Evolución histórica y proyección de usuarios del sector residencial 101
3-12: Evolución histórica y proyección del consumo del sector residencial 101
3-13: Evolución histórica y proyección del consumo promedio por usuario residencial 102
3-14: Evolución histórica y proyección de usuarios comerciales 102
3-15: Evolución histórica y proyección del consumo del sector comercial 103
3-16: Evolución histórica y proyección de usuarios del sector industrial y otros 103
3-17: Evolución histórica y proyección del consumo del sector industrial y otros 104
3-18: Proyección del consumo del sector alumbrado público 104
3-19: Proyección de usuarios por grupos de consumo 105
3-20: Proyección de la demanda de energía por grupo de consumo 105
3-21: Proyección de participación de los grupos de consumo 2016 y 2025 106
3-22: Requerimiento de energía en bornes de generación y barras de subestación de entrega 106
3-23: Participación de distribuidoras en la proyección de usuarios al 2025 108
3-24: Participación de distribuidoras en la proyección de energía al 2025 109
3-25: Perspectiva porcentual anual de pérdidas de energía en distribución 111
3-26: Perfil de carga asociado al uso de la cocina eléctrica – Región Sierra 117
3-27: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega 120
3-28: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega 121
3-29: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en bornes de generación 122
3-30: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en bornes de generación 123
3-31: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega 124
3-32: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega 125
3-33: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en bornes de generación 126
3-34: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en bornes de generación 127
3-35: Evolución de la demanda de energía en Galápagos 128
3-36: Proyección de la demanda - Galápagos 129
3-37: Demanda de energía 2025 130

4 Expansión de la Generación

Nro.

4-1: Etapas funcionales del sector eléctrico 164
4-2: Proyección de la demanda máxima de potencia del S.N.I 165
4-3: Proyección de la demanda de energía anual del S.N.I 166
4-4: Presa de la Central Hidroeléctrica Manduriacu (65 MW) 168
4-5: Central solar fotovoltaica Altgenotec (990 kWp), Guayas 168
4-6: Obra de captación de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (1500 MW) 171
4-7: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SIN, PEG 2016 – 2025, Caso Base 180
4-8: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SIN, PEG 2016 – 2025, Caso Matriz Productiva 181
4-9: Reserva de energía con hidrología media, Caso Base 182
4-10: Reserva de energía con hidrología media, Caso Matriz Productiva 182
4-11: Reserva de energía con hidrología semi-seca, Caso Base 183
4-12: Reserva de energía con hidrología semi-seca, Caso Matriz Productiva 183
4-13: Reserva de potencia del S.N.I. Caso Base 184
4-14: Reserva de potencia del S.N.I. Caso Matriz Productiva 184
4-15: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base (GWh/mes) 185
4-16: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva (GWh/mes) 185
4-17: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base (GWh/mes) 186
4-18: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva (GWh/mes) 186
4-19: Índices de confiabilidad VERE y VEREC 187
4-20: Consumo estimado de combustibles, Hidrología media, Caso Base 188
4-21: Consumo estimado de combustibles, Hidrología media, Caso Matriz Productiva 188
4-22: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Base 190
4-23: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Matriz Productiva 191
4-24: Inversiones estimadas (en millones de USD), PEG del S.N.I., Caso Base 193
4-25: Inversiones estimadas (en millones de USD), PEG del S.N.I., Caso Matriz Productiva 193
4-26: Ubicación de los proyectos del Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025, del S.N.I 194
4-27: Matriz de generación de energía eléctrica de Galápagos 2016 196
4-28: Matriz de generación Sistema San Cristóbal 2016, (ELECGALAPAGOS) 197
4-29: Matriz de generación Sistema Baltra Santa Cruz 2016, (ELECGALAPAGOS) 198
4-30: Matriz de generación Isla Floreana 2016, (ELECGALAPAGOS) 200
4-31: Escenario de crecimiento Renovable 202
4-32: Escenario de crecimiento Renovable 203
4-33: Zonas con importante recurso solar para aprovechamientos fotovoltaicos 204
4-34: Zonas con importante recurso eólico 205

5 Expansión de la Transmisión

Nro.

5-1: Diagrama del sistema nacional de transmisión 233
5-2: Zonas expansión del sistema nacional de transmisión 234
5-3: Composición y longitud en km de las líneas de transmisión del SNT 235
5-4: Perfiles voltaje máximo barras 230 kV 239

5-5: Perfiles voltaje mínimo barras 230 kV 239
5-6: Perfiles voltaje mínimo barras 138 kV 240
5-7: Perfiles voltaje mínimo barras 138 kV 241
5-8: Perfiles de voltaje máximo en barras 69 kV 242
5-9: Perfiles de voltaje mínimo en barras 69 kV 242
5-10: Cargabilidad en transformadores 230/138/69 kV 243
5-11: Cargabilidad en transformadores 138/69 kV 244
5-12: Cargabilidad líneas de transmisión- baja hidrología 2015-2016 245
5-13: Cargabilidad líneas de transmisión- alta hidrología 2015-2016 245
5-14: Mapa de las obras del sistema de transmisión propuesto (2016-2020) 248
5-15: Mapa sistema de transmisión caso base (2016-2025) 264
5-16: Mapa sistema de transmisión caso matriz productiva (2016-2025) 267

6 Expansión y Mejora de la Distribución

Nro.

6-1: Áreas de Servicio de las Empresas Distribuidoras 276
6-2: Cobertura del Servicio Público de energía eléctrica nacional en porcentaje 277
6-3: Evolución de la facturación y recaudación a nivel nacional 283
6-4: Evolución de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución a nivel nacional 284

7 Análisis Económico Financiero

Nro.

7-1: Componentes del costo del servicio eléctrico 308
7-2: Participación de la inversión por actividad 311
7-3: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología 312
7-4: Evolución de la generación 312
7-5: Inversiones de capital en generación por tipo de tecnología 313
7-6: Evolución del costo medio de generación - Caso Base 313
7-7: Evolución del costo medio de generación - Caso Base 314
7-8: Inversiones de capital en transmisión por actividad 315
7-9: Evolución de los activos y costos de transmisión 315
7-10: Evolución del costo de transmisión - Caso Base 316
7-11: Evolución del costo de transmisión 316
7-12: Abonado vs Venta de energía eléctrica 317
7-13: Inversión de capital en distribución por etapa funcional 318
7-14: Evolución de los activos de distribución 318
7-15: Costos de distribución 319
7-16: Costos de distribución caso base 319
7-17: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Base 320
7-18: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario 320
7-19: Participación de la inversión por actividad 321
7 20: Inversiones de capital en generación por tipo de tecnología 321
7-21: Evolución de la generación 322
7-22: Costos fijos de generación 322
7-23: Evolución del costo medio de generación - Caso Matriz Productiva 323
7-24: Evolución del costo de generación 323
7-25: Inversiones de capital en transmisión por actividad 325
7-26: Evolución de los activos y costos de transmisión 325
7-27: Evolución del costo de transmisión 326
7-28: Evolución del costo de transmisión - Caso Matriz Productiva 326

7-29: Abonado vs venta de energía eléctrica 327
7-30: Inversión de capital en distribución por etapa funcional 328
7-31: Evolución de los activos de distribución 328
7-32: Costos de distribución 329
7-33: Costos de distribución - Caso Matriz Productiva 329
7-34: Evolución de los costos del servicio eléctrico caso matriz productiva 330
7-35: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario 330

A Integración Energética Regional

Nro.

A-1: Esquema de las TIE Colombia – Ecuador 343
A-2: Esquema para los intercambios de electricidad Perú – Ecuador 346
A-3: Interconexión Ecuador – Colombia 348
A-4: Interconexión Ecuador – Perú 349
A-5: Intercambios energéticos entre Ecuador y Colombia 351
A-6: Intercambios energéticos entre Ecuador y Perú 352
A-7: Egresos por la importación de electricidad desde Colombia 353
A-8: Ingresos por la exportación de electricidad desde Ecuador 355

B Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico

Nro.

B-1: Comparación del consumo escenario tendencial vs escenario eficiencia energética 370
B-2: Composición de la generación por tipo de fuente de energía 371
B-3: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Base 372
B-4: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Matriz Productiva 372

C Gestión de Riesgos del Sector Eléctrico

Nro.

C-1: Situación geográfica del Ecuador 389
C-2: Mapa de sismicidad 392
C-3: Volcán Tungurahua 393
C-4: Desastre de la Josefina 394
C-5: Inundación del centro cantonal de una ciudad 395
C-6: Mapa de susceptibilidad a Inundaciones 396
C-7: Riesgos internos y externos 400
C-8: Representación del sector eléctrico 402
C-9: Flujo de activación del COE del Sector Eléctrico 403
C-10: Flujo de comunicación 404
C-11: Mapa de infraestructura eléctrica en zona de amenaza del volcán Cotopaxi 408
C-12: Caída de la demanda de Manabí 16 de abril de 2016 410
C-13: Mapa de la zona afectada 411
C-14: Recuperación del servicio eléctrico en Manabí 412

ÍNDICE DE TABLAS

1 Resumen Ejecutivo

Nro. 1-1: Proyección de la demanda de potencia - Caso Base 31
1-2: Proyección de la demanda de energía - Caso Base 31
1-3: Proyección de la demanda anual de potencia - Caso Matriz Productiva 32
1-4: Proyección de la demanda anual de energía - Caso Matriz Productiva 32
1-5: Potencia nominal y efectiva 33
1-6: Producción de energía por sistema 33
1-7: Inversiones estimadas para el plan de expansión de generación – S.N.I 37
1-8: Inversiones estimadas para el plan de expansión - Galápagos 37
1-9: Obras del plan de expansión de la transmisión - Caso Base 39
1-10: Obras del plan de expansión de la transmisión - Caso Matriz Productiva 40
1-11: Plan de expansión de transmisión 2016 - 2025 40
1-12: Meta - Cobertura del servicio eléctrico 41
1-13: Metas de pérdidas de energía 41
1-14: Meta de luminarias 42
1-15: Modernización y automatización del sistema de distribución 42
1-16: Infraestructura - Plan de expansión y mejora de la distribución 42
1-17: Requerimiento por etapa funcional - Caso Base 43
1-18: Requerimientos económicos del Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución – Caso Matriz Productiva 43
1-19: Resumen del requerimiento económico del PME 2016-2015 44
1-20: Detalle de inversión en transmisión – Caso Base 46
1-21: Detalle de inversión en distribución 48
1-22: Detalle de inversión en transmisión – Caso Matriz Productiva 52
1-23: Detalle de inversión 54

2 Transformación y Situación Actual del Sector Eléctrico

Nro. 2-1: Resultados PEC 66
2-2: Balance nacional de energía eléctrica a diciembre del 2016 69
2-3: Potencia nominal y efectiva por sistema 72
2-4: Potencia nominal y efectiva por tipo de energía 72
2-5: Producción de energía por sistema en el 2016 74
2-6 Producción por tipo de energía en el 2016 74
2-7: Centrales de generación que iniciaron operaciones en el periodo 2015-2016 75
2-8: Proyectos de generación eléctrica en construcción 76
2-9: Resumen de líneas de transmisión 79
2-10: Compensación capacitiva instalada en el SNT 80
2-11: Compensación inductiva instalada en el SNT 80
2-12: Incremento de infraestructura de subtransmisión 83
2-13: Incremento en infraestructura de distribución 83
2-14: Infraestructura de alumbrado público 83
2-15: Energía facturada y porcentaje de recaudación 84
2-16: Interconexiones existentes entre Ecuador y Perú 88
2-17: Interconexiones existentes entre Ecuador y Colombia 88

3 Estudio de la Demenda Eléctrica

Nro.

3-1: Desviación demanda de potencia y energía en bornes de generación año 2016 93
3-2: Variación mensual de la demanda de potencia 94
3-3: Variación mensual de la demanda de energía 95
3-4: Tasa de crecimiento del PIB 2007-2016 96
3-5: Variación demográfica – Censos 1990, 2001 Y 2010 97
3-6: Métodos de estimación aplicados en cada grupo de consumo 99
3-7: Estructura de ventas de energía de CNEL-EP (%) 107
3-8: Estructura de ventas de energía de empresas distribuidoras (%) 107
3-9: Usuarios totales por unidad de negocio de CNEL-EP 107
3-10: Usuarios totales por empresa distribuidora 108
3-11: Proyección venta de energía por unidad de negocio (GWh) 108
3-12: Proyección venta de energía por empresa eléctrica (GWh) 109
3-13: Pérdidas técnicas de energía por unidad de negocio de CNEL-EP – 2016 110
3-14: Pérdidas técnicas de energía por empresa distribuidora – 2016 111
3-15: Energía requerida en barras de subestaciones de entrega (GWh) 112
3-16: Energía mensual requerida en bornes de generación (GWh) 112
3-17: Potencia coincidente con la máxima demanda del S.N.I (MW) 113
3-18: Previsión mensual de la potencia máxima en bornes de generación (MW) 114
3-19: Cargas singulares en operación (MW) 115
3-20: Cargas singulares proyectadas (MW) 115
3-21: Consumo energético dado por las cargas singulares industriales en operación (GWh) 115
3-22: Consumo energético dado por las cargas singulares industriales proyectadas (GWh) 116
3-23: Requerimiento de potencia y energía – transporte 116
3-24: Impacto en la demanda eléctrica por los programas de eficiencia energética 117
3-25: Requerimiento de potencia y energía – RDP 118
3-26: Cargas singulares de industrias básicas (MW) 118
3-27: Consumo energético dado por las cargas singulares de industrias básicas (GWh) 119
3-28: Escenarios de crecimiento del PIB del Ecuador 2016-2025 119
3-29: Proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega 120
3-30: Proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega 121
3-31: Proyección de la demanda de energía en bornes de generación 122
3-32: Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación 123
3-33: Proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega 124
3-34: Proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega 125
3-35: Proyección de la demanda de energía en bornes de generación 126
3-36: Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación 127
3-37: Abonados - Islas Galápagos 128
3-38: Tasas de crecimiento de usuarios y energía – Islas Galápagos 129

4 Expansión de la Generación

Nro.

4-1: Número de centrales y potencia efectiva del Ecuador 166
4-2: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía renovable 167
4-3: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía no renovable 169
4-4: Centrales de generación eléctrica incorporadas en 2016 171

4-5: Proyectos de generación eléctrica en fase de construcción 172
4-6: Proyectos de generación con título habilitante 173
4-7: Proyecto declarado de alta prioridad 173
4-8: Proyectos del PEG 2016 – 2025 del S.N.I Caso Base 176
4-9: Proyectos del PEG 2016 – 2025 del S.N.I Caso Matriz Productiva 179
4-10: Consumo estimado de combustibles, Caso Base 189
4-11: Consumo estimado de combustibles, Caso Matriz Productiva 189
4-12: Inversiones públicas y privadas estimadas, Caso Base y Caso Matriz Productiva 192
4-13: Potencia nominal instalada - Galápagos 196
4-14: Parque térmico- San Cristóbal 197
4-15: Parque térmico - Santa Cruz 198
4-16: Parque térmico Isabela 199
4-17: Parque térmico Floreana 199
4-18: Plan de expansión - Islas Galápagos 200

5 Expansión de la Transmisión

Nro. 5-1: Proyectos de transmisión con inicio de operación 232
5-2: Compensación capacitiva instalada en el SNT 237
5-3: Compensación inductiva instalada en el SNT 237
5-4: Límites de variación de voltaje para la operación del S.N.I 238
5-5A: Proyectos expansión corto y mediano plazo- zona nororiental del SNT 249
5-5B: Proyectos expansión corto y mediano plazo- zona nororiental del SNT 250
5-6A: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona noroccidental 252
5-6B: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona noroccidental 253
5-7A: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroccidental 255
5-7B: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroccidental 256
5-8A: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroriental 259
5-8B: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroriental 260
5-9: Proyectos expansión largo plazo – zona nororiental 261
5-10: Proyectos expansión largo plazo – zona suroccidental 262
5-11: Proyectos expansión largo plazo – zona suroriental 263
5-12: Proyecto expansión largo plazo - Caso Matriz Productiva Demanda 265
5-13 Proyecto de reposición de activos 268
5-14: Presupuesto anual del plan de expansión de la transmisión 2016 – 2025 269
5-15: Inversiones estimadas del plan de expansión de transmisión 2016 – 2025 269

6 Expansión y Mejora de la Distribución

Nro. 6-1: Infraestructura de subestaciones de distribución a diciembre 2016 278
6-2: Infraestructura líneas de subtransmisión 69 kV por distribuidora a diciembre 2016 278
6-3: Infraestructura de líneas de medio voltaje por distribuidora a diciembre de 2016 279
6-4: Infraestructura de alumbrado público diciembre 2016 280
6-5: Recuperación del sistema eléctrico de la provincia de Manabí 281
6-6: Inversiones en emergencia 282
6-7: Facturación y recaudación a diciembre de 2016 283

6-8: Evolución de perdidas de energía 284
6-9: Estado actual de la georeferenciación de los usuarios 285
6-10: Estado actual de la integración de subestaciones y alimentadores al sistema ADMS 286
6-11: Meta - Cobertura del servicio eléctrico 288
6-12: Meta de pérdidas de distribución 288
6-13: Meta de luminarias 289
6-14: Metas - Modernización y automatización del sistema de distribución 289
6-15: Requerimientos económicos por distribuidora - Caso Base 290
6-16: Requerimientos económicos por distrubuidora - Caso Matriz Productiva 290
6-17: Requerimiento por etapa funcional- Caso Base 291
6-18: Requerimiento por etapa funcional- Matriz Productiva 292
6-19: Requerimiento para la ejecución del plan de PRIZA 293
6-20: Transformadores en subestaciones de distribución - Caso Base 293
6-21: Transformadores en subestaciones de distribución - Caso Matriz Productiva 294
6-22: Redes de alto voltaje por empresa distribuidora - Caso Base 2016-2025 295
6-23: Redes de alto voltaje por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2016 - 2025 296
6-24: Redes de medio voltaje por empresa distribuidora - Caso Base 2016-2025 297
6-25: Redes de medio voltaje por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2016 - 2025 298
6-26: Redes de bajo voltaje por empresa distribuidora Caso Base 2016-2025 298
6-27: Redes de bajo voltaje por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2016 - 2025 299
6-28: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Base 2016-2025 300
6-29: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2016 - 2025 301
6-30: Medidores para Caso Base 2016 - 2025 302
6-31: Medidores Caso Matriz Productiva 2016-2025 303

7 Análisis Económico Financiero

Nro.

7-1: Actividades por componentes del servicio eléctrico 308
7-2: Detalle de la inversión 314
7-3: Detalle de inversión 317
7-4: Detalle de inversión 324
7-5: Detalle de inversión 327

A Integración Energética Regional

Nro.

A-1: Importación de electricidad desde Colombia 350
A-2: Volúmenes de energía - transacciones entre Ecuador y Colombia 350
A-3: Exportación de electricidad de Perú a Ecuador 351
A-4: Montos económicos de los intercambios entre Ecuador y Colombia 352
A-5: Montos económicos de los intercambios entre Ecuador y Colombia 353
A-6: Egresos de la importación de electricidad desde Perú 354
A-7: Ingresos de la exportación de electricidad de Ecuador 354

B Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico

Nro.

B-1: Indicadores de sustentabilidad desarrollados para el diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano 361
B-2: Consumo por tipo de combustible 2016 362
B-3: Consumo total de combustibles en TEP 2016 362
B-4: Consumo de energía para uso público 2016 363
B-5: Cobertura del servicio eléctrico 2016 364
B-6: Energía eléctrica generada e importada en el 2016 365
B-7: Producción nacional de energía eléctrica por tipo de tecnología 2016 365
B-8: Energía renovable por tipo de fuente 2016 366
B-9: Emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico ecuatoriano atribuibles a la generación termoeléctrica en el 2016 367
B-10: Emisiones de contaminantes comunes al aire a partir de generación termoeléctrica en el 2016 368
B-11: Resumen de indicadores desarrollados para el diagnóstico socioambiental del sector eléctrico ecuatoriano 369
B-12: Consumo de combustibles en escenario de hidrología media 371
B-13: Estrategias para la sustentabilidad del sector eléctrico 377

C Gestión de Riesgos del Sector Eléctrico

C-1: Amenazas naturales 390

Nro.

C-2: Amenazas antrópicas 391
C-3: Posible afectación – infraestructura de EEASA 406
C-4: Posible afectación – infraestructura de CELEC-EP 406
C-5: Posible afectación – infraestructura de CELEC EP - TRANSELECTRIC 406
C-6: Posible afectación – infraestructura de ELEPCO 407
C-7: Posible afectación – infraestructura de EE. Quito 407
C-8: Recuperación del servicio Eléctrico 413
C-9: Plan de reconstrucción integral zonas afectadas (PRIZA) 414



1

RESUMEN EJECUTIVO



El sector eléctrico, al tener un rol estratégico y protagónico en la economía nacional, planifica su expansión articulándose con las diferentes estrategias, planes y agendas sectoriales, que en su contexto integral; permitirán alcanzar los grandes objetivos del desarrollo del Ecuador.

En este sentido, "La Estrategia Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva", impulsada desde la Vicepresidencia de la República, "…ha sido planteada con la visión de promover la transición del país de una economía basada en recursos primarios y sobre todo petroleros a una economía post-petrolera basada en el conocimiento. La estrategia es un proceso en construcción, incorporará cadenas productivas que sustituyan importaciones, promuevan exportaciones, generen empleo, innoven, diversifiquen, y articulen más actores económicos".

En este contexto, las obras y planes que se describen en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 garantizará el suministro del servicio público de energía eléctrica a todos los sectores sociales y productivos del país, en el corto, mediano y largo plazo, con niveles adecuados de seguridad, calidad, observando criterios técnicos, económicos, financieros, sociales y ambientales, y sobre todo; promoviendo la participación pública, privada y de economía mixta y solidaria, en los diferentes proyectos de generación, transmisión, distribución y de eficiencia energética.

Con la finalidad de resaltar la infraestructura eléctrica necesaria para asegurar el servicio de energía eléctrica a los emprendimientos circunscritos a "La Estrategia Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva", este Plan presenta un caso especial de análisis, denominado "Caso Matriz Productiva".

A continuación, se citan los aspectos más relevantes de cada uno de los capítulos del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025.

1.1 Transformación y Situación Actual del Sector Eléctrico

En la última década el sector se encaminó en garantizar el abastecimiento bajo condiciones de soberanía, a través del desarrollo de los recursos energéticos locales y priorizando la participación de las energías renovables, con el fin de coadyuvar a la diversificación de la matriz energética.

También se fortaleció la institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano, y se mejoró la gestión administrativa de las empresas eléctricas, que bajo el liderazgo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se consiguieron resultados nunca antes visto en nuestra historia, los mismos que han sido de reconocimiento a nivel nacional, regional y mundial.

1.2 Resultados del Estudio de la Demanda Eléctrica

1.2.1 Línea Base

Durante el año 2016 el país demandó 27.154 GWh, de los cuales 23.518 GWh fueron para el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I).

La demanda máxima de potencia del S.N.I fue 3.653 MW y se produjo el 23 de marzo de 2016, mientras que la demanda mínima fue de 3.450 MW y ocurrió en agosto.

1.2.2 Resultados

Caso Base

Considera el crecimiento tendencial de la demanda, más las cargas de: proyectos de eficiencia energética, transporte, institutos públicos y privados, centros de transferencia tecnológica, empresas de alta tecnología y de desarrollo agroindustrial.

Además, se incluyen los nuevos requerimientos de las cargas singulares a ser implementadas en el corto, mediano y largo plazo, que serán conectadas a los sistemas de las empresas distribuidoras y al Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T).

Para el periodo de análisis, en la Tabla Nro. 1-1 se observa la evolución de la demanda anual de potencia, con un crecimiento medio del 5,41% en bornes de generación.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	3.653	3.653	3.653				
2017	3.947	3.987	4.020		8,1%	9,2%	10,1%
2018	4.205	4.290	4.359		6,5%	7,6%	8,4%
2019	4.456	4.585	4.693		6,0%	6,9%	7,7%
2020	4.663	4.839	4.989		4,6%	5,5%	6,3%
2021	4.865	5.091	5.286	4,42%	4,3%	5,2%	6,0%
2022	5.074	5.355	5.601		4,3%	5,2%	5,9%
2023	5.240	5.579	5.878		3,3%	4,2%	5,0%
2024	5.372	5.773	6.130		2,5%	3,5%	4,3%
2025	5.409	5.868	6.285		0,7%	1,6%	2,5%
Crec. 2016-2025	4,46%	5,41%	6,22%				

Tabla Nro. 1-1: Proyección de la demanda de potencia - Caso Base

Mientras tanto, la proyección de la demanda de energía, presenta un crecimiento promedio del 6,04%. Este comportamiento obedece principalmente a las cargas industriales que se incorporaran al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) a nivel de transmisión.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	23.518	23.518	23.518				
2017	23.790	24.040	24.262		1,2%	2,2%	3,2%
2018	25.357	25.878	26.342		6,6%	7,6%	8,6%
2019	26.917	27.710	28.438		6,2%	7,1%	8,0%
2020	28.427	29.523	30.540		5,6%	6,5%	7,4%
2021	29.913	31.328	32.665	5,68%	5,2%	6,1%	7,0%
2022	31.368	33.144	34.835		4,9%	5,8%	6,6%
2023	32.700	34.862	36.937		4,2%	5,2%	6,0%
2024	33.721	36.293	38.787		3,1%	4,1%	5,0%
2025	34.904	37.912	40.861		3,5%	4,5%	5,3%
Crec. 2016-2025	4,48%	5,45%	6,33%				

Tabla Nro. 1-2: Proyección de la demanda de energía - Caso Base

Caso Matriz Productiva

Se considera el caso base más la Refinería del Pacífico y los proyectos que forman el Plan Integral para el desarrollo de Industrias Básicas en el país, lo cual constituye un pilar importante en las estrategias para el cambio de la matriz productiva. En este contexto, se prevé la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán crecimiento económico en el país y un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica.

Para este caso, la proyección de la demanda de potencia y energía se observa en la Tabla Nro. 1-3 y Tabla Nro. 1-4, respectivamente.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 5							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	3.653	3.653	3.653				
2017	3.948	3.988	4.022		8,1%	9,2%	10,1%
2018	4.211	4.295	4.364		6,7%	7,7%	8,5%
2019	4.481	4.610	4.718		6,4%	7,3%	8,1%
2020	4.691	4.867	5.017		4,7%	5,6%	6,3%
2021	4.895	5.120	5.316	4,42%	4,3%	5,2%	6,0%
2022	5.115	5.396	5.642		4,5%	5,4%	6,1%
2023	5.724	6.064	6.363		11,9%	12,4%	12,8%
2024	6.252	6.653	7.010		9,2%	9,7%	10,2%
2025	6.684	7.144	7.560		6,9%	7,4%	7,9%
Crec. 2016-2025	6,95%	7,74%	8,42%				

Tabla Nro. 1-3: Proyección de la demanda anual de potencia - Caso Matriz Productiva

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 5							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	23.518	23.518	23.518				
2017	23.800	24.050	24.272		1,2%	2,3%	3,2%
2018	25.395	25.917	26.380		6,7%	7,8%	8,7%
2019	27.088	27.881	28.609		6,7%	7,6%	8,4%
2020	28.669	29.765	30.782		5,8%	6,8%	7,6%
2021	30.164	31.579	32.916	5,68%	5,2%	6,1%	6,9%
2022	31.721	33.497	35.188		5,2%	6,1%	6,9%
2023	35.837	37.999	40.074		13,0%	13,4%	13,9%
2024	40.329	42.901	45.395		12,5%	12,9%	13,3%
2025	44.898	47.906	50.854		11,3%	11,7%	12,0%
Crec. 2016-2025	7,45%	8,23%	8,95%				

Tabla Nro. 1-4: Proyección de la demanda anual de energía - Caso Matriz Productiva

1.3 Resultados de la Expansión de la Generación

El Plan de Expansión de la Generación 2016 – 2025 determina los proyectos de generación requeridos para el S.N.I y para Galápagos, con el aprovechamiento de recursos energéticos locales, principalmente de los renovables; en un ámbito de soberanía energética, con la visión de convertir al Ecuador en un país exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.

1.3.1 Línea Base

En la Tabla Nro. 1-5 se observa la potencia nominal y efectiva del parque generador del Ecuador desagregado por tipo de sistema y por tipo de tecnología.

Sistema	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
S.N.I	Hidráulica	4.440,70	53,98	4.412,78	58,02
	Eólica	16,50	0,20	16,50	0,22
	Térmica	2.449,62	29,78	2.148,19	28,24
	Biomasa	144,30	1,75	136,40	1,79
	Fotovoltaica	24,46	0,30	23,57	0,31
	Biogas	2.00	0,02	1,76	0,02
Total S.N.I		7.077,58	86,03	6.739,21	88,60
No Incorporado	Hidráulica	5,66	0,07	5,39	0,07
	Eólica	4,65	0,06	4,65	0,06
	Térmica	1.136,52	13,82	854,83	11,24
	Fotovoltaica	2,02	0,02	2,02	0,03
Total No Incorporado		1.148,84	13,97	866,89	11,40
Total		8.226,42	100,00	7.606,10	100,00

Tabla Nro. 1-5: Potencia nominal y efectiva

Adicionalmente, se dispone de dos interconexiones: Colombia con 525 MW y Perú con 110 MW.
La producción nacional de energía por tipo de sistema durante el año 2016 se presenta en la Tabla Nro. 1-6; en la misma se observa que el 86,57 %, 23.436,81 GWh de la producción fue en el S.N.I, mientras que el 13,43 %, 3.635,81 GWh se produjo en los sistemas no incorporados.

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)
S.N.I	Generadora	Eólica	78,02
		Hidráulica	14.320,56
		Fotovoltaica	35,81
		Térmica	6.752,05
		Biogas	13,28
	Distribuidora	Hidráulica	525,59
		Térmica	337,24

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)
	Autogeneradora	Biomasa	476,52
		Hidráulica	725,99
		Térmica	171,77
Total S.N.I			23.436,81
No Inc.	Generadora	Eólica	1,31
		Hidráulica	0,37
		Térmica	200,13
	Distribuidora	Eólica	4,63
		Hidráulica	12,80
		Fotovoltaica	2,94
		Térmica	13,98
	Autogeneradora	Hidráulica	4,39
		Térmica	3.395,26
Total No Inc.			3.635,81
Total			27.072,62

Tabla Nro. 1-6: Producción de energía por sistema

En el S.N.I, el aporte de los diferentes tipos de centrales fue el siguiente: hidroeléctricas 15.572,13 GWh, térmicas 7.705,85 GWh, fotovoltaicas 35,81 GWh, biogás 13,28 GWh y eólicas 78,02 GWh.

1.3.2 Resultados

Para el Sistema Nacional Interconectado

Cada caso del estudio de la demanda planteado anteriormente, representa diferentes exigencias de capacidad de generación. No obstante, el Plan de Expansión debe constituir una solución robusta, que permita enfrentar adecuadamente las incertidumbres en la demanda. Por ello, a continuación se presentan proyectos de expansión del Caso Base y se complementan con proyectos de generación para el Caso Matriz Productiva.

Caso Base

La expansión del sistema de generación considera el estudio de la demanda del Caso Base (Figura No. 1-1).

Caso Matriz Productiva

La expansión del sistema de generación considera el estudio de la demanda del Caso Matriz Productiva (Figura No. 1-2). Para el año 2018 se requiere de 48 MW adicionales, para el 2023 de 1.490 MW, y para el 2025; 1.200 MW más.

El Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025, tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, cumplen con la reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico semi-seco (con 75 % de probabilidad de excedencia), y una reserva mínima de potencia del 20%, sin considerar las interconexiones. Adicionalmente, se ha verificado el cumplimiento del [1]VERE y [2]VEREC.

1 Valor esperado del racionamiento de energía cuyo valor límite es el 1%.
2 Valor esperado del porcentaje de racionamiento con respecto a la demanda, cuyo valor límite es el 1.5%.

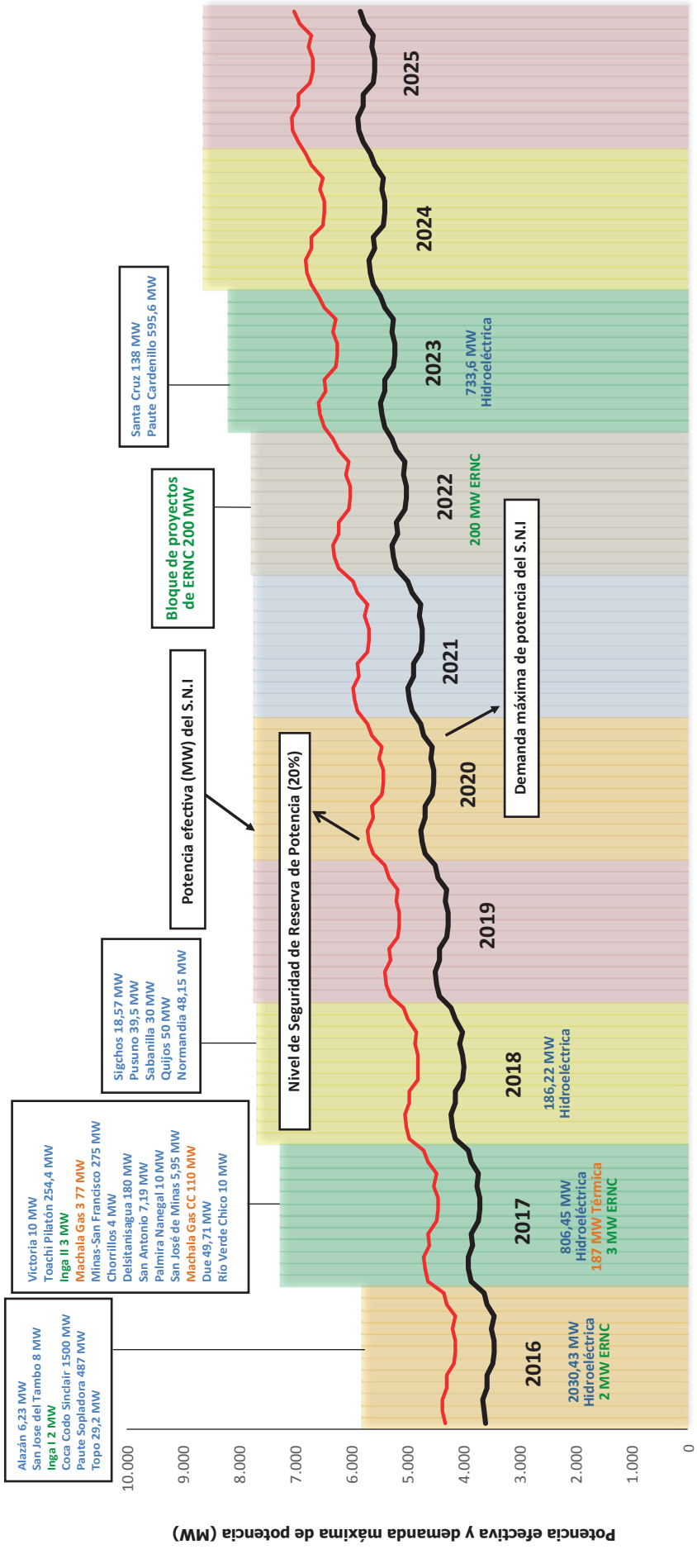


Figura Nro. 1-1: Expansión de la generación - Caso Base

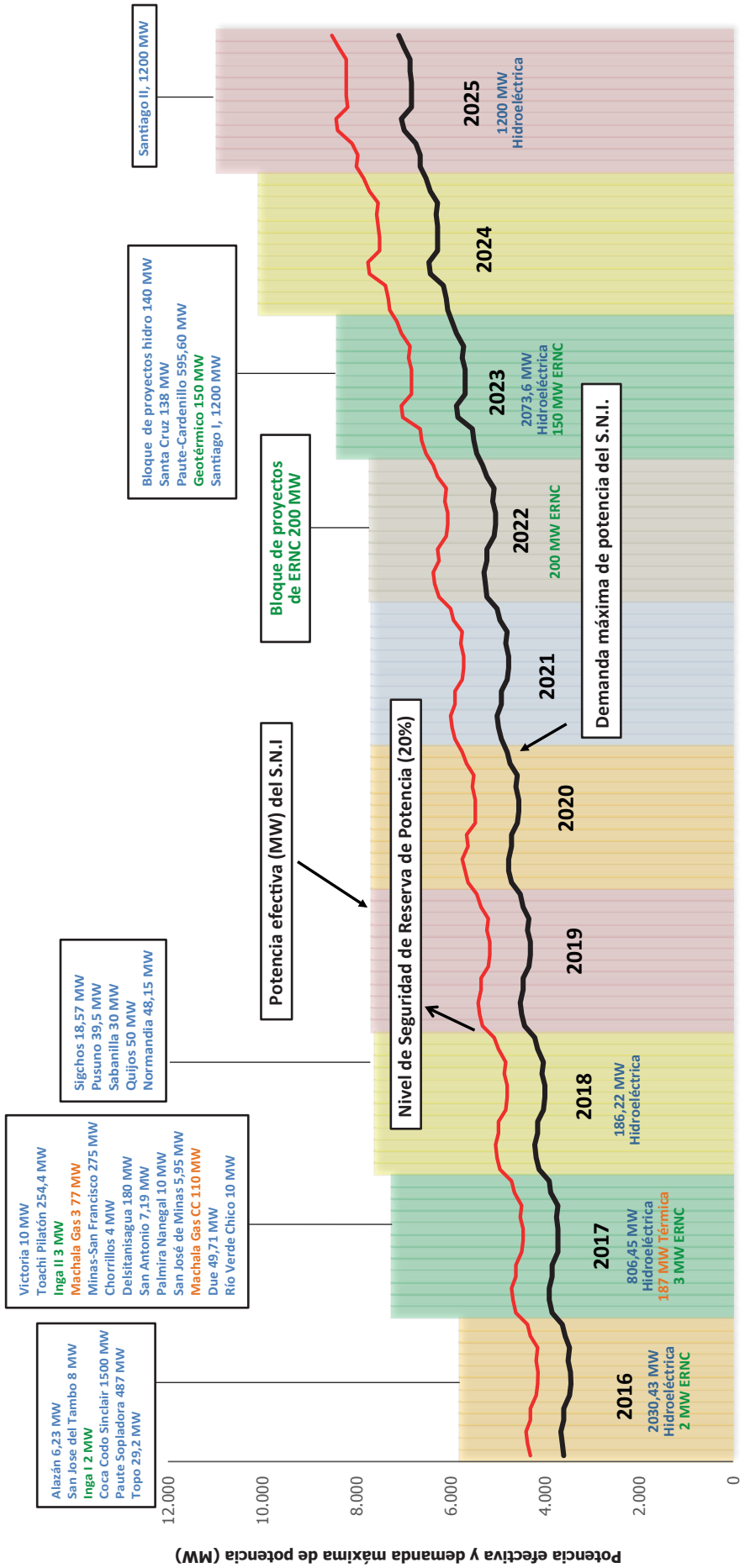


Figura Nro. 1-2: Expansión de la generación - Caso Matriz Productiva

Inversión Estimada

La Tabla Nro. 1-7 muestra los requerimientos estimados de inversión.

Año	Inversión estimada (MM USD)	
	Caso Base	Caso Matriz Productiva
2016	869	869
2017	475	490
2018	349	719
2019	247	761
2020	403	1.051
2021	506	1.222
2022	765	1.127
2023	743	1.078
2024	533	912
2025	530	661
Subtotal 2017-2025	4.551	8.021
Total 2016-2025	5.420	8.890

Tabla Nro. 1-7: Inversiones estimadas para el plan de expansión de generación – S.N.I

Conforme a la tabla anterior, en los diez años de planificación se requieren 8.890 millones de dólares; de los cuales, en el ejercicio fiscal del año base (2016) ya se financiaron 869 millones.

Plan de Expansión de la Generación para la Provincia de Galápagos

Para el sistema aislado de Galápagos, la dotación de un servicio seguro, confiable, de calidad, eficiente y amigable con el medio ambiente, exige la necesidad de implementar centrales con los más modernos avances tecnológicos en generación renovable no convencional, con la finalidad de coadyuvar al desarrollo sostenible de la región insular.

La expansión del sistema de generación se ajusta al estudio de la demanda de cada una de las islas. A continuación se presentan los resultados:

Sistema Eléctrico	Proyecto	Potencia	Año	Costo (MM USD)	Estado actual
San Cristóbal	Automatización del Sistema Híbrido de Generación	N/A	2017	0,5	Proyecto con Estudio de Factibilidad. Dispone de financiamiento
	Proyecto Fotovoltaico	1,4 [MWp]	2021	8,5	Proyecto con Estudio de Factibilidad. Dispone de financiamiento de cooperación del 90%
	Fotovoltaico	3,1 [MWp]	2023	18,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento

Sistema Eléctrico	Proyecto	Potencia	Año	Costo (MM USD)	Estado actual
San Cristobal	Eólico	2,25 [MW]	2021	9,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
	Eólico II	2,25 [MW]	2023	9,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
Baltra – Santa Cruz	Segunda fase Eólico Baltra	4,75 [MW]	2021	16	Proyecto con estudio de prefactibilidad. No dispone de financiamiento
	Ampliación FV Baltra	135 [kWp]	2020	1,0	Proyecto con estudio de factibilidad. No dispone de financiamiento.
	Fotovoltaico	2,1 [MW]	2021	12	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
	Tercera fase Eólico Baltra	4,75 [MW]	2023	20	Proyecto con estudio de prefactibilidad. No dispone de financiamiento
	Fotovoltaico II	3,1 [MW]	2023	18	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
Isabela	Proyecto Híbrido	1,625 [MW] Térmico. 0,922 [MWp] FV 258 [kWh] Baterías	2018	11,14	Proyecto en Ejecución. Dispone del financiamiento del 100%.
	Fotovoltaico	1,5 [MWp]	2021	9	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
	Fotovoltaico II	1,5 [MWp]	2023	9	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
Floreana	Fotovoltaico	0,2 [MWp]	2023	1,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento

Tabla Nro. 1-8: Inversiones estimadas para el plan de expansión - Galápagos

Según la tabla anterior, el sistema aislado de Galápagos requiere de 144,14 millones de dólares.

1.4 Resultados de la Expansión de la Transmisión

Se presenta el resultado de los análisis eléctricos y económicos de obras para la expansión de la red de transmisión, planteadas a partir de un diagnóstico de las condiciones operativas actuales del Sistema (2016).

La expansión del sistema de transmisión de la próxima década permitirá garantizar en el S.N.I los niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico.

1.4.1 Línea Base

Con la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas Sopladora y Coca Codo Sinclair, se conformó en el Sistema Nacional Interconectado dos grandes centros de generación, uno ubicado en la parte sur (Paute, Mazar, Sopladora) con una capacidad instalada de 1.700 MW y otro en la parte norte del sistema (Coca Codo Sinclair) con una potencia de 1.500 MW.

Este particular, modificó de forma importante la configuración del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T), donde además del anillo troncal de 230 kV conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa – Totoras – Riobamba, se han formado tipologías similares en las zonas de

Guayaquil y Quito, y un sistema de transmisión San Rafael – El Inga de 500 kV.

El S.N.T. al 2016, tiene un total de 80 líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV y 138 kV. En 500 kV se dispone de 264 km de líneas a circuito simple, en 138 kV se dispone de 1.342 km de líneas a circuito simple y 791 km de líneas a doble circuito; y, a 230 kV se tienen 975 km de líneas a circuito simple y 1.593 km de líneas a doble circuito.

La capacidad máxima de transformación en S/E del S.N.T. es de 9.614 MVA.

1.4.2 Resultados

Caso Base

La entrada en operación del sistema de 500 kV, El Inga-Tisaleo-Chorrillos con sus interconexiones al sistema troncal de 230 kV, de manera general permiten una operación segura del S.N.I.

No obstante, para el corto y mediano plazo; el sistema de transmisión, especialmente de la zona de Guayaquil; requiere de obras adicionales, con la finalidad de cumplir con la demanda creciente de la zona a través del aprovechamiento energético de los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica.

El Plan de Expansión de Transmisión 2016-2025 para el Caso Base de demanda, contempla la ejecución de los siguientes proyectos.

Tipo de Obra	Cantidad
Líneas Transmisión 500 kV	284 km
Líneas Transmisión 230 kV	860 km
Líneas Transmisión 138 kV	534 km
Transformadores 500/230 kV	2.250 MVA
Transformadores 230/138 kV	1.809 MVA
Transformadores 230/69 kV	3.252 MVA
Transformadores 138/69 kV	985 MVA
Transformadores 138/22 kV	67 MVA
Capacitores	510 MVA
Número de Subestaciones	23

Tabla Nro. 1-9: Obras del Plan de expansión de la transmisión - Caso Base

Caso Matriz Productiva

La entrada en operación de instalaciones industriales requerirá potencia adicional de 950 MW, la cual será abastecida con el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Santiago, que según el Plan de Expansión de Generación operará con 1.200 MW en el año 2023 y se incrementará su potencia a 2.400 MW en el año 2025.

Las transferencias de potencia desde el proyecto Santiago a la zona de Posorja, se realizará mediante un sistema de transmisión de 500 kV, que prevé la construcción de las subestaciones 500/230 kV Taday, Pasaje y Posorja; y, de las líneas de interconexión respectivas.

Para la atención de la demanda de la Refinería del Pacífico y su área de influencia, se construirá una subestación de transformación con su respectivo sistema asociado de transmisión de 230 kV, misma que se interconectará con las subestaciones Chorrillos y San Juan de Manta.

El Plan de Expansión de Transmisión 2016 - 2025 para el Caso Matriz Productiva, considera la ejecución de los siguientes proyectos adicionales a los señalados en el Caso Base:

Tipo de Obra	Cantidad
Líneas Transmisión 500 kV	1.462 km
Líneas Transmisión 230 kV	152 km
Transformadores 500/230 kV	3.000 MVA
Transformadores 230/138 kV	225 MVA
Transformadores 138/69 kV	100 MVA
Compensación	780 MVA
Número de Subestaciones	1

Tabla Nro. 1-10: Obras del Plan de expansión de la transmisión - Caso Matriz Productiva

Inversión Estimada

Además, el Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2025 considera la construcción de obras por concepto de Calidad del Servicio, que implica el remplazo o repotenciación de instalaciones de transmisión que han cumplido su vida útil de operación. El presupuesto necesario en miles de dólares (M USD), se indica en la tabla siguiente:

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN	
PRESUPUESTO	
DETALLE	M USD
Obras de transmisión Caso Base	1.113.406
Obras de transmisión por Calidad de Servicio	81.279
Obras de transmisión Caso Matriz Productiva	811.219
Total	2.005.904

Tabla Nro. 1-11: Plan de expansión de transmisión 2016 - 2025

1.5 Resultados de la Expansión y Mejoras de la Distribución

El Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución se sustenta en estándares de la industria eléctrica y de comunicaciones, lo que permite dotar servicios con calidad, eficiencia operativa y energética, con una cultura enmarcada en el compromiso de la sustentabilidad y sostenibilidad social, económica y ambiental.

Sobre la base de lo señalado, se determinan los planes y proyectos que permiten cumplir con las metas de cobertura, calidad, reducción de pérdidas, alumbrado público, gestión ambiental, bajo el estricto cumplimiento de las normas de: diseño, tecnología, aspectos administrativos y financieros, entre otros.

1.5.1 Línea Base

Los principales indicadores a diciembre 2016, se citan a continuación:

- La cobertura eléctrica en el Ecuador alcanzó el valor de 97,24%.
- Las pérdidas totales de energía eléctrica a

nivel nacional fueron del 12,21%, equivalente a 2.690,94 GWh.
• El porcentaje de recaudación fue del 98,8% a nivel nacional.

Respecto a la infraestructura, los datos más relevantes son:

El sistema cuenta con 96.040 km de alimentadores primarios, 91.902 km de redes en bajo voltaje, 302.144 transformadores de distribución con una capacidad instalada de 11.274 MVA; y 4.907.495 medidores de energía.

Además, tiene 366 subestaciones de distribución, las cuales suman una capacidad total de 7.207 MVA; a éstas se encuentran asociados 4.931,07 km de líneas de subtransmisión que permiten llevar la energía desde los puntos de entrega del sistema nacional interconectado hacia los centros de consumo.

Metas

Para el periodo 2016-2025, se han determinado las siguientes metas:

1.5.2 Cobertura Eléctrica

La meta de cobertura eléctrica, para el año 2025 es de 97,81%, como se puede observar en la Tabla Nro. 1-12.

Año	Meta cobertura a nivel nacional (%)
2016	97,24
2017	97,40
2018	97,43
2019	97,47
2020	97,52
2021	97,56
2022	97,61
2023	97,67
2024	97,71
2025	97,81

Tabla Nro. 1-12: Meta - Cobertura del servicio eléctrico

1.5.3 Pérdidas de Energía

Se establece como meta para el año 2025, la reducción de pérdidas a nivel nacional del 8,79%, con los valores por distribuidora que se muestran en la Tabla Nro. 1-13.

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL EP	15,23%	13,20%	12,84%	12,41%	11,93%	11,46%	11,03%	10,69%	10,41%	10,24%
Nacional	12,21%	10,72%	10,49%	10,02%	9,90%	9,59%	9,31%	9,09%	8,91%	8,79%

Tabla Nro. 1-13: Metas de pérdidas de energía

1.5.4 Luminarias a Instalarse

Considerando que la iluminación de las vías, pasajes, acceso a poblaciones aporta de manera significativa a la seguridad de la ciudadanía, así como al confort de las personas se ha programado el siguiente número de luminarias:

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nacional	51.124	83.038	35.989	20.825	16.778	16.968	17.963	18.460	17.503	17.800

Tabla Nro. 1-14: Metas de luminarias

1.5.5 Modernización y Automatización de los Sistemas de Información de la Distribución

El manejo de la información es un elemento fundamental para cumplir con los objetivos y metas planteadas, por lo que se prevé la siguiente implantación:

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Medidores AMI Instalados	1%	2%	3%	4%	5%	7%	8%	10%	11%	12%
Automatización de alimentadores	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%	43%
Subestaciones Automatizadas	80%	96%	97%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Transformadores de distribución monitoreados	0%	0%	3%	6%	10%	13%	16%	19%	22%	25%

Tabla Nro. 1-15: Modernización y Automatización del sistema de distribución

1.5.6 Resultados de la Expansión y Mejoras de la Distribución

Las consideraciones para el Caso Base, contempla la infraestructura de distribución necesaria para dotar el servicio a las cargas de bajo y medio voltaje, como también a las singulares a nivel de subtransmisión.

Y se complementa con infraestructura para abastecer la demanda durante la etapa de implementación de la Refinería del Pacífico y de la expansión urbano/rural a consecuencia del desarrollo económico del polo productivo de Posorja, debido a la construcción y operación de las plantas de aluminio, cobre y astilleros.

En conformidad a las metas planteadas, la siguiente tabla muestra la infraestructura anual del Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución:

	INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN											
Componente	Caso	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Medidores (#)	Base	712.909	358.923	355.224	351.525	358.834	365.722	363.886	353.454	191.809	192.583	3.604.869
	Matriz Productiva	712.909	362.538	370.829	370.470	369.924	377.024	375.130	364.376	197.728	198.530	3.699.457
Redes de bajo voltaje (km)	Base	4.661	5.121	4.430	4.150	3.960	3.961	3.552	3.581	3.528	3.705	40.649
	Matriz Productiva	4.661	6.401	5.200	4.608	4.396	4.397	3.943	3.976	3.916	4.113	45.610
Transformadores de distribución (#)	Base	8.105	6.625	5.759	5.209	4.774	5.166	4.878	5.378	5.134	5.514	56.542
	Matriz Productiva	8.105	10.180	6.851	5.735	4.903	5.211	4.874	5.412	5.124	5.529	61.924
Redes de medio voltaje (km)	Base	2.056	1.838	1.908	1.731	1.678	1.567	1.602	1.659	1.704	1.736	17.480
	Matriz Productiva	2.056	3.342	2.573	1.897	1.837	1.717	1.756	1.818	1.866	1.901	20.762
Transformadores en subestaciones (#)	Base	22	19	31	28	15	12	3	13	3	2	148
	Caso Matriz Productiva	22	23	32	31	15	13	5	14	4	2	161
Redes de alto voltaje (#)	Caso Base	214	445	510	489	384	283	248	212	232	197	3.212
	Caso Matriz Productiva	214	445	1.019	963	637	354	275	212	232	197	4.547

Tabla Nro. 1-16: Infraestructura - Plan de expansión y mejora de la distribución

Inversión Estimada

Los recursos requeridos por etapa funcional, se observan en la siguiente tabla:

INVERSIONES ANUALES POR ETAPA FUNCIONAL CASO BASE (MM USD)											
Etapa Funcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Líneas de Subtransmisión	22,02	48,42	54,38	52,82	40,67	29,45	25,85	22,28	24,59	20,31	340,80
Subestaciones	19,04	38,76	42,64	39,58	26,23	16,98	12,53	18,58	8,07	1,12	223,53
Alimentadores Primarios	119,57	104,73	85,53	76,10	71,30	70,69	70,37	72,74	73,09	75,57	819,70
Transformadores de Distribución	38,86	31,85	22,62	21,08	18,25	21,91	20,86	22,29	21,50	22,95	242,17
Redes Secundarias	129,32	121,56	110,50	111,15	105,85	107,23	102,11	105,75	105,56	109,88	1.108,92
Acometidas y Medidores	34,68	43,23	69,36	66,31	56,21	52,84	49,48	51,04	57,20	58,03	538,39
Automatización, Modernización y Gestión Operativa	24,21	23,63	37,48	32,05	30,37	28,75	24,70	28,11	32,46	32,51	294,27
Total Anual	387,70	412,18	422,50	399,08	348,89	327,85	305,91	320,81	322,48	320,38	3.567,77

Tabla Nro. 1-17: Requerimiento por etapa funcional- Caso Base.

INVERSIONES ANUALES POR ETAPA FUNCIONAL CASO MATRIZ PRODUCTIVA (MM USD)											
Etapa Funcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Líneas de Subtransmisión	22,02	48,42	108,77	105,64	67,79	36,81	28,73	22,28	24,59	20,31	485,35
Subestaciones	19,04	48,45	85,28	79,16	37,47	21,23	13,92	18,58	8,07	1,12	332,32
Alimentadores Primarios	95,56	131,81	105,56	89,77	80,46	80,38	77,01	79,83	81,40	84,23	906,00
Transformadores de Distribución	47,78	65,91	52,78	44,88	40,23	40,19	38,51	39,91	40,70	42,12	453,00
Redes Secundarias	149,71	206,51	165,37	140,64	126,05	125,93	120,65	125,07	127,52	131,97	1.419,40
Acometidas y Medidores	29,39	41,19	40,23	32,78	30,73	31,16	30,75	32,02	32,99	34,34	335,57
Automatización y Modernización de la Red	19,10	30,58	33,25	31,75	31,63	31,13	28,43	31,25	41,45	42,85	321,40
Automatización, Modernización y Gestión Operativa	5,11	16,68	41,71	32,35	29,12	26,37	20,97	24,97	23,47	22,17	242,92
Total Anual	387,70	589,54	632,94	556,97	443,48	393,19	358,96	373,91	380,19	379,10	4.495,96

Tabla Nro. 1-18: Requerimientos económicos del Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución – Caso Matriz Productiva

1.6 Resultados del Análisis Económico Financiero

Se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, la tarifa aplicada al consumidor y el diferencial tarifario dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del Plan Maestro de Electricidad del período 2016 – 2025.

Los aspectos más relevantes considerados para el análisis contemplan:

• Efecto de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, en la determinación del costo del servicio eléctrico anual.
• La estimación del resultado de la aplicación tarifaria del sector eléctrico anual.

En el contexto del análisis desarrollado se toma en cuenta la normativa vigente, metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio y la evaluación financiera del PME.

Hipótesis del Estudio

Para el estudio se ha definido dos escenarios de simulación, mismos que han sido seleccionados por su representatividad y gran impacto dentro del sector eléctrico. Todos los escenarios de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución son concordantes con los capítulos respectivos, en los que se los describe a detalle; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME.

Los escenarios de simulación tienen las siguientes características:

• Caso Matriz Productiva, el cual se diferencia del caso base, pues incluye la inclusión de la demanda de las industrias básicas y refinería del Pacífico
• 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
• El servicio de alumbrado público general se lo considera como un servicio independiente la actividad de distribución
• Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación, una vez finalizada su construcción total y su entrada en funcionamiento

1.6.1 Resultados

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 se requiere de los siguientes recursos económicos:

Componente	Caso Base (MM USD)	Caso Matriz Productiva (MM USD)
Plan de expansión de la generación	5.420	8.890
Plan de la expansión de la transmisión	1.179	1.804
Plan de la expansión y mejoras de la distribución	3.568	4.496
Sistema Nacional Interconectado S.N.I	10.167	15.190
Plan de expansión de la generación Galápagos	144	144
Total Nacional	10.311	15.334

Tabla Nro. 1-19: Resumen del requerimiento económico del PME 2016-2015

Para la ejecución de las obras del Plan Maestro se cuenta con varias fuentes de financiamiento como son los recursos fiscales y créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), Eximbank, de la Agencia Financiera de Desarrollo (AFD), del Banco de Desarrollo de China (CDB por sus siglas en inglés), y a su vez una importante inversión del sector privado que se espera se consolide en los próximos años y tenga cada vez una participación mayor, para tal efecto, el sector eléctrico actualmente está construyendo las condiciones adecuadas para las alianzas público – privadas.

1.6.2 Resultados Caso Base

En este escenario analizado del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, se considera un monto global de inversiones de 10.167 millones, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se ilustra en la Figura Nro. 1-3.

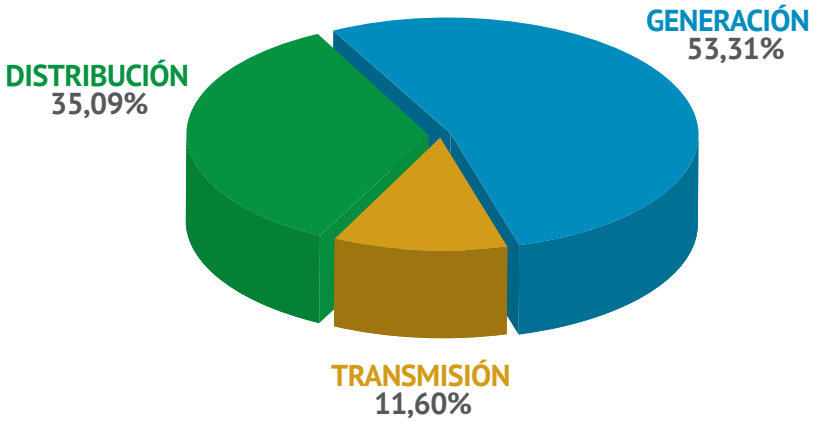


Figura Nro. 1-3: Participación de la inversión por actividad – Caso Base

Generación

Para el cumplimiento del Plan de expansión de la generación se requiere recursos económicos por el orden de 5.420 millones de dólares.

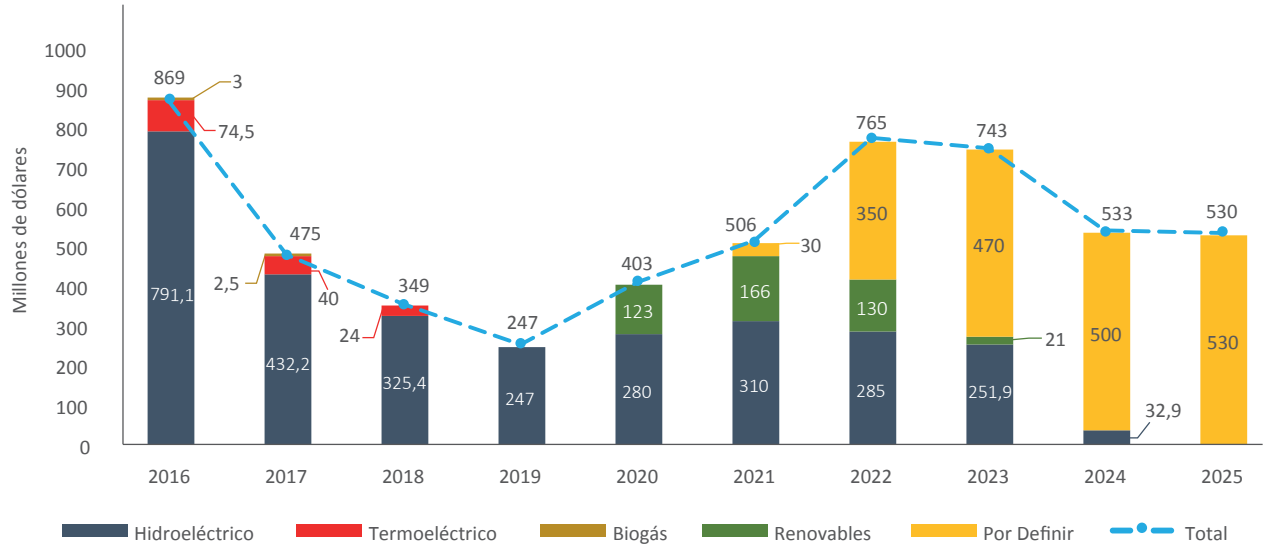


Figura Nro. 1-4: Inversiones por tipo de tecnología – Caso Base

Costo Medio de Generación

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y como rubro de contraste, tiene a la producción total de la energía de ese mismo período.

A continuación en la Figura Nro. 1-5 se ilustra la evolución del costo medio de generación.

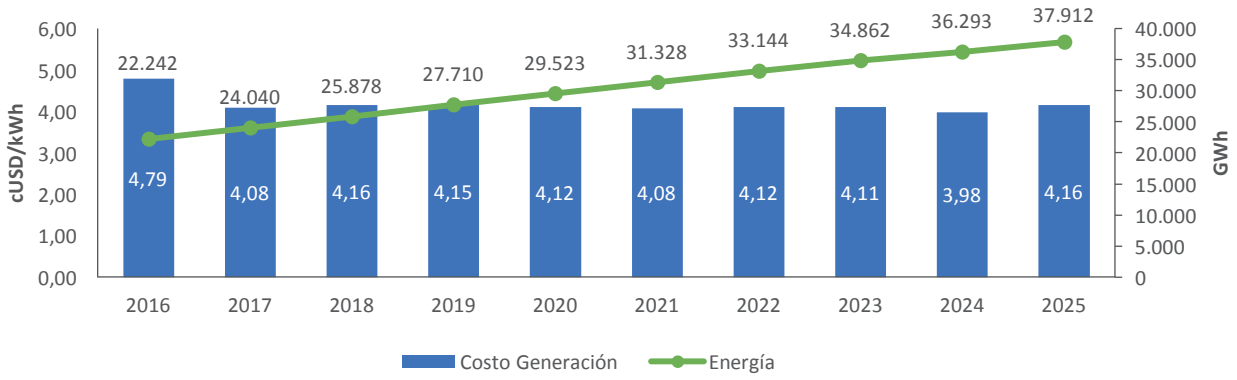


Figura Nro. 1-5: Evolución del costo de generación

Transmisión

El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión, comprende un monto total de 1.179,23 millones de dólares, de los cuales el 32,70% será destinado para líneas de transmisión, 67,17% para subestaciones, y 0,13% para el centro de control de la transmisión, como se indica en la Tabla Nro. 1-20.

Componente	Montos (M USD)	Participación Individual	Participación Total
Líneas de transmisión	385.645	100%	32,70%
Nivel I (138)		0%	
Nivel II (230)	112.737	29,23%	
Nivel III (500)	272.908	70,77%	
Subestaciones	792.076	100%	67,17%
Reducción	792.076	100%	
Elevación		0%	
Seccionamiento		0%	
Centro de Control de Transmisión	1.510	100%	0,13%
Total	1.179.231		100%

Tabla Nro. 1-20: Detalle de inversión en transmisión – Caso Base

De la anterior se colige que la mayor concentración de la inversión se produce en la construcción de líneas a nivel de voltaje de 500 kV, y la implementación de nuevas subestaciones de reducción.

A continuación la Figura Nro. 1-6 muestra los requerimientos anuales.

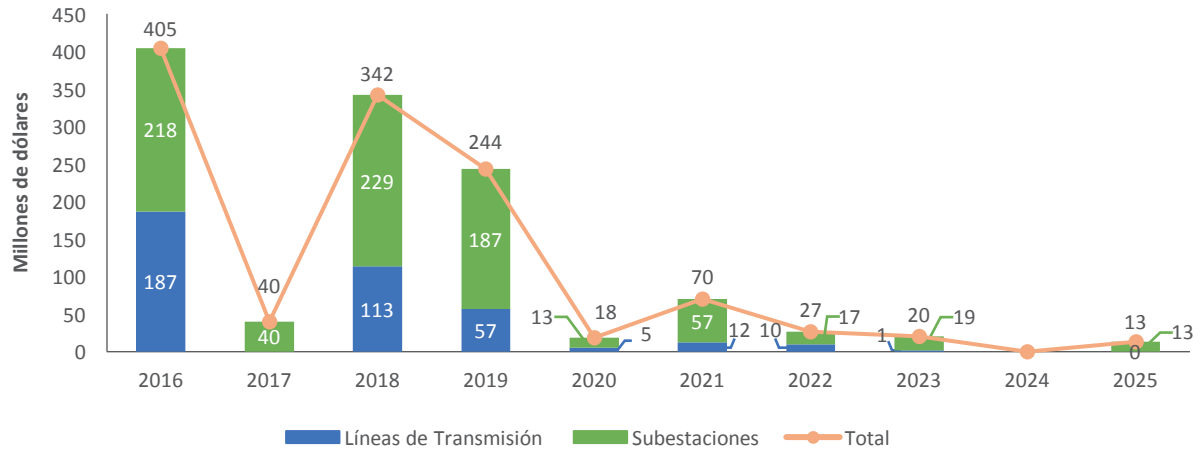


Figura Nro. 1-6: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Base

Costo de transmisión

La tarifa de transmisión se circunscribe al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de calidad del servicio, gestión socio ambiental, y expansión del sistema.

La evolución del costo de transmisión anual se ilustra en la siguiente figura.

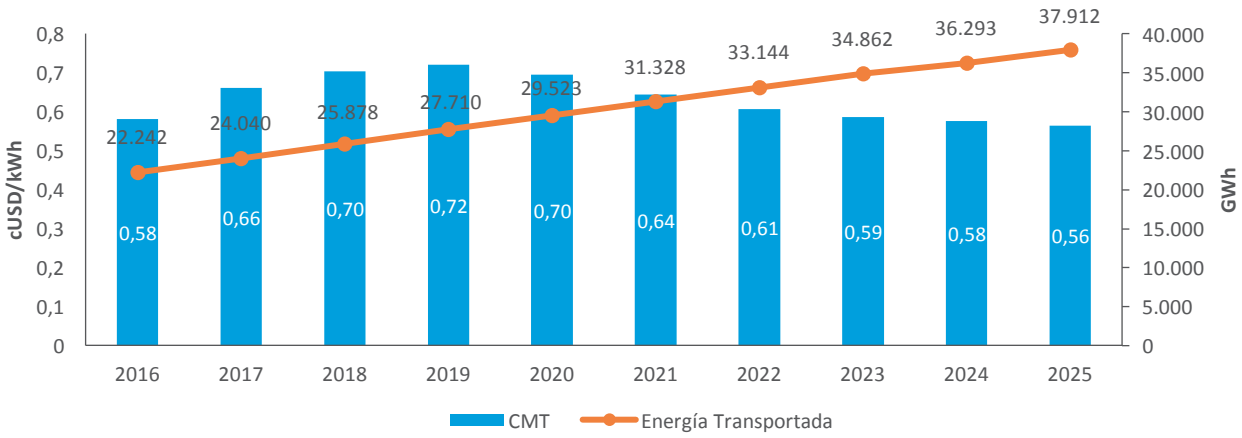


Figura Nro. 1-7: Evolución del costo de transmisión – Caso Base

Distribución

El plan de expansión de distribución, busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a aproximadamente 6,22 millones de clientes regulados, que variará a lo largo del horizonte de tiempo analizado en 26,21%, respecto del año 2016, y de esta manera también se prevé una variación en cuanto a la venta de energía eléctrica del 72,58%, respecto al año 2016.
Ver la Figura Nro. 1-8.

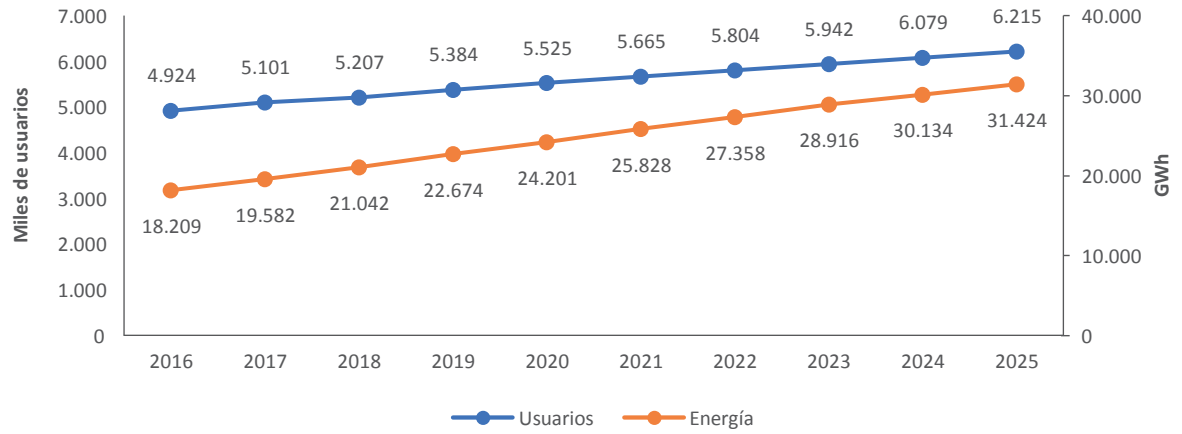


Figura Nro. 1-8: Abonado vs venta de energía eléctrica

El requerimiento de inversión para el sistema de distribución es de 3.568 millones, el cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura y la gestión propia de las distribuidoras, con el objeto de alinearlos para alcanzar las metas planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir – PNBV, como se indica en la Tabla Nro. 1-21.

Concepto	Inversión (MM USD)	Participación	Participación Sección
Acometidas y Medidores	538	15,09%	46,17%
Redes Secundarias	1.109	31,08%	
Transformadores de Distribución	242	6,79%	29,76%
Alimentadores Primarios	820	22,98%	
Subestaciones	224	6,27%	15,82%
Lineas de Subtransmisión	341	9,55%	
Instalaciones Generales	294	8,25%	8,25%
Total	3.568	100%	100%

Tabla Nro. 1-21: Detalle de inversión en distribución

De la tabla anterior, se observa que la mayor concentración de la inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de 1.647 millones de dólares. Para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de 1.062 millones, mientras que Subestaciones y Líneas de Subtransmisión alcanzan 564 millones, que representa el 46,17%, 29,76% y 15,82% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

La Figura Nro. 1-9 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a los largo de los diez años de análisis.

Costo de Distribución

El costo de distribución evoluciona conforme se ilustra en la Figura Nro. 1-10.

Costo del Servicio y Precio Medio - Caso Base

De acuerdo a las resultados descritos anteriormente, en la Figura Nro. 1-11 se presenta los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.

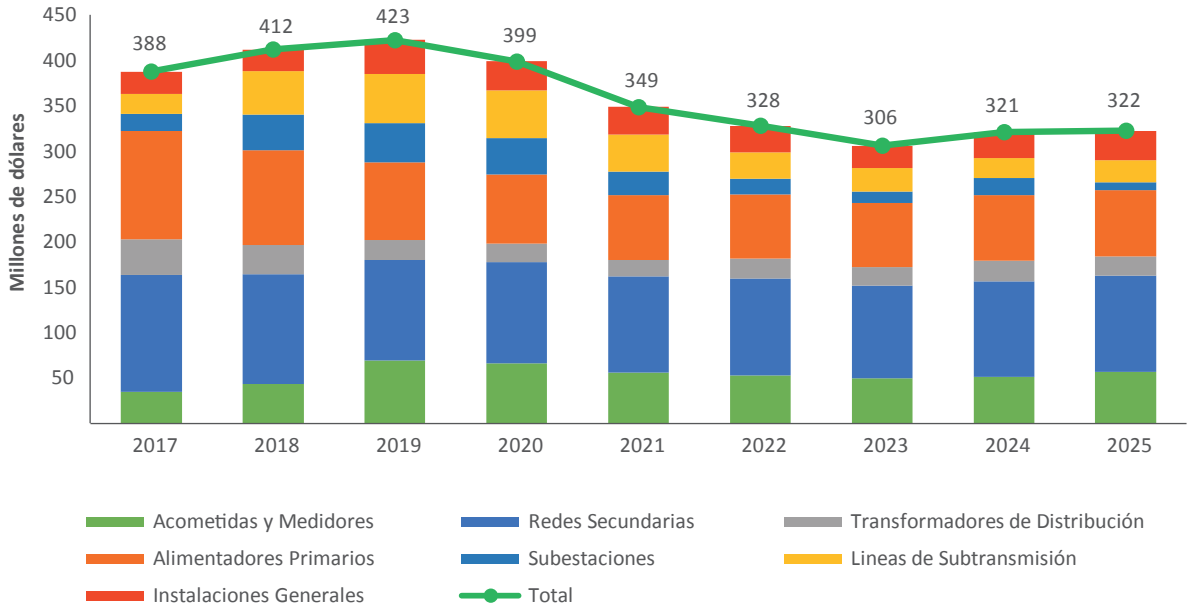


Figura Nro. 1-9: Inversión de capital en distribución por etapa funcional

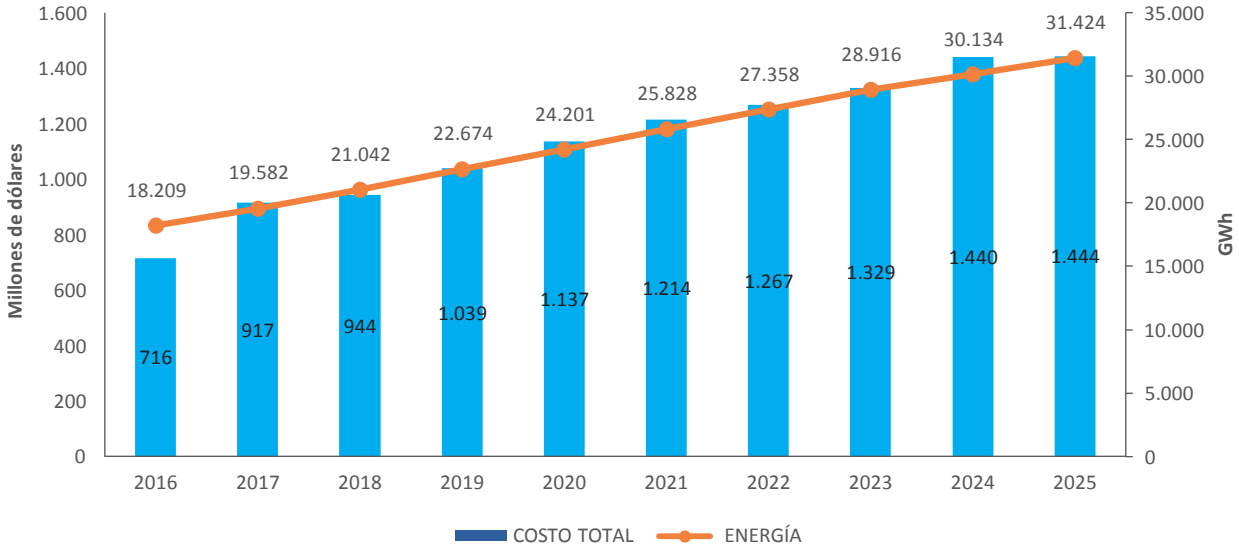


Figura Nro. 1-10: Costos de distribución

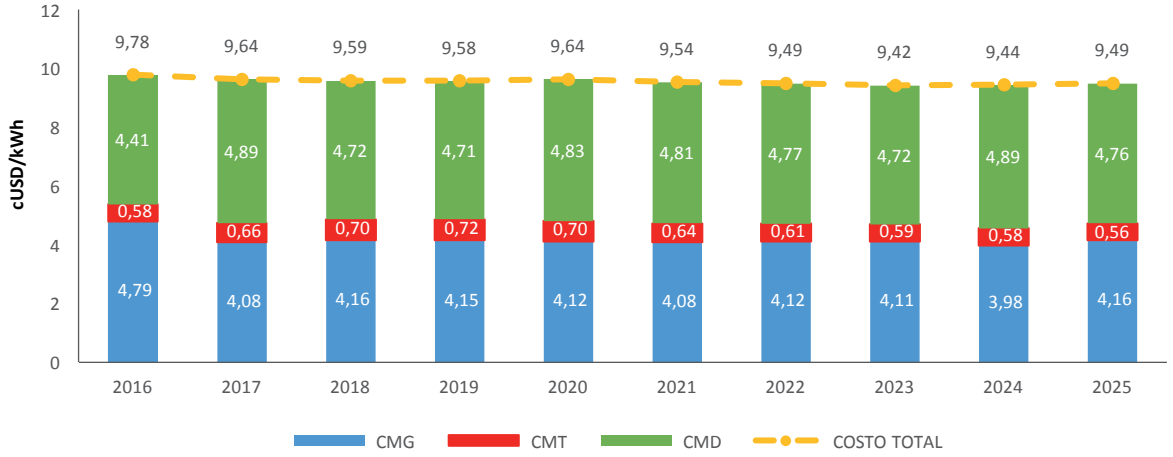


Figura Nro. 1-11: Evolución de los costos del servicio eléctrico – Caso Base

Las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales, mantendrán los valores que fueron aprobados para el año 2017, consecuentemente, se muestran la relación entre el costo del servicio y el precio medio.

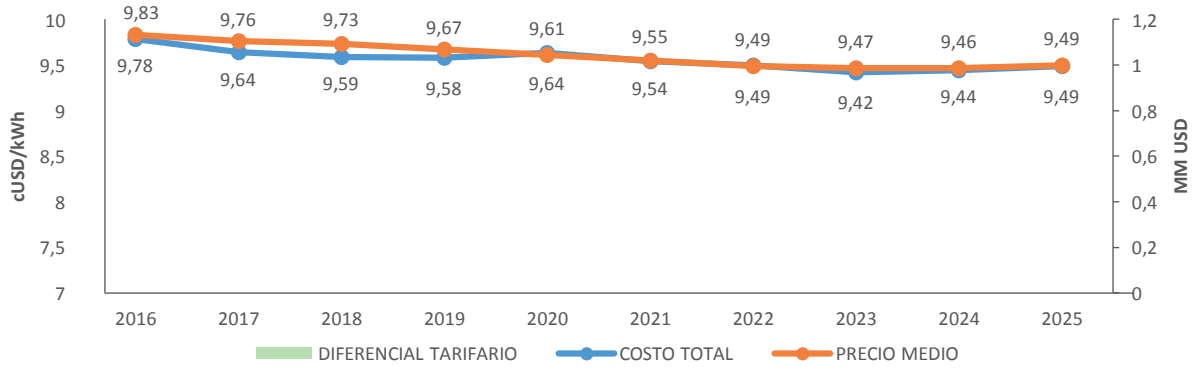


Figura Nro. 1-12: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario

Como puede observarse, a lo largo de los años de análisis, se observa que el precio medio aplicado cubre en su totalidad el costo total del servicio, por lo que no existiría ningún diferencial tarifario.

Adicionalmente, se debe mencionar que la evolución del Diferencial Tarifario, por las políticas que actualmente se aplican, dependerá básicamente de los costos del servicio y como tal, del costo medio de generación de cada periodo.

1.6.3 Resultados Caso Matriz Productiva

En el escenario Matriz Productiva del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, se considera un monto global de inversiones de 15.190 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la Figura Nro.1-13.

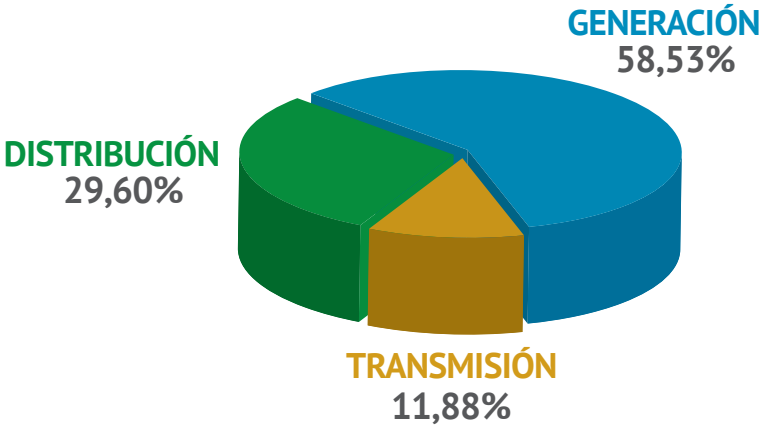


Figura Nro. 1-13: Participación de la inversión por actividad

Generación

En este escenario la principal diferencia se da por la inclusión del proyecto de generación Santiago, por lo que la inversión al final del periodo de análisis suma 8.890 millones dólares.

En la figura siguiente se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis por tipo de tecnología.

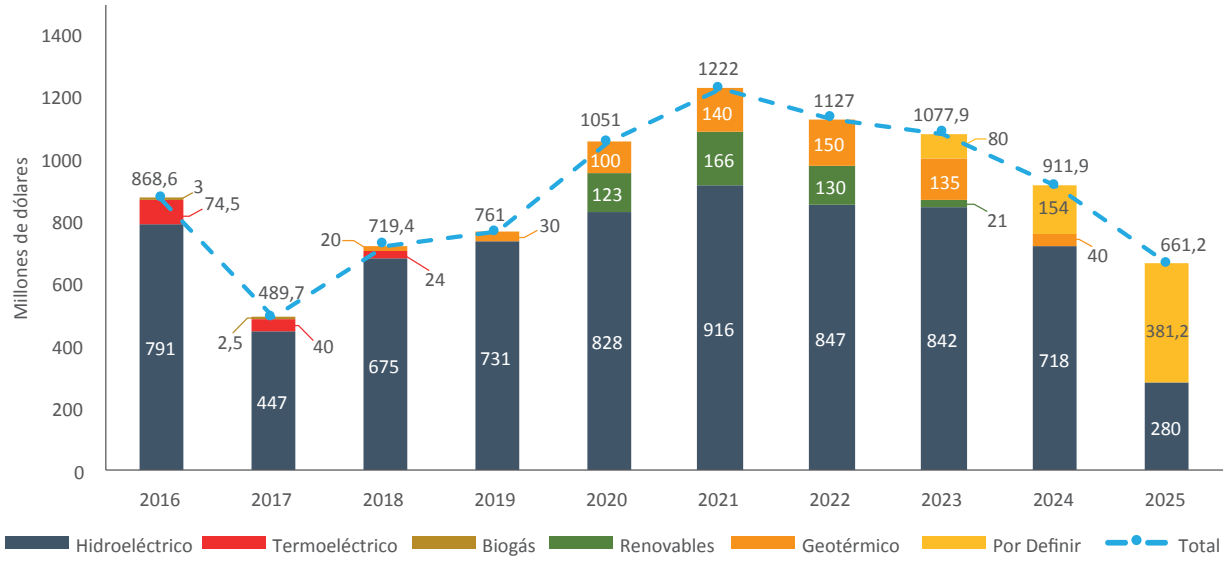


Figura Nro. 1-14: Inversiones por tipo de tecnología – Caso Matriz Productiva

Costo Medio de Generación

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y como rubro de contraste, tiene a la producción total de la energía de ese mismo período.

A continuación en la Figura Nro. 1-15 se ilustra la evolución del costo medio de generación.

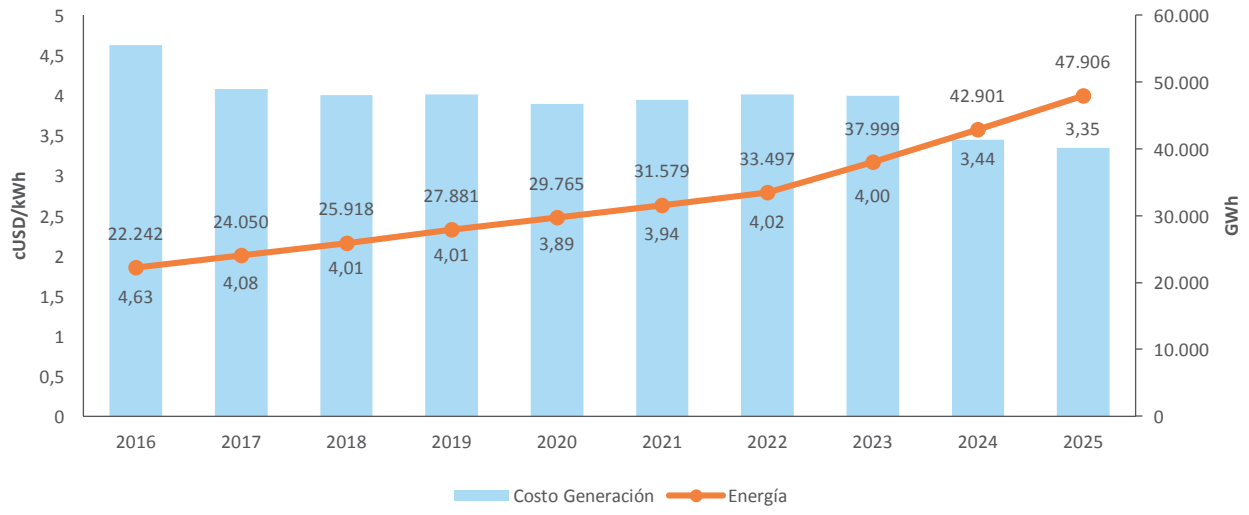


Figura Nro. 1-15: Evolución del costo de generación

La principal variación que se observa en los dos últimos años de análisis, esto como consecuencia de la entrada en operación de la central Santiago, que permite aportar con alrededor de 40% más de energía hidráulica, desplazando energía térmica y no convencional. Esta variación genera una reducción importante del costo medio de generación.

Transmisión

El presupuesto de inversión de transmisión para este escenario, incluye 625 millones adicionales, con los cuales se ampliarán las líneas de 500 kV, asi como subestaciones de reducción, que permitirán evacuar la energía generada por la nueva central Santiago, así como abastecer el crecimiento de la demanda generado por la inclusión de las industrias básicas.

Componente	Montos (M USD)	Participación Individual	Participación Total
Líneas de transmisión	736.429	100%	40,83%
Nivel I (138)		0%	
Nivel II (230)	171.713	23,32%	
Nivel III (500)	564.716	76,68%	
Subestaciones	1.066.561	100%	59,13
Reducción	1.066.561	100%	
Elevación		0%	
Seccionamiento		0%	
Centro de Control de Transmisión	874	100%	0,05%
Total	1.803.864		100%

Tabla Nro. 1-22: Detalle de inversión en transmisión – Caso Matriz Productiva

El monto total de inversión alcanza los 1.804 millones de dólares, que en su mayoría corresponden a líneas de transmisión y subestaciones. La Figura Nro. 1-16 muestra las inversiones a efectuarse a lo largo del periodo de análisis.

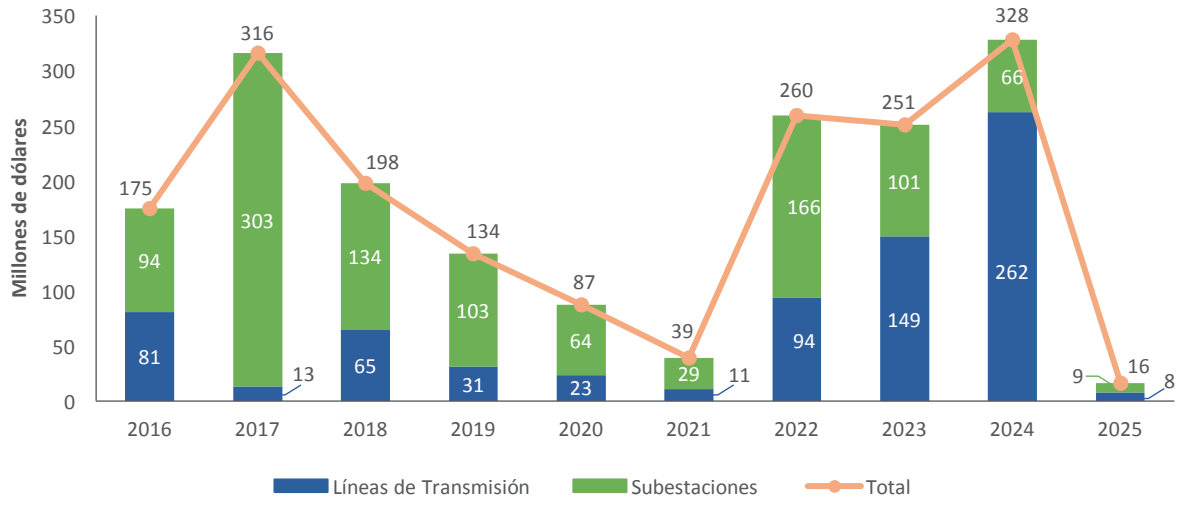


Figura Nro. 1-16: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Matriz Productiva

Costo de Transmisión

La evolución de la tarifa de transmisión evoluciona conforme se observa en el siguiente gráfico.

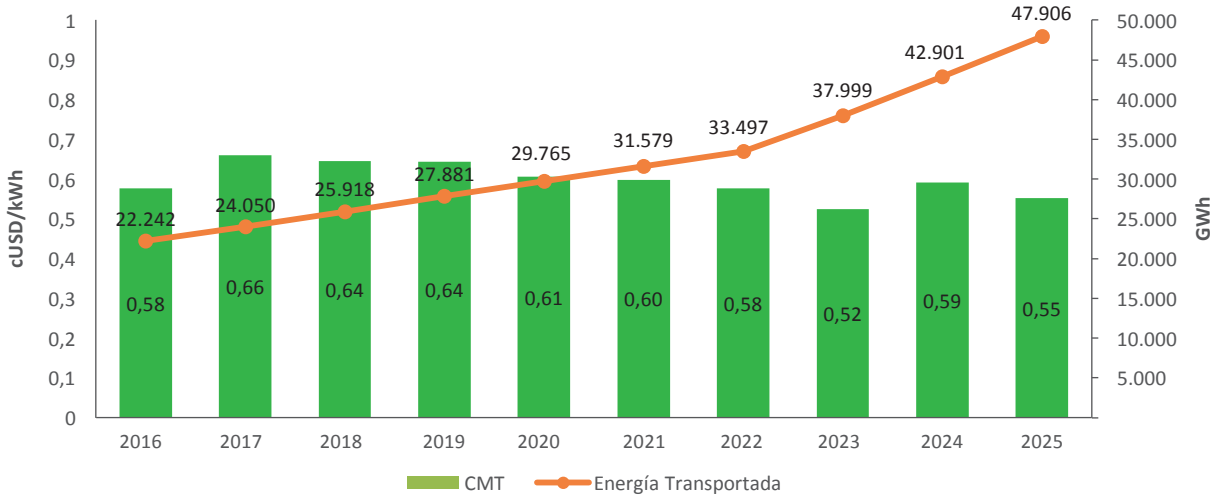


Figura Nro. 1-17: Evolución del costo de transmisión – Caso Matriz Productiva

Distribución

Para este escenario, la distribución brindará servicio a 6,22 millones de clientes regulados, y se estima hasta 41.055 GWh de venta de energía eléctrica.

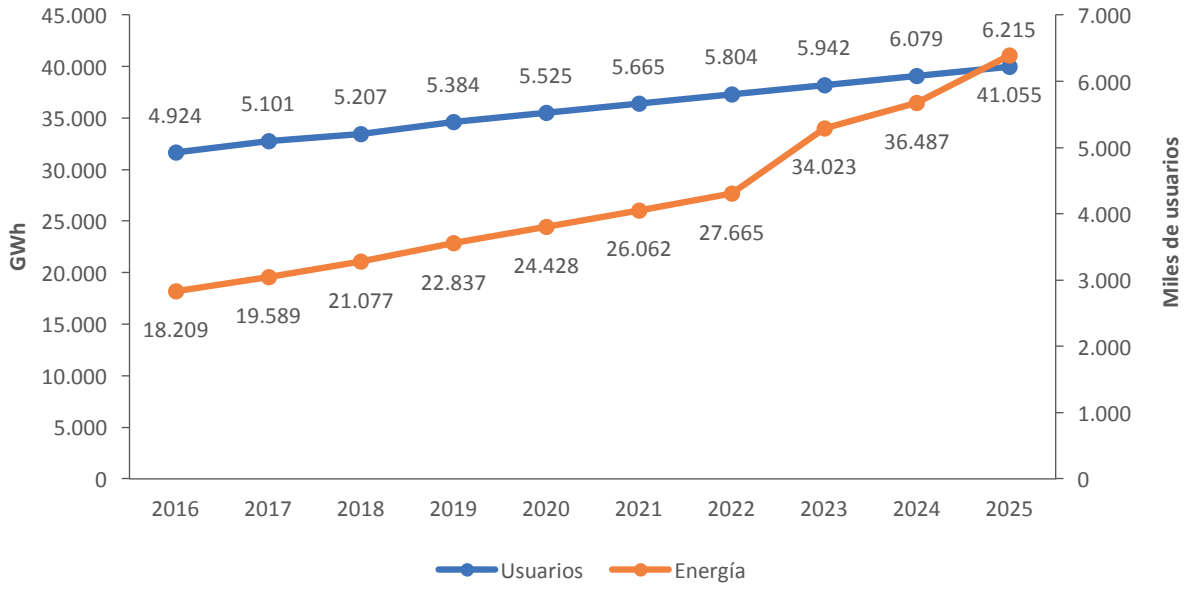


Figura Nro. 1-18: Abonado vs venta de energía eléctrica – Caso Matriz Productiva

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución ascienden a 4.496 millones, conforme al siguiente detalle.

Concepto	Inversión (MM USD)	Participación	Participación Sección
Acometidas y Medidores	586	16,42%	51,23%
Redes Secundarias	1.242	34,81%	
Transformadores de Distribución	288	8,06%	36,05%
Alimentadores Primarios	999	27,99%	
Subestaciones	332	9,31%	22,92%
Líneas de Subtransmisión	485	13,60%	
Instalaciones Generales	564	15,82%	12,55%
Total	4.496	126%	123%

Tabla Nro. 1-23: Detalle de Inversión

La Figura Nro. 1-19 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a los largo de los diez años de análisis.

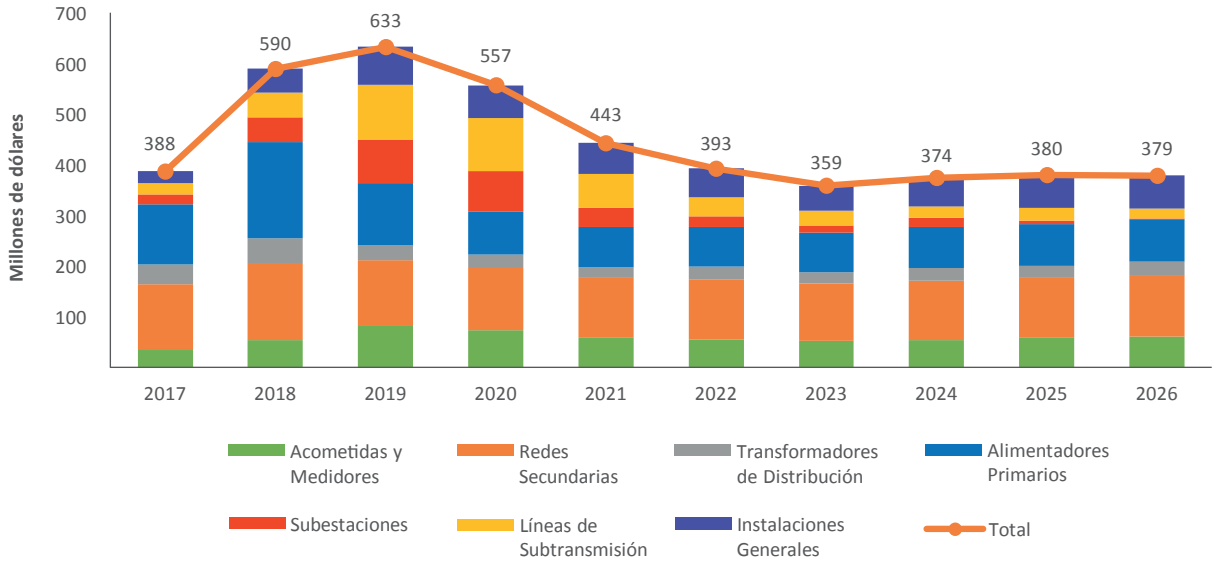


Figura Nro. 1-19: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Matriz Productiva

Costo de Distribución

El costo de distribución evoluciona conforme se ilustra en la siguiente figura.

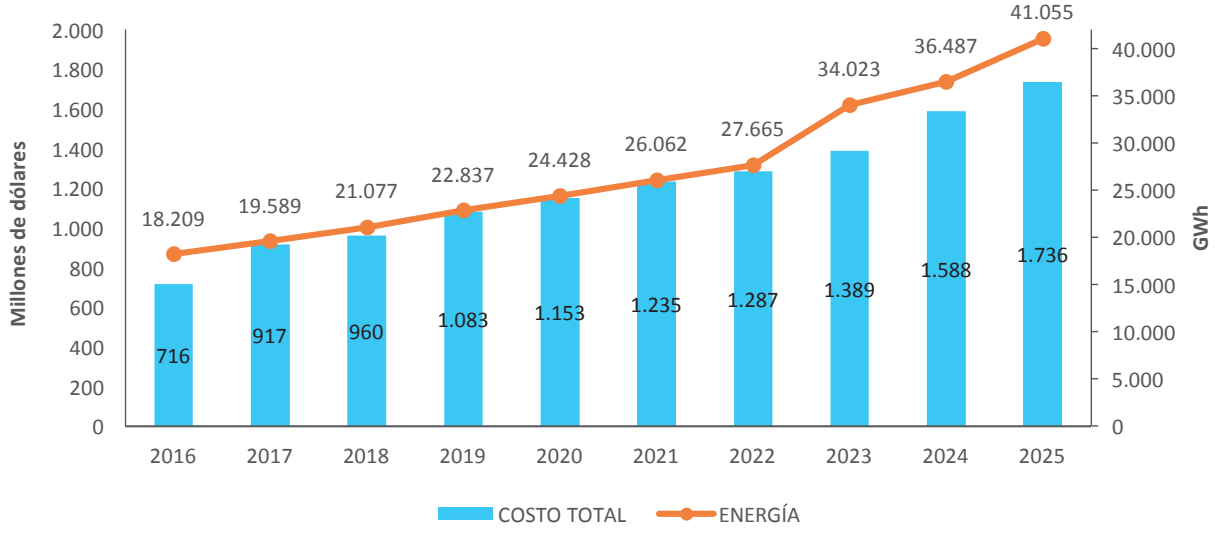


Figura Nro. 1-20: Costos de distribución – Caso Matriz Productiva

Costo del Servicio y Precio Medio - Caso Matriz Productiva

Sobre la base de lo anterior, en la Figura Nro. 1-21 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.

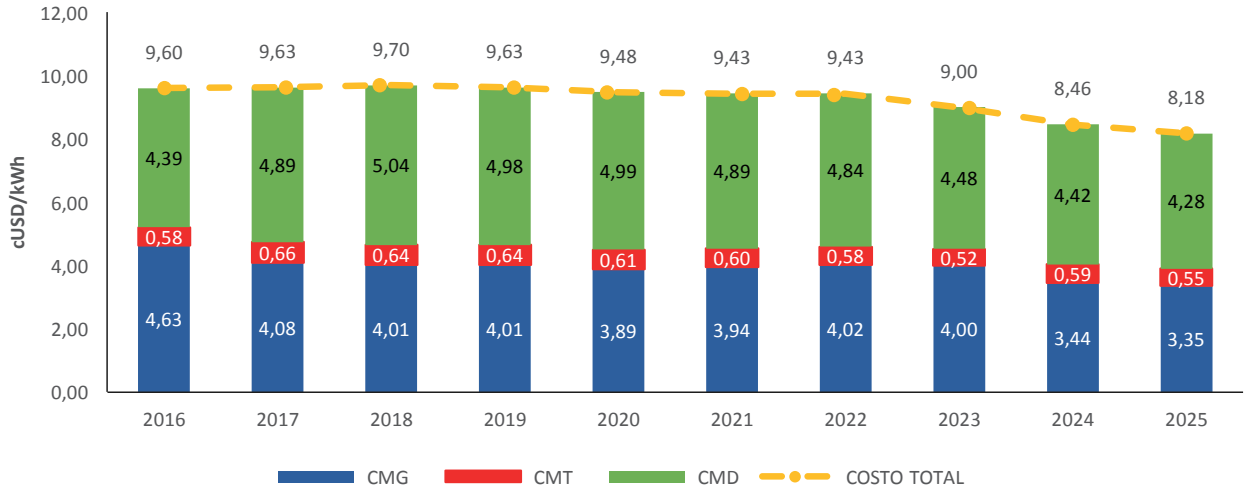


Figura Nro. 1-21: Evolución de los costos del servicio eléctrico – Caso Matriz Productiva

En la figura se observa una tendencia decreciente de los costos del servicio, que es comparable con la tendencia creciente en venta de energía eléctrica.

El importante crecimiento de las ventas responde a la inclusión de la demanda de las industrias básicas, las cuales para el año 2025 llegarán a representar el 28,69% de las ventas totales.

Lo anteriormente descrito, afecta de manera directa, también al precio medio aplicado. Puesto que las tarifas se mantienen fijas y la energía crece, la relación, año a año, va disminuyendo.

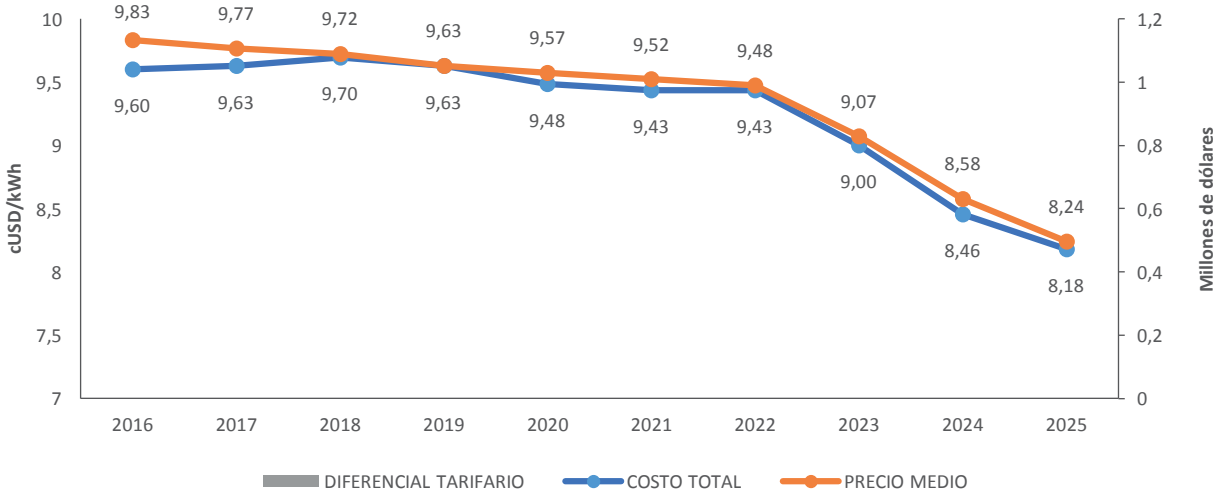


Figura Nro. 1-22: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario

Finalmente, se estima que no existirá diferencial tarifario en el periodo de análisis, bajo las políticas establecidas y utilizadas para este análisis.


Sopradora!
Sopradora!

2

TRANSFORMACIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO



2.1 La Transformación del Sector Eléctrico en la Última Década

La transformación del sector eléctrico ecuatoriano en esta década, es evidente. Ha sido motivo de reconocimiento a nivel regional y mundial; y, de orgullo para los ecuatorianos, demostrando al mundo entero, pero por sobre todo a nosotros mismos, lo que somos capaces de hacer y construir.

Al inicio del 2007 encontramos un sector eléctrico desarticulado; con bajos niveles de calidad de servicio; con elevadas pérdidas de energía eléctrica; con altos costos de producción; y, financieramente insostenible. Esto no podía continuar así, era necesario garantizar a todos los ecuatorianos un abastecimiento de electricidad seguro, de calidad, confiable , económico y eficiente; fue así que el tema energético pasó a ser una prioridad en la política del Estado, dejando atrás décadas de olvido.

Desde el inicio de la gestión gubernamental, se tenían claros los lineamientos y las políticas bajo las cuales se sentarían las bases del Nuevo Sector Eléctrico, entre ellos: La Soberanía Energética y el cambio de la Matriz Eléctrica; la Consolidación y Sostenibilidad del Sector; el Cambio en la Cultura para el uso eficiente de la Energía; y, la Integración Energética Regional.

Actuamos rápida y planificadamente; y, hemos logrado el mayor avance que el sector eléctrico haya tenido en su historia: en infraestructura, en tecnología y en gestión administrativa.

2.1.1 Soberanía Energética y Cambio de la Matriz Eléctrica

El sector eléctrico asumió como objetivo el garantizar el abastecimiento bajo condiciones de soberanía, priorizando la utilización de las fuentes de energías renovables, complementando con energía térmica[3] eficiente y de última tecnología, que consume combustible de producción nacional; asegurando la estabilidad eléctrica del sistema y manteniendo márgenes de reserva adecuados para enfrentar inclusive periodos de marcada sequía.

En este contexto, se constituyó y se puso en servicio, para el beneficio de todos los ecuatorianos: el embalse Mazar, obra que fortaleció energéticamente el complejo Integral Paute gracias a su gran capacidad de almacenamiento de 410 Hm^3 de agua, las centrales hidroeléctricas San Francisco, Mazar, Ocaña y Baba, con un total de 468 MW de potencia instalada; cuatro de los ocho proyectos hidroeléctricos – emblemáticos, Manduriacu, Alazán (del proyecto Mazar Dudas), Sopladora y Coca Codo Sinclair con una capacidad total de 2.059 MW; el primer parque eólico del Ecuador continental, Villonaco de 16,5 MW; y, el reemplazo de aproximadamente 600 MW de generación térmica ineficiente.

Tampoco nos hemos olvidado de nuestro Patrimonio Natural, el archipiélago de Galápagos, donde se han desarrollado los proyectos: Eólico Baltra, Eólico San Cristóbal, Fotovoltaico Puerto Ayora y la utilización de biocombustible –aceite de piñón- en la central de la Isla Floreana.

Con la puesta en operación de estas centrales, hemos duplicado la capacidad instalada del país pasando de 4.070 MW del 2006 a 8.226 MW en el año 2016.

La operación de estas centrales de generación conlleva además de los beneficios técnicos y energéticos, beneficios económicos y ambientales; es así que, se ha restringido la producción de energía eléctrica basada en combustibles fósiles, en especial de aquellos importados; resultando en un ahorro anual promedio de 1.000 millones de dólares; y se ha evitado la emisión al medio ambiente de 6,29 millones de toneladas de CO_2.

3 Con base en combustibles de producción nacional.

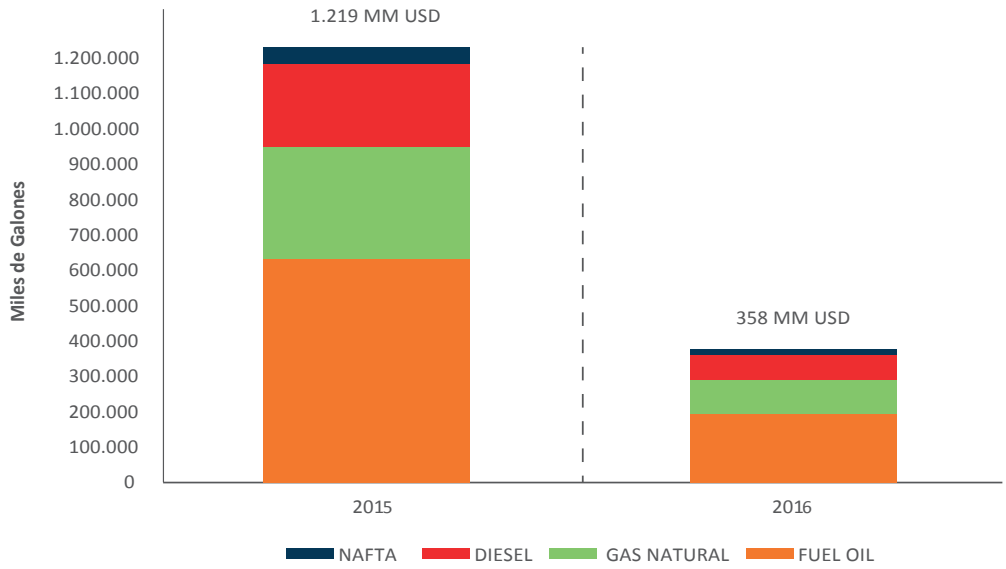


Figura Nro. 2-1: Reducción del consumo de combustibles fósiles

Para transportar técnica y eficientemente la energía producida en las nuevas centrales de generación, hemos construido y puesto en operación la primera instalación de extra alto voltaje del país, el nuevo sistema de transmisión de 500 mil voltios; y, complementariamente, se ha construido más de 3.000 kilómetros de nuevas líneas de transmisión de 230 kV y de 138 kV; y, de subtransmisión de 69 kV. Adicionalmente se ha construido más de 57.000 km de redes de medio y bajo voltaje.

En la distribución de energía eléctrica, se consiguió un enorme salto cualitativo y cuantitativo, se mejoró los indicadores de gestión y de calidad de servicio. Hemos sido reconocidos como el único país de la región que ha conseguido reducir las pérdidas de energía eléctrica de manera sostenida hasta alcanzar el 12,21% en el 2016, disminuyendo 10 puntos porcentuales respecto al año 2006.

La cobertura de servicio eléctrico pasó del 92,86% del año 2006 al 97,24% en el año 2016, superando la media regional, que es de 95,91%.

Toda la nueva infraestructura eléctrica instalada en la generación, la transmisión y la distribución de electricidad, además de ser los pilares para el progreso y el desarrollo del país, se constituye en la fortaleza para un nuevo Ecuador: productivo, competitivo y soberano.

2.1.2 Sector Eléctrico Consolidado y Sostenible

Corregir el deteriorado sector eléctrico del 2006, demandó cambios profundos; por ello se trabajó en cuatro grandes ejes: la creación de una nueva institucionalidad, la aprobación de una nueva Ley Eléctrica, la recuperación del rol de la planificación; y, el fortalecimiento de la infraestructura, la modernización y la mejora en la gestión.

2.1.2.1 Nueva Institucionalidad - Reseña de la Normativa del Sector Eléctrico

El 9 de julio de 2007, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 475, se escindió el Ministerio de Energía y Minas y se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el cual a nombre del Estado recibe todas las delegaciones que mantenía el Fondo de Solidaridad (FS); este último terminó sus funciones mediante Decreto Ejecutivo Nro. 129 de 13 de noviembre del 2009, de acuerdo a lo establecido en la Constitución de la República y en la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP).

En este contexto, el 13 mayo de 2008 se expidió el Mandato Constituyente Nro. 9, mediante el cual se autoriza que los recursos patrimoniales del FS se inviertan directamente en la capitalización de las empresas eléctricas, mediante la ejecución de planes de inversión, considerando las necesidades

prioritarias en todo el país y teniendo como objetivo la expansión, la modernización, el mejoramiento y la ampliación de la infraestructura del sector eléctrico.

Para complementar lo antes indicado, el 23 de julio de 2008 se expidió el Mandato Constituyente Nro. 15, mediante el cual se autorizó al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), establecer una tarifa única para cada tipo de consumo, eliminando el concepto de costos marginales en generación; y, sin considerar los componentes de inversión para la expansión de los sistemas de distribución y transmisión.

Con lo actuado, se logró establecer una "Tarifa Única" a nivel nacional, cumpliendo con los preceptos de igual, equidad, solidaridad y precio justo.

Mediante Registro Oficial Nro. 449, de 20 octubre de 2008, entró en vigencia la Constitución de la República del Ecuador, en la cual se establece que el sector eléctrico es parte de los sectores estratégicos; reservándose para el Estado el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar dichos sectores de manera que se garantice que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

Los cambios constitucionales y legales mencionados han sustentado la re estructuración institucional del sector eléctrico.

Dentro de este contexto, el 15 de diciembre de 2008, mediante escritura pública, se fusionaron las 10 empresas eléctricas de distribución y se constituyó la Corporación Nacional de Electricidad S.A. (CNEL S.A.) [4] . Y, el 13 de enero del 2009, se constituyó la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S. A.) [5], resultado de la fusión de cinco empresas de generación y una de transmisión.

Con el objetivo de cumplir con lo estipulado por la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP del 16 de octubre del 2009), mediante Decreto Ejecutivo Nro. 1786, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG), se convirtió en un organismo dependiente de la Función Ejecutiva, denominándose Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil (Eléctrica de Guayaquil); posteriormente, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 887, de 4 de octubre de 2011, esta Unidad se convirtió en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP.

De igual manera, mediante Decreto Ejecutivo No. 220, de 14 de enero del 2010 se creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), la misma que subroga en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. y de Hidronación S.A.

Posteriormente, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 1459, de 13 de marzo de 2013, se creó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), sucediendo en derechos y obligaciones a la CNEL S.A.

En la actualidad, luego de la fusión de la CNEL EP con la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP, el sector eléctrico del país cuenta con once empresas: 10 empresas [6] de distribución; y, una empresa de generación y transmisión de energía, CELEC EP.

Posteriormente, la nueva institucionalidad del sector eléctrico quedaría aún más fortalecida con una nueva ley.

Es así que, mediante Registro Oficial Nro. 418, de 16 de enero de 2015, se publicó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), cuyos principales aspectos son los siguientes:

- El rescate del suministro de la energía eléctrica, como servicio público estratégico.

- La estructuración y consolidación del sector a través de las empresas públicas.

- La creación de espacios para la participación privada.

- El establecimiento de una nueva estructura institucional del sector eléctrico, de la siguiente manera: El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL); el Operador Nacional de Electricidad, CENACE; y, los Institutos especializados.

4 Fusión de las Empresas Eléctricas: Península de Santa Elena C.A.; Santo Domingo S.A.; Milagro C.A.; Bolívar S.A.; Regional Esmeraldas S.A. (EMELESA); Los Ríos C.A.; Regional El Oro S.A.; Regional Guayas-Los Ríos S.A. (EMELGUR); Manabí S.A. (EMELMANABI) y Regional Sucumbíos S.A. (EMELSUCUMBIOS).

5 Fusión de las empresas generadoras: Hidropaute S. A., Hidroagoyán S. A., Electroguayas S. A., Termoesmeraldas S. A., Termopichincha S. A. y de transmisión, Transelectric S. A.

C2

2.1.2.2 La Recuperación del Rol de la Planificación

La desinversión del sector eléctrico, los elevados costos de la electricidad, la alta dependencia de la importación de energía eléctrica, las altas pérdidas, los estados financieros en rojo en la mayoría de las empresas eléctricas; fueron parte de la herencia entregada por anteriores administraciones.

El recuperar la rectoría de la Planificación del sector, fue uno de los aciertos que cambio la historia del sector eléctrico.

Dentro de este contexto, con el liderazgo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable regreso la inversión, la accesibilidad, la calidad y la sostenibilidad. El plan de trabajo implementado en los últimos 10 años, rompió todo pronóstico y, por primera vez, en un hecho histórico, la inversión en el sector eléctrico ecuatoriano en el periodo 2007 - 2016, sobrepasó los once mil millones de dólares, siendo 12 veces mayor que la inversión del periodo 2000 - 2006.

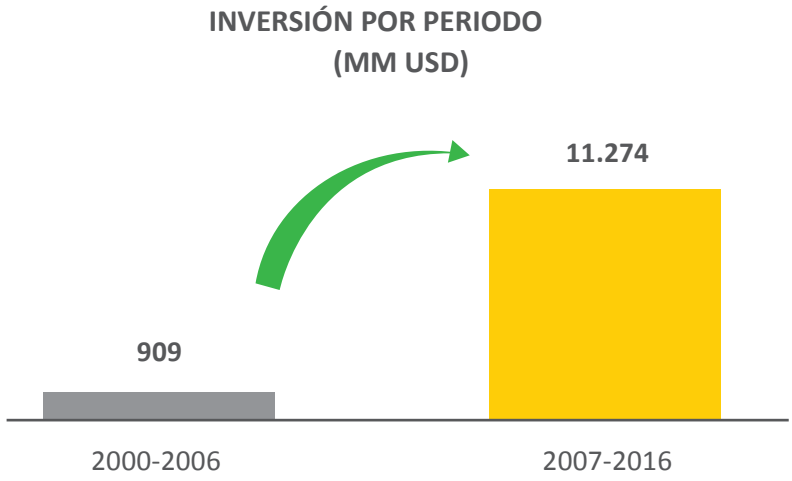


Figura Nro. 2-2: Inversiones antes y durante la última década

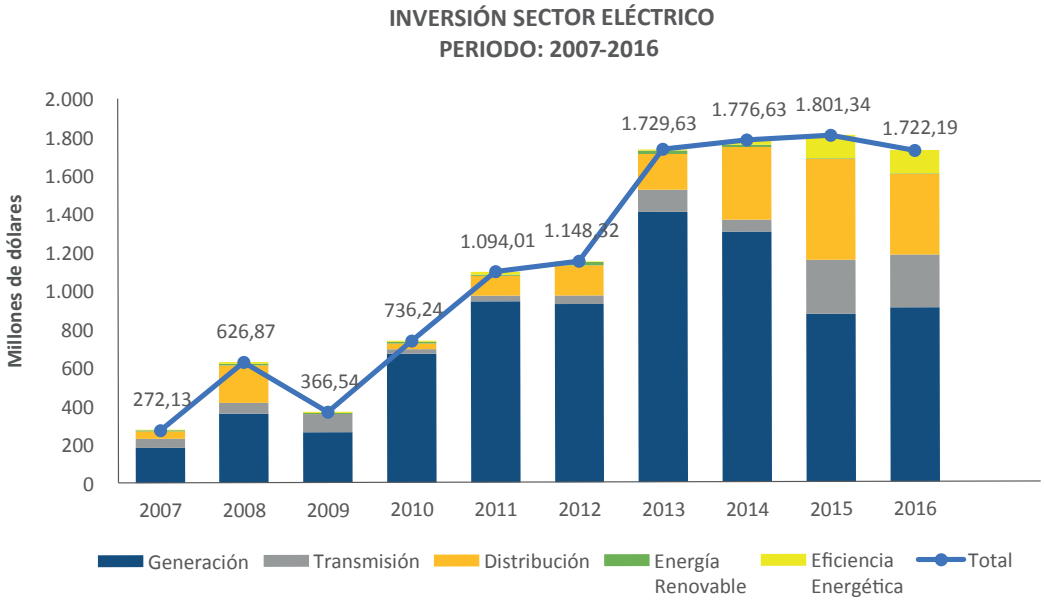


Figura Nro. 2-3: Inversión anual por etapa funcional en la última década

Hemos sembrado la semilla para un futuro mejor, hemos generado las condiciones para que llegue la inversión, para que florezca la innovación: creando las condiciones para un nuevo Ecuador, productivo y soberano.

6 CNEL EP y 9 empresas que continúan operando como compañías anónimas reguladas por la Ley de Compañías para los asuntos de orden societario exclusivamente.

2.1.3 Mejora en la Gestión

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

El mejoramiento de la gestión se refleja en los índices alcanzados; es así que se redujo en 10 puntos porcentuales las pérdidas de energía eléctrica, lo cual significa un ahorro al país del orden de los USD 1.200 millones acumulados; los que han sido reinvertidos en infraestructura, en mantenimiento y en capacitación.

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

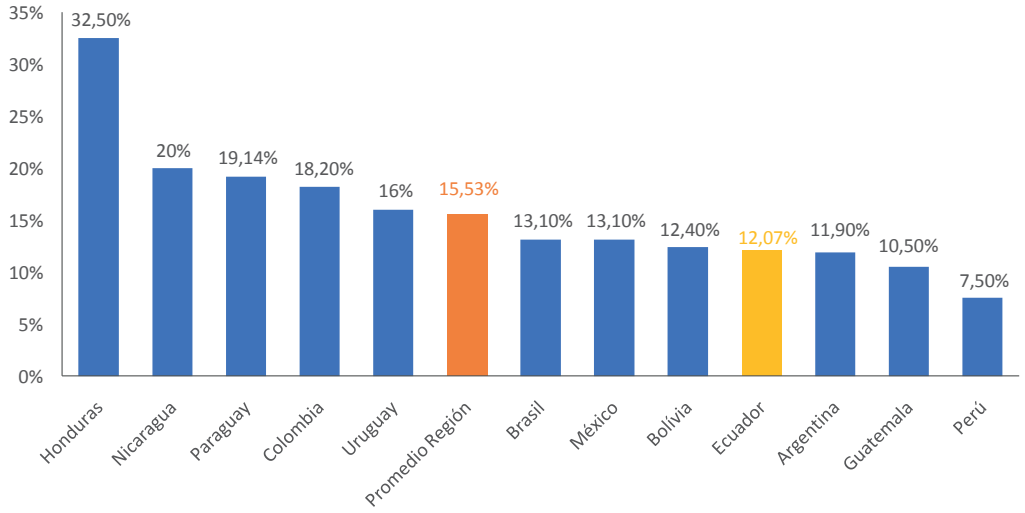


Figura Nro. 2-4: Pérdidas de electricidad en los países de la Región.
Fuente BID

También, se logró incrementar la cobertura del servicio al 97,24%; beneficiando solamente en el sector rural, a más de 900 mil nuevas familias con el servicio; siendo esta cobertura; una de las más altas de Latinoamérica.

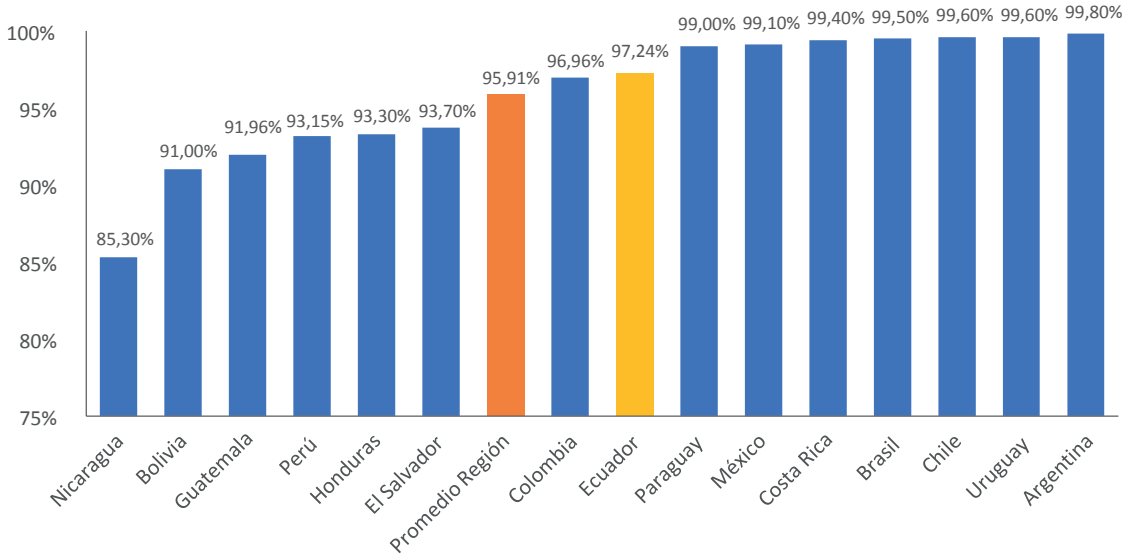


Figura Nro. 2 -5: Cobertura de electricidad en los países de la Región.
Fuente BID

Además, la crítica situación financiera de las Empresas del Sector Eléctrico fue uno de los principales problemas que enfrentó el sector en los últimos años. Los ingresos de las empresas no alcanzaban a cubrir sus costos operativos; lo cual obligó al establecimiento del subsidio denominado "Déficit Tarifario", que en el 2006 representó más del 30% de la facturación. Pero, con la incorporación de las centrales hidroeléctricas, la reducción de pérdidas de energía, la mejora en la calidad del servicio y la modernización de los sistemas técnicos y comerciales, hoy la necesidad de este subsidio ha desaparecido.

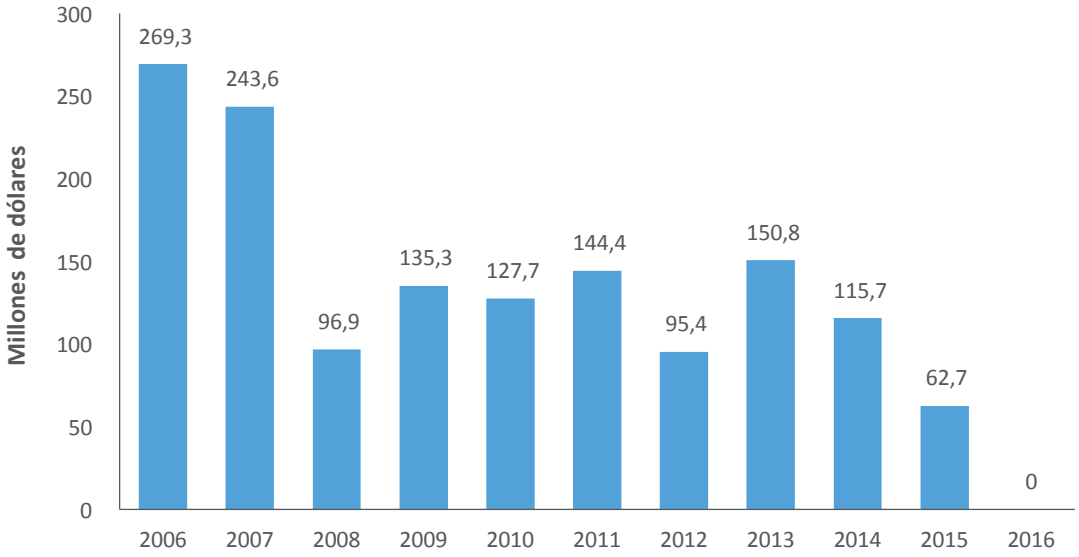


Figura Nro. 2-6: Evolución de déficit tarifario

Pero también, en estos últimos diez años, pasamos de ser importadores a ser exportadores de electricidad, alcanzando resultados favorables en las transacciones de energía eléctrica, conforme se ilustra en la siguiente figura.

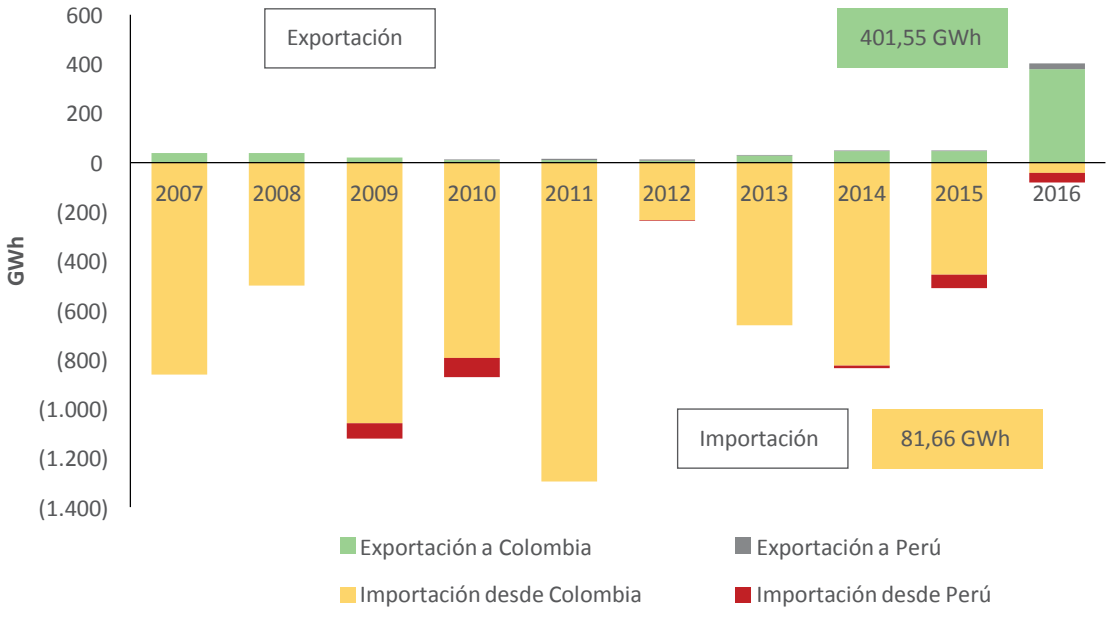


Figura Nro. 2-7: Compra - venta de electricidad de Ecuador

El aprovechamiento de recursos energéticos renovables, coloca al Ecuador en una posición privilegiada dentro del contexto regional, que le permite ofertar energía eléctrica a los países vecinos a costos competitivos.

2.1.4 Cambio de Cultura para el Uso Eficiente de la Energía

No solo se trata de producir energía; sino, de consumirla de manera inteligente. La eficiencia en el uso, ha sido otro de los pilares de nuestra gestión. La introducción masiva de iluminación eficiente en los hogares y las vías públicas; la sustitución de refrigeradoras antiguas y de alto consumo; la aplicación de normas técnicas y de reglamentos de etiquetado de artefactos de uso en el hogar; la implementación de sistemas de gestión de energía en las principales industrias; y, nuestro emblemático programa de sustitución de GLP por electricidad con la incorporación de cocinas de inducción, del cual se benefician alrededor de 600 mil familias ecuatorianas, son muestras indiscutibles de nuestro compromiso con la eficiencia energética y el cuidado de la naturaleza.

La aplicación de políticas tarifarias y la ejecución de los diferentes programas de eficiencia energética, permitió una importante disminución en la demanda eléctrica a nivel nacional. Es así que en horas de máxima demanda se logró reducir unos 362 MW, lo cual representó para el país, un ahorro superior a los 720 millones de dólares por costos evitados en la instalación de nueva infraestructura de generación necesaria para cubrir esa demanda.

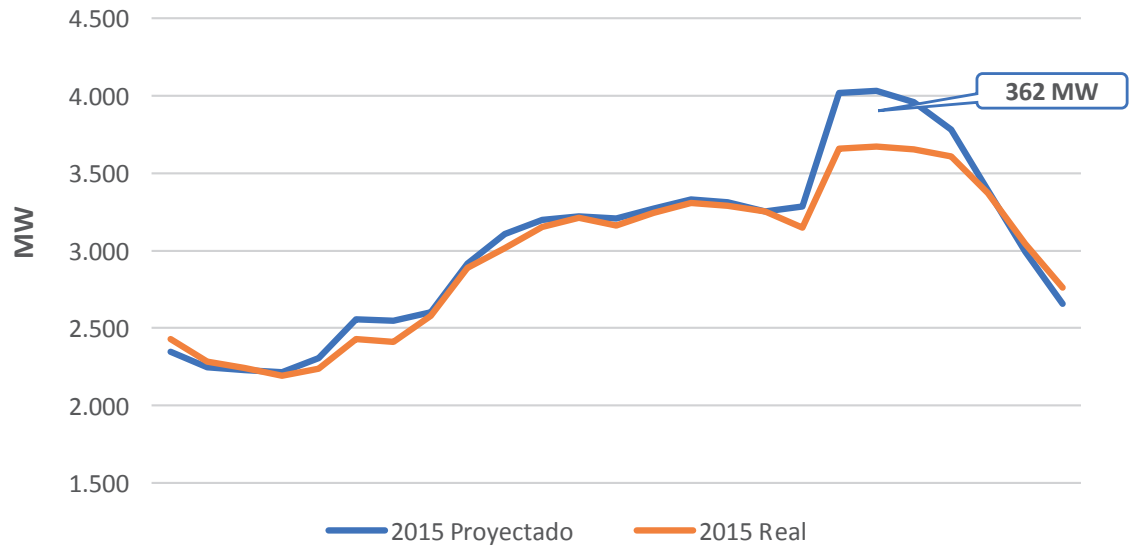


Figura Nro. 2-8: Demanda 2015 real vs proyectada

2.1.4.1 Programa de Eficiencia Energética

A continuación se resume los principales programas de uso eficiente de la energía eléctrica que se está llevando a cabo en nuestro país y sus resultados con corte a diciembre 2016.

C2

2.1.5 Programa Cocción Eficiente - PEC

Este Programa contribuye al cambio de la matriz energética del país, a través de la reducción sustancial de la demanda de gas licuado de petróleo - GLP, combustible cuya oferta depende sustancialmente de importaciones.

Para éste propósito, el PEC busca sustituir el uso de GLP por electricidad para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua para uso sanitario en el sector residencial del país, mediante la introducción masiva de cocinas eléctricas de inducción de alta eficiencia en aproximadamente 3 millones de hogares. Así también, equipos eléctricos de calentamiento de agua en aproximadamente 750.000 hogares, aprovechando la creciente disponibilidad de electricidad generada a partir de fuentes renovables, fundamentalmente hidroeléctricas.

Los ejes de intervención vinculados a la ejecución integral del proyecto son:

- Suministro de energía: Uso de energía renovable de las nuevas centrales hidroeléctricas.

- Reforzamiento de la infraestructura del sistema de distribución eléctrico.

- Participación de la industria nacional en la producción de cocinas y comercialización.

- Financiamiento a cargo del Estado.

- Incentivo tarifario.

El Estado ha establecido cinco importantes incentivos para promover y facilitar que la población migre al uso de la electricidad en sustitución del GLP para cocinar sus alimentos y calentar el agua para uso sanitario:

Incentivo tarifario: Todos los usuarios que migren del gas a la electricidad para cocción de alimentos y calentamiento de agua, recibirán gratuitamente hasta agosto del 2018, lo siguiente:

- Hasta 80 kWh/mes de energía para los usuarios que utilicen cocinas eléctricas de inducción en sustitución de cocinas a gas.

- Hasta 20 kWh/mes de energía para los usuarios que utilicen equipos eléctricos de calentamiento de agua en sustitución de calentadores a gas.

Financiamiento al usuario: El Estado financia al usuario la adquisición de la cocina de inducción, ollas para inducción y/o equipo eléctrico de calentamiento de agua. El financiamiento se otorgará a un plazo máximo de 3 años.

Subsidio exclusivo para beneficiarios del Bono de Desarrollo Humano: El Estado subsidiará el 100 % del costo de la cocina de inducción y juego de ollas para inducción e instalación de circuito interno, siempre y cuando el beneficiario entregue como canje su cocina a gas y cilindro.

Exenciones arancelarias para la importación de cocinas de inducción y juegos de ollas para inducción: Mediante las resoluciones Nro. 039-2014 y 045-2014 del Pleno del Comité de Comercio Exterior COMEX, se difiere temporalmente la aplicación de tarifas arancelarias a las sub partidas correspondientes a cocinas de inducción y juegos de ollas. Así también, se ha solicitado y está en trámite esta misma exoneración para los equipos eléctricos de calentamiento de agua.

Incentivo tributario para comercialización de equipos: Mediante disposiciones de la Ley Orgánica de Incentivos a la Producción y Prevención del Fraude Fiscal, se estableció la exoneración del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) para la comercialización de cocinas eléctricas de inducción, ollas para inducción y sistemas eléctricos de calentamiento de agua para uso doméstico, incluyendo las duchas eléctricas. Por otra parte, se exonera del Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) a las compras en el exterior de cocinas eléctricas, cocinas de inducción, sus partes y piezas, ollas para inducción y sistemas eléctricos de calentamiento de agua para uso doméstico. Finalmente, se grava la comercialización de cocinas, cocinetas, calefones y sistemas de calentamiento de agua a gas, con el Impuesto a los Consumos Especiales (ICE) por el 100 % del precio ex fábrica y ex aduana, según corresponda.

Al 31 de Diciembre del 2016, se registraron los siguientes resultados:

Descripción	Cantidad
Incentivos Tarifarios aplicados (Incluye incentivos por cocción y por calentamiento)	494.470
Total cocinas vendidas dentro del Programa	579.637

Tabla Nro. 2-1: Resultados PEC
Fuente SEREE, MEER

Actualmente, el beneficio para el Estado por costos evitados es de 556,45 millones de dólares.

2.1.6 Programa para la Renovación de Equipos de Consumo Energético Ineficiente (RENOVA)

Este programa tiene como meta la sustitución de 330.000 refrigeradoras ineficientes a nivel nacional. Desde el 2012, año de inicio del Programa, hasta el 31 de diciembre de 2016, las Empresas Eléctricas de Distribución receptaron un total de 121.225 solicitudes de posibles beneficiarios del proyecto, realizándose la sustitución de 95.652 refrigeradoras a nivel nacional, lo que produjo un ahorro estimado de 63,13 MWh/año de electricidad y un beneficio acumulado para el Estado de 10,24 millones de dólares aproximadamente.

Actualmente se inició con la segunda fase del Programa RENOVA, en la que se propone la sustitución, en seis años, de dos tipos de equipos ineficientes: refrigeradoras de uso doméstico y acondicionadores de aire en el sector residencial y comercial hotelero, únicamente en la provincia de Galápagos.

2.1.7 Integración Energética Regional

El espacio de integración brindado por la Comunidad Andina (CAN) ha constituido el paraguas bajo el cual el Ecuador ha podido establecer relaciones comerciales de energía eléctrica con los países vecinos. Esta constituye la única experiencia a nivel de Suramérica de un proceso de integración energética que va más allá de las relaciones bilaterales. La experiencia de la CAN ha dejado lecciones importantes y ha creado espacios más amplios de integración como son la UNASUR[1] y la CELAC, al igual que el Proyecto "Sistema de Interconexión Eléctrica Regional - SINEA", con el objetivo de construir un gran corredor eléctrico que permita las transferencias de electricidad entre los países de la región: Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú. Actualmente se trabaja en la elaboración del "Tratado Energético Suramericano".

La integración no es un fin, es un medio que nos permite alcanzar el verdadero objetivo que es el bienestar de nuestros pueblos. El Ecuador está seriamente comprometido con una integración energética que persiga este objetivo, y que se fundamente en la equidad, el respeto a la soberanía de los países sobre sus recursos naturales y, el cuidado del ambiente.

2.2 Situación Actual del Sector Eléctrico

En la presente sección se muestran los principales indicadores de gestión del sector eléctrico.

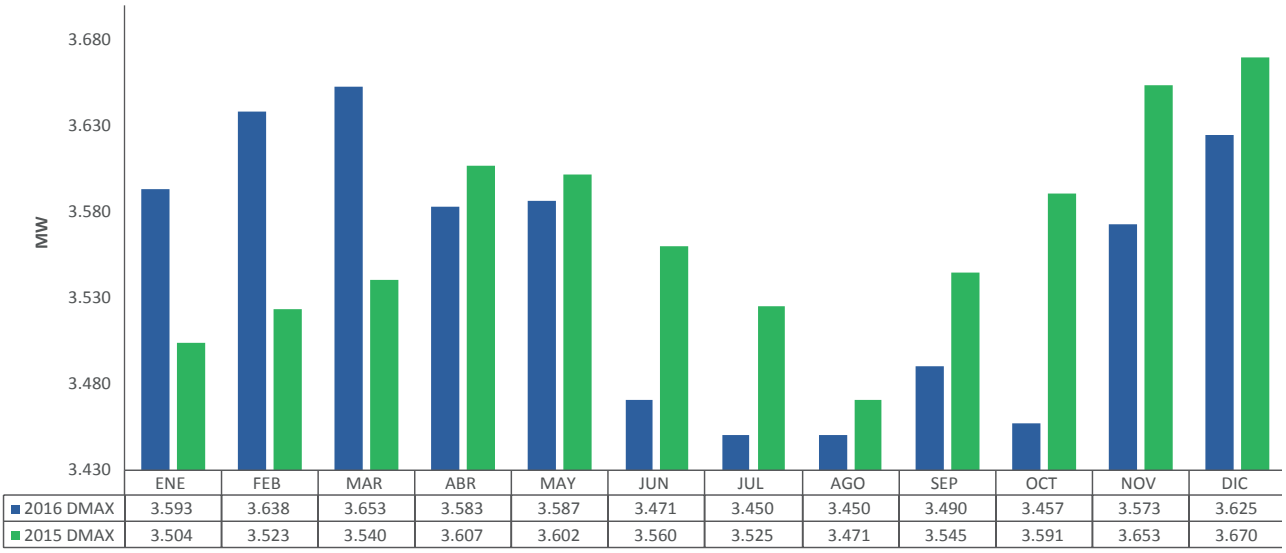
2.2.1 Demanda de Energía Eléctrica

A continuación se presenta la demanda de energía y potencia del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, la información mostrada es la recopilada de las diferentes empresas del sector eléctrico.

C2

2.2.1.1 Demanda de Potencia del Sistema Nacional Interconectado

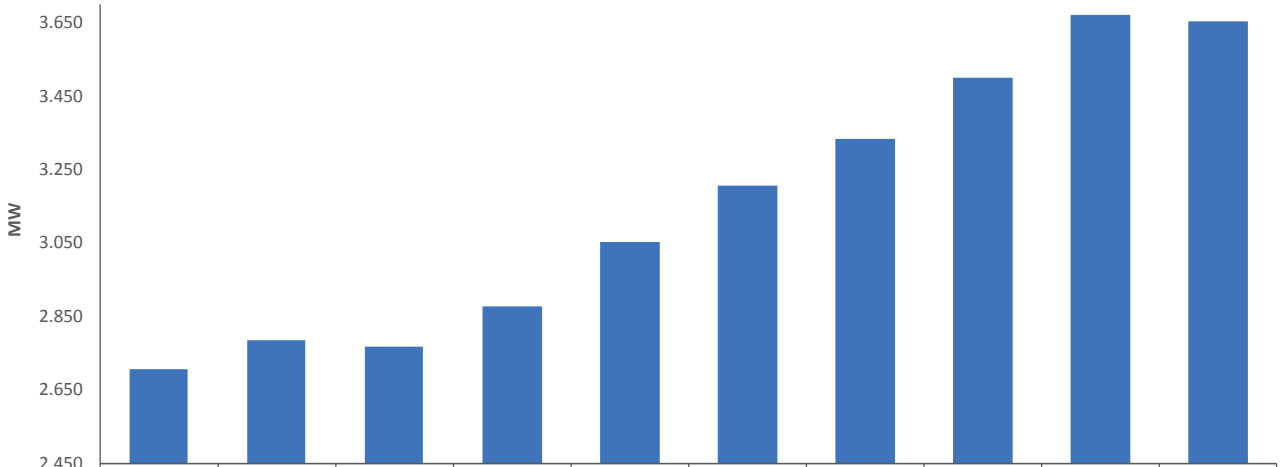
Los datos de la Figura Nro. 2-9, muestran la demanda máxima de potencia del Sistema Nacional Interconectado del 2016 la cual fue de 3.653 MW, misma que se presentó en marzo.



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2016 DMAX	3.593	3.638	3.653	3.583	3.587	3.471	3.450	3.450	3.490	3.457	3.573	3.625
2015 DMAX	3.504	3.523	3.540	3.607	3.602	3.560	3.525	3.471	3.545	3.591	3.653	3.670

Figura Nro. 2-9 : Demanda máxima de potencia mensual 2015 y 2016

La Figura Nro. 2-10 muestra la evolución de la demanda máxima potencia en el período 2007-2016, la tasa promedio de crecimiento anual de la potencia máxima fue de 3,32 %.

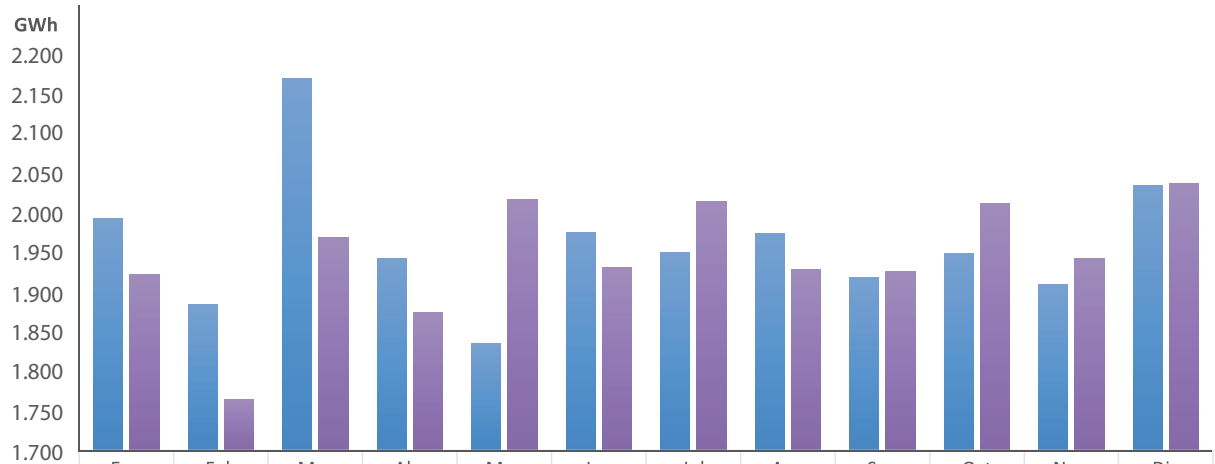


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DMAX	2.706	2.785	2.768	2.879	3.052	3.207	3.332	3.503	3.670	3.653

Figura Nro. 2-10: Demanda de potencia en el periodo 2007 -2016

2.2.1.2 Demanda de Energía del Sistema Nacional Interconectado

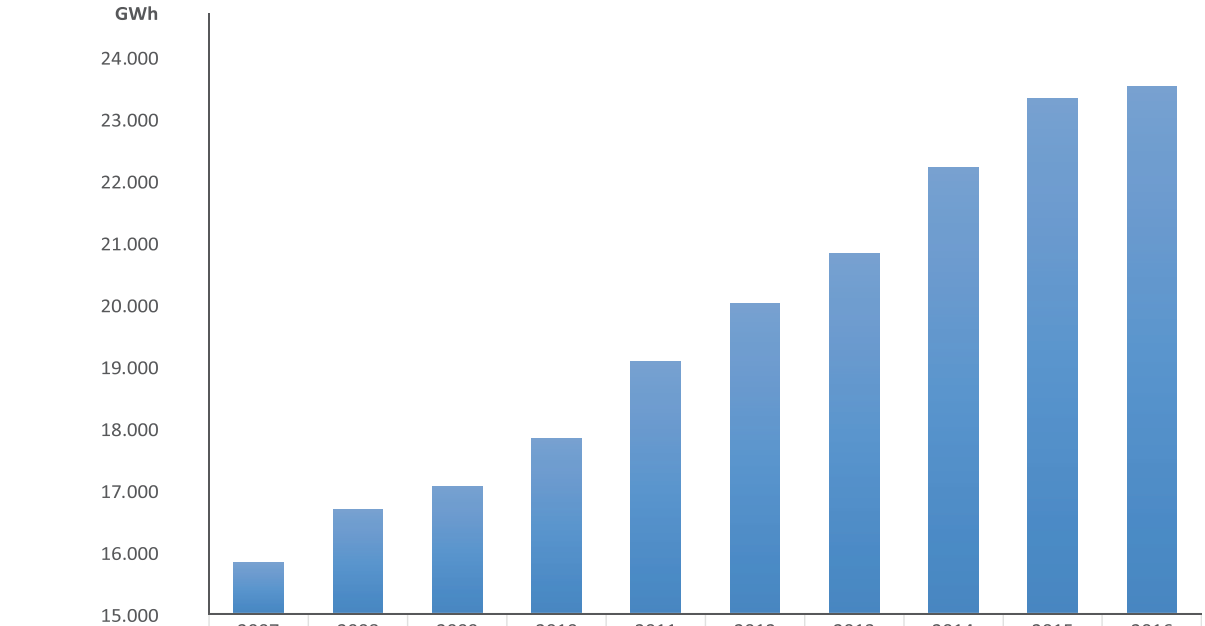
La Figura Nro. 2-11, compara la demanda mensual de energía del S.N.I de los años 2015 y 2016.



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2016	1.991,12	1.883,74	2.167,33	1.941,35	1.834,47	1.974,30	1.948,48	1.973,10	1.916,74	1.947,48	1.908,08	2.032,27
2015	1.921,62	1.764,08	1.967,33	1.873,04	2.015,50	1.929,30	2.012,73	1.927,19	1.924,67	2.009,57	1.941,33	2.035,44

Figura Nro. 2-11: Demanda mensual de energía SNI

En la figura Nro. 2-12, se presenta la evolución de la demanda de energía del SNI, que para el 2016 fue de 23.518,47 GWh (incluye valores importados), la tasa promedio anual de crecimiento durante el periodo 2007-2016 es del 4,63 %.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda de Energía	15.826,57	16.679,47	17.059,23	17.835,81	19.073,50	20.008,94	20.817,28	22.200,41	23.321,82	23.518,47

Figura Nro. 2-12: Demanda anual de energía en el periodo 2007 -2016

2..2.1.3 Balance de Energía Eléctrica

En la Tabla Nro. 2-2, se presenta el balance nacional de energía eléctrica del 2016.

La producción total de energía eléctrica renovable alcanzó los 16.202,20 GWh, esta representó un 59,67 % del total; la no renovable 10.870,42 GWh con un valor de 40,03 %.

La producción en el S.N.I por tipo de energía fue la siguiente: renovable 16.175 GWh (68,78 %) y no renovable 7.261 GWh (30,87 %). El mayor aporte de energía eléctrica se realizó a través de fuentes renovables.

Descontando las pérdidas en transmisión (584,85 GWh), la energía en puntos de entrega de distribución fue de 22.443,83 GWh.

La facturación de energía a nivel de usuarios finales fue 19.351,34 GWh. Las pérdidas en los sistemas de distribución, alcanzaron los 2.690,94 GWh, equivalente al 12,21 % a nivel nacional.

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	15.589,69	57,41%
	Eólica	83,96	0,31%
	Fotovoltaica	38,75	0,14%
	Biomasa	476,52	1,75%
	Biogas	13,28	0,05%
Total Energía Renovable		16.202,20	59,67%
No Renovable	Térmica MCI	6.303,52	23,21%
	Térmica Turbogas	2.762,20	10,17%
	Térmica Turbovapor	1.804,70	6,65%
Total Energía No Renovable		10.870,42	40,03%
Total Producción Nacional		27.072,62	99,70%
Interconexión	Colombia	43,92	0,16%
	Perú	37,74	0,14%
	Importación	81,66	0,30%
Total Producción Nacional + Importación		27.154,28	100,00%

Producción Total de Energía e Importaciones S.N.I		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	15.572,13	66,21%
	Eólica	78,02	0,33%
	Fotovoltaica	35,81	0,15%
	Biomasa	476,52	2,03%
	Biogas	13,28	0,06%
Total Energía Renovable S.N.I		16.175,76	68,78%
No Renovable	Térmica MCI	3.191,07	13,57%
	Térmica Turbogas	2.306,12	9,81%
	Térmica Turbovapor	1.763,86	7,50%
Total Energía No Renovable S.N.I		7.261,05	30,87%
Total Producción Nacional S.N.I		23.436,81	99,65%
Interconexión	Colombia	43,92	0,19%
	Perú	37,74	0,16%
	Importación	81,66	0,35%
Total Producción Nacional + Importación S.N.I		23.518,47	100,00%

Tabla Nro. 2-2 A: Balance Nacional de energía eléctrica a diciembre del 2016

Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	14.999,26	66,53%
	Eólica	82,04	0,36%
	Fotovoltaica	38,39	0,17%
	Biomasa	268,11	1,19%
	Biogás	12,88	0,06%
Total Energía Renovable		15.400,68	68,31%
No Renovable	Térmica MCI	3.179,25	14,10%
	Térmica Turbogas	2.233,79	9,91%
	Térmica Turbovapor	1.651,08	7,32%
Total Energía No Renovable		7.064,13	31,33%
Total Producción Nacional		22.464,81	99,64%
Interconexión	Importación	81,66	0,36%
Total Energía Entregada para Servicio Público		22.546,47	100,00%

Energía Disponible para Servicio Público	GWh	%
Pérdidas en Transmisión *	584,85	2,83%
Total Energía Disponible para Servicio Público	22.443,83	97,17%
Energía Exportada Perú	23,28	0,10%
Energía Exportada Colombia	378,27	1,69%
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución	22.042,28	98,21%

Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	7.104,85	32,23%
	Comercial	3.838,87	17,42%
	Industrial	5.231,38	23,73%
	A. Público	1.127,10	5,11%
	Otros	2.049,14	9,30%
Total		19.351,34	87,79%
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.761,76	7,99%
	No Técnicas	929,19	4,22%
Total Pérdidas de Energía en Distribución		2.690,94	12,21%
Recaudación	Facturados (MM USD)	1.867,66	
Recaudados (MM USD)		1.831,84	98,08%

Tabla Nro. 2-2 B Balance Nacional de energía eléctrica a diciembre del 2016

C2

2.2.2 Generación de Energía Eléctrica

Con el inicio de la revolución ciudadana, dentro de la estrategia de rescate del sector eléctrico, se estableció, como una de las prioridades, el aprovechamiento del enorme potencial de fuentes renovables de energía, especialmente de la hidroeléctrica, y la sustitución de aproximadamente 600 MW de energía térmica ineficiente; con base en combustibles fósiles de producción nacional.

En este contexto, en los últimos 10 años progresivamente se reforzó el parque generador del país, pasando de 4.070 MW del 2006 a 8.226 MW en el 2016, siendo actualmente la potencia nominal renovable del 57%.

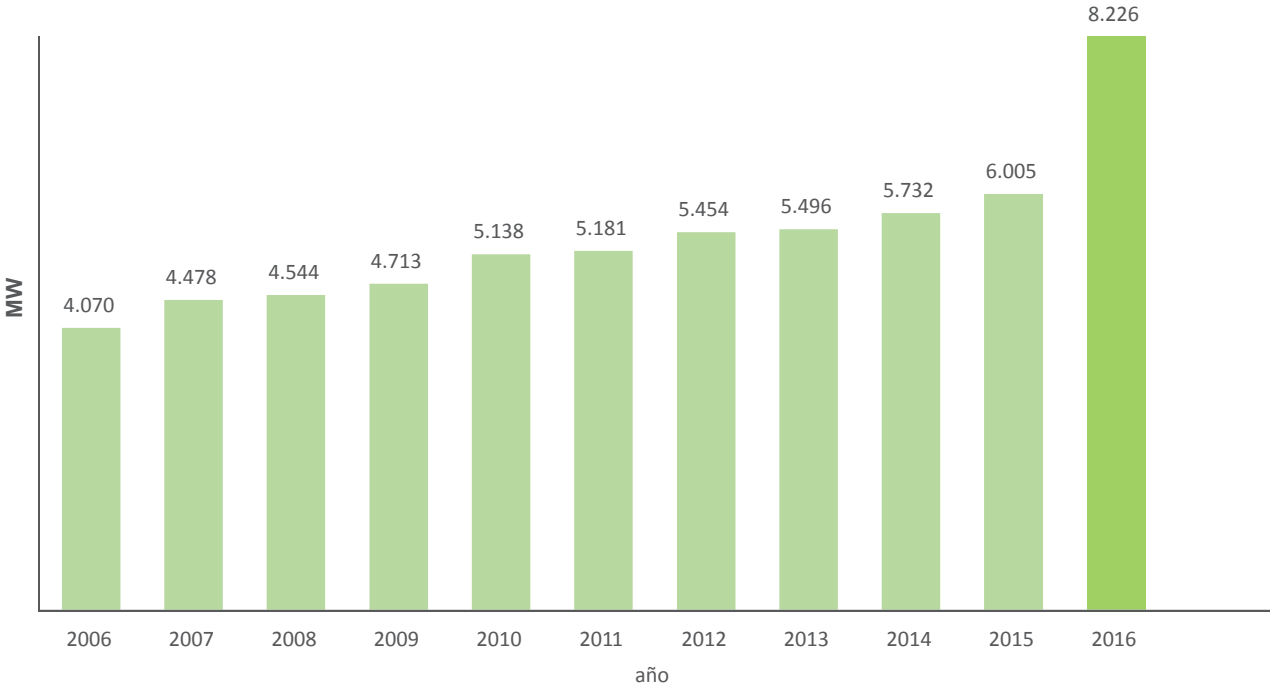


Figura Nro. 2-13: Crecimiento de la potencia instalada

Además de los beneficios medioambientales, la creación de puestos de trabajo, el uso de recursos locales, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y la seguridad geo-estratégica, existe un significativo ahorro de divisas al país, al disminuir notablemente la importación de combustibles y de electricidad.

2.2.2.1 Potencias Nominal y Efectiva de Centrales de Generación

La Tabla Nro. 2-3 muestra la capacidad nominal y efectiva de las centrales de generación del SNI y de los sistemas no incorporados a diciembre de 2016. Se observa que la potencia efectiva en el S.N.I representó el 88,60 %, 6.739,21 MW; mientras que los sistemas no incorporados representaron el 11,40 %, 866,89 MW.

	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
S.N.I	Hidráulica	4.440,70	53,98	4.412,78	58,02
	Eólica	16,50	0,20	16,50	0,22
	Térmica	2.449,62	29,78	2.148,19	28,24
	Biomasa	144,30	1,75	136,40	1,79
	Fotovoltaica	24,46	0,30	23,57	0,31
	Biogas	2,00	0,02	1,76	0,02
Total S.N.I		7.077,58	86,03	6.739,21	88,60
No Incorporado	Hidráulica	5,66	0,07	5,39	0,07
	Eólica	4,65	0,06	4,65	0,06
	Térmica	1.136,52	13,82	854,83	11,24
	Fotovoltaica	2,02	0,02	2,02	0,03
Total No Incorporado		1.148,84	13,97	866,89	11,40
Total		8.226,42	100,00	7.606,10	100,00

Tabla Nro. 2-3: Potencia nominal y efectiva por sistema

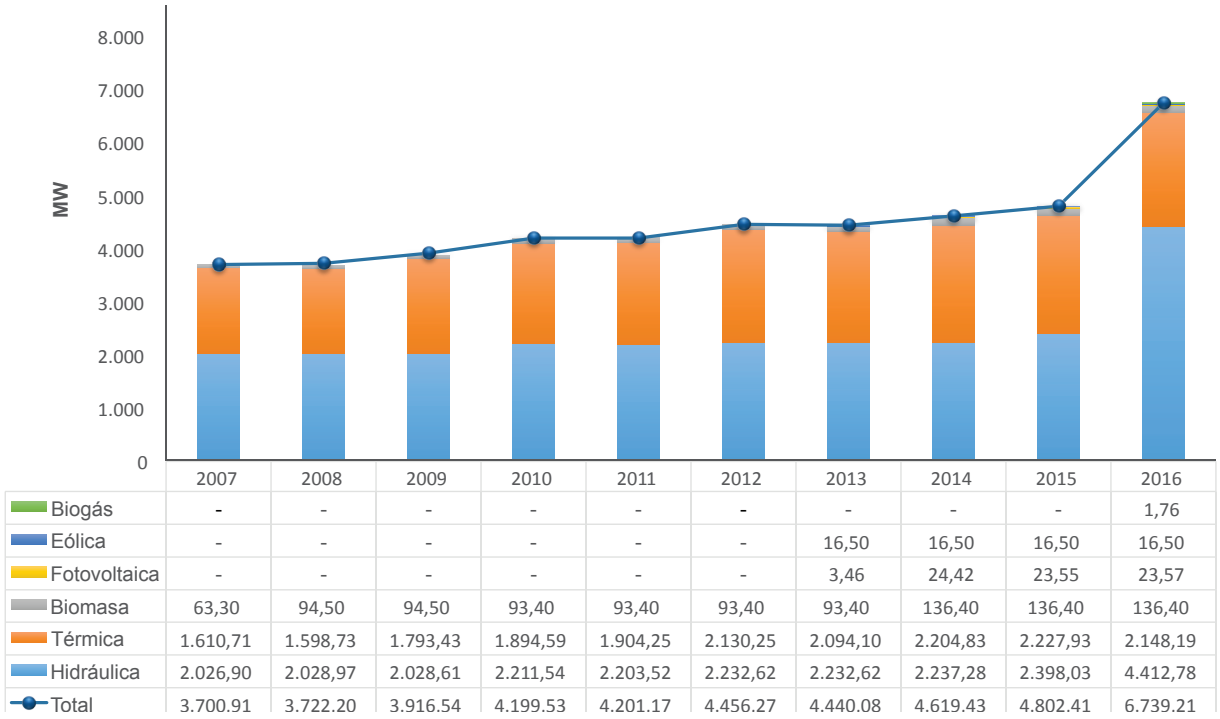
El incremento de la capacidad de generación durante el 2016 se debió al ingreso de las siguientes centrales cuya potencia nominal es: Gasgreen 2 MW, Hidrotambo 8 MW, Sopladora 487 MW, Alazán 6,23 MW, Topo 28 MW, Victoria 10,32 MW y la incorporación total de la central Coca Codo Sinclair con una potencia nominal de 1.500 MW.

En la Tabla Nro. 2-4, se presenta la capacidad de las centrales de generación por tipo de energía; en términos de la potencia efectiva se observa que las fuentes de energía renovable en el país representan el 60,52 %, 4.603,07 MW y las no renovables el 39,48 %, 3.003,03 MW.

Tipo de Energía	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
Renovable	Eólica	21,15	0,26	21,15	0,28
	Fotovoltaica	26,48	0,32	25,59	0,34
	Hidráulica	4.446,36	54,05	4.418,18	58,09
	MCI	2,00	0,02	1,76	0,02
	Turbovapor	144,30	1,75	136,40	1,79
Total Renovable		4.640,29	56,41	4.603,07	60,52
No Renovable	MCI	2.005,43	24,38	1.605,86	21,11
	Turbogas	1.118,85	13,60	965,43	12,69
	Turbovapor	461,87	5,61	431,74	5,68
Total No Renovable		3.586,14	43,59	3.003,03	39,48
Total		8.226,42	100,00	7.606,10	100,00

Tabla Nro. 2-4: Potencia nominal y efectiva por tipo de energía

En la Figura Nro. 2-14 se indican los valores históricos de la potencia efectiva en el S.N.I



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76
Eólica	-	-	-	-	-	-	16,50	16,50	16,50	16,50
Fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	3,46	24,42	23,55	23,57
Biomasa	63,30	94,50	94,50	93,40	93,40	93,40	93,40	136,40	136,40	136,40
Térmica	1.610,71	1.598,73	1.793,43	1.894,59	1.904,25	2.130,25	2.094,10	2.204,83	2.227,93	2.148,19
Hidráulica	2.026,90	2.028,97	2.028,61	2.211,54	2.203,52	2.232,62	2.232,62	2.237,28	2.398,03	4.412,78
Total	3.700.91	3.722.20	3.916.54	4.199.53	4.201.17	4.456.27	4.440.08	4.619.43	4.802.41	6.739.21

Figura Nro. 2-14: Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI periodo 2007-2016

Adicionalmente el Ecuador cuenta con interconexiones con Colombia y Perú:

- 540 MW nominales y 525 MW efectivos a través de dos líneas de transmisión Pomasqui-Jamondino, a 230 kV, doble circuito y operación sincronizada con el sistema eléctrico colombiano. Además de una línea de transmisión, Panamericana-Tulcán, a 138 kV.

- 110 MW nominales y 110 MW efectivos a través de la línea Zorritos-Machala, de 230 kV, que opera en forma radial con el sistema eléctrico peruano.

2.2.2.2 Producción de Energía

La producción de energía por tipo de sistema durante el 2016 se presenta en la Tabla Nro. 2-5; en la misma se observa que el 86,57 %, 23.436,81 GWh, de la producción fue transferida al S.N.I, mientras que el 13,43 %, 3.635,81 GWh se produjo en sistemas no incorporados.

En el S.N.I el aporte de los diferentes tipos de centrales fue el siguiente: hidroeléctricas 15.572,13 GWh, térmicas 7.705,85 GWh, fotovoltaicas 35,81 GWh, biogás 13,28 GWh y eólicas 78,02 GWh.

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)
S.N.I	Generadora	Eólica	78,02
		Hidráulica	14.320,56
		Fotovoltaica	35,81
		Térmica	6.752,05
		Biogás	13,28
	Distribuidora	Hidráulica	525,59
		Térmica	337,24
	Autogeneradora	Biomasa	476,52
		Hidráulica	725,99
		Térmica	171,77
Total S.N.I			23.436,81
No Inc.	Generadora	Eólica	1,31
		Hidráulica	0,37
		Térmica	200,13
	Distribuidora	Eólica	4,63
		Hidráulica	12,80
		Fotovoltaica	2,94
		Térmica	13,98
	Autogeneradora	Hidráulica	4,39
		Térmica	3.395,26
Total No Inc.			3.635,81
Total			27.072,62

Tabla Nro. 2-5: Producción de energía por sistema en el 2016

De acuerdo a las cifras de la Tabla Nro. 2-6, la energía proveniente de fuentes renovables en el país representó el 59,85 %; de los cuales el 57,58 % corresponde a energía hidráulica y el 2,26 % restante al aporte de centrales renovables no convencionales.

La energía no renovable alcanzó una participación del 40,15 % correspondiente a la operación de centrales termoeléctricas.

Tipo de Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		(GWh)	%
Renovable	Eólica	83,96	0,31
	Fotovoltaica	38,75	0,14
	Hidráulica	15.589,69	57,58
	Biogás	13,28	0,05
	Térmica Turbovapor	476,52	1,76
Total Renovable		16.202,20	59,85

Tabla Nro. 2-6: Producción por tipo de energía en el 2016

C2

2.2.2.3 Proyectos de Generación Incorporados y en Construcción

2.2.2.3.1 Proyectos de Generación Incorporados.

Modificar la matriz energética actual, mediante el aprovechamiento de los recursos renovables existentes, constituye uno de los principales objetivos del sector eléctrico. Las estrategias principales se sustentan en la instalación de centrales de generación hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica y centrales eficientes de generación termoeléctrica.

En la Tabla Nro. 2-7 se resumen los 12 proyectos que iniciaron su operación durante el 2015 y 2016, la potencia nominal incorporada al sistema es de 2.198,15 MW, de los cuales 98,32 MW corresponden a inversión privada y 2.099,83 a inversión pública.

Tipo de Inversión	Tipo de Empresa	Central	Provincia	Año Inicio de Operación	Potencia Nominal (MW)
Privada	Autogeneradora	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	2015	49,95
	Generadora	Gasgreen	Pichincha	2016	2,00
	Generadora	Hidrotambo	Bolívar	2016	8,00
	Generadora	Topo	Tungurahua	2016	28,05
	Generadora	Victoria	Napo	2016	10,32
Total Privada					98,32
Pública	Generadora	Gualaceo	Azuay	2015	0,97
	Generadora	Manduriacu	Imbabura, Pichincha	2015	63,36
	Generadora	Baba	Los Ríos	2015	42,20
	Distribuidora	Baltra Solar	Galápagos	2016	0,07
	Generadora	Sopladora	Azuay	2016	487,00
	Generadora	Coca Codo Sinclair	Napo, Sucumbíos	2016	1.500,00
	Generadora	Central Alazán	Cañar	2016	6,23
Total Pública					2.099,83
Total					2.198,15

Tabla Nro. 2-7: Centrales de generación que iniciaron operaciones en el periodo 2015-2016

2.2.2.3.2 Proyectos de Generación en Construcción

El Estado Ecuatoriano a través del MEER, se encuentra ejecutando varios proyectos de generación eléctrica que permitirán un aumento significativo de la capacidad instalada en el país.

En la Tabla Nro. 2-8 se resumen las características de los proyectos de generación eléctrica en construcción, la potencia que se incorporará al sistema será de 1.173 MW, que aportará una energía media por año estimada de 7.000 GWh/año.

De los 17 proyectos en construcción, 14 corresponden a proyectos hidroeléctricas con una potencia de 983 MW, 2 proyectos termoeléctricos con una potencia de 187 MW y un proyecto de generación con biogás de 3 MW.

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo de inversión	Tipo de central	Provincia	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)
El Inga II	Gas Green S.A	Privada	Biogás	Pichincha	3,00	23,40
Total Biogás					3,00	23,40
Machala Fase 1: Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	El Oro	77,00	510,00
Machala Fase 2: Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	El Oro	110,00	720,00
Total Temoeléctrico					187,00	1.230,00
Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Pública	Hidroeléctrico	Azuay / El Oro / Loja	275,00	1.290,80
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidroazogues	Pública	Hidroeléctrico	Cañar	7,19	44,87
Chorrillos	CELEC EP - Gensur	Pública	Hidroeléctrico	Zamora Chinchipe	4,00	23,00
Delsitanisagua	CELEC EP - Gensur	Pública	Hidroeléctrico	Zamora Chinchipe	180,00	1.411,00
Palmira Nanegal	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	Pichincha	10,00	77,00
Toachi - Pilatón	CELEC EP - Hidrotoapi	Pública	Hidroeléctrico	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	254,40	1.120,00
San José de Minas	San José de Minas S.A.	Privada	Hidroeléctrico	Pichincha	5,95	37,00
Due	Hidroalto Generación de Energía S.A.	Privada	Hidroeléctrico	Sucumbíos	49,71	420,90
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A	Privada	Hidroeléctrico	Tungurahua	10,20	82,94
Sigchos	Hidrosigchos C.A	Privada	Hidroeléctrico	Cotopaxi	18,57	126,40
Pusuno	Elitenergy S.A	Privada	Hidroeléctrico	Napo	39,50	216,90
Sabanilla	Hidrelgen S.A	Privada	Hidroeléctrico	Zamora Chinchipe	30,00	194,00
Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	Napo	50,00	355,00
Normandía	Hidrowarm S.A	Privada	Hidroeléctrico	Morona Santiago	48,15	350,65
Total hidroeléctrico					982,67	5.750,46
Total					1.172,67	7.003,86

Tabla Nro. 2-8: Proyectos de generación eléctrica en construcción

C2

2.2.3 Transmisión y Subtransmisión de Energía Eléctrica

En 10 años se construyeron más de 3.000 km de líneas de transmisión y subtransmisión conforme al siguiente detalle:

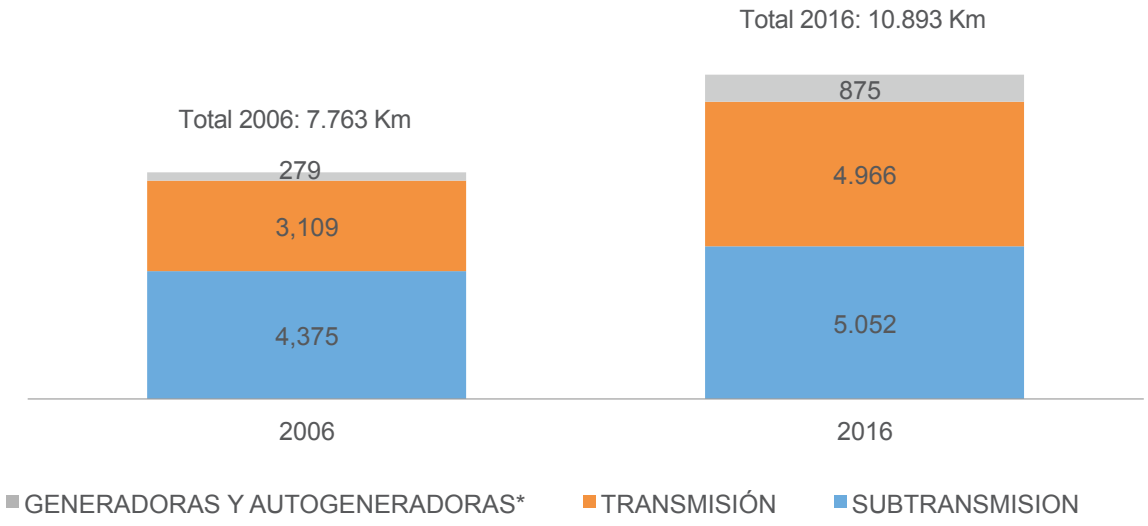


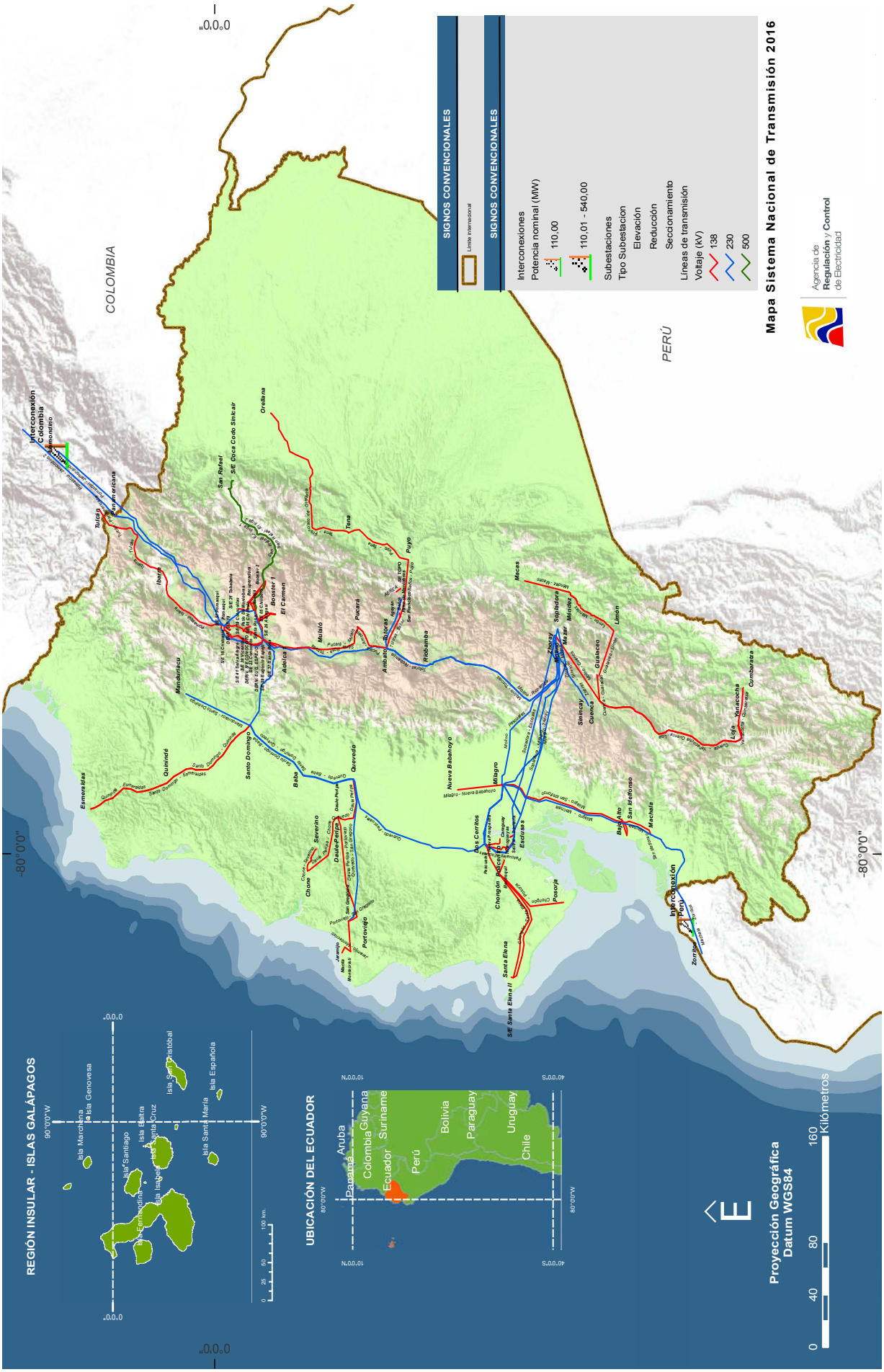
Figura Nro. 2-15: Líneas de Transmisión y Subtransmisión

Fuente: Estadística ARCONEL

El inicio de operación de varios proyectos de generación eléctrica, ha modificado de forma importante la configuración del sistema de transmisión, donde además del anillo de 230 kV, troncal conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa – Totoras – Riobamba, se han formado en las zonas de Guayaquil y Quito topologías en anillo; y, se dispone además del sistema de transmisión San Rafael – El Inga de 500 kV, reforzando de esta manera la confiabilidad y la seguridad operativa del SNI., conforme se ilustra en la Figura Nro. 2-16.



Línea de Transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael


Mapa Sistema Nacional de Transmisión 2016
Agencia de Regulación y Control de Electricidad
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
Interconexiones
Potencia nominal (MW)
110,00
110,01 - 540,00
Subestaciones
Tipo Subestacion
Elevación
Reducción
Seccionamiento
Líneas de transmisión
Voltaje (kV)
138
230
500
COLOMBIA
PERÚ
Interconexión Colombia
Interconexión Perú
Tulcán
Ibarra
Quinindé
Esmeraldas
Santo Domingo
Mandurriacu
Baba
Quevedo
Severino
Dauleacorral
Chone
Portoviejo
Jaramijó
Manta
Montecristi
Jipijapa
Machala
Zorritos
Orellana
San Rafael
S/E Coca Codo Sinclair
Tena
Pucará
Mulaló
Ambato
Riobamba
Alóag
Santo Domingo
Pascuales
Trinitaria
Milagro
Nueva Babahoyo
Dos Cerritos
Chorrillos
Esclusas
Posorja
Santa Elena
S/E Santa Elena II
Pomasqui
El Inga
Jamondino
Panamericana
Boster 1
El Carmen
Aeloag
Rebamba
Pifo
Tisaleo
Totoras
Molino
Riobamba - Pucará
Pucará - Totoras
Totoras - Molino
Molino - Riobamba
Molino - Pascuales
Pascuales - Trinitaria
Trinitaria - Milagro
Milagro - Nueva Babahoyo
Nueva Babahoyo - Dos Cerritos
Dos Cerritos - Posorja
Dos Cerritos - Esclusas
Esclusas - Santa Elena
Santa Elena - S/E Santa Elena II
Pascuales - Pomasqui
Pomasqui - El Inga
El Inga - Jamondino
Jamondino - Panamericana
Panamericana - Tulcán
Tulcán - Ibarra
Ibarra - Pomasqui
Pomasqui - Quinindé
Quinindé - Esmeraldas
Quinindé - Santo Domingo
Santo Domingo - Baba
Baba - Quevedo
Quevedo - Severino
Severino - Dauleacorral
Dauleacorral - Chone
Chone - Portoviejo
Portoviejo - Jaramijó
Jaramijó - Manta
Manta - Montecristi
Montecristi - Jipijapa
Jipijapa - Machala
Machala - San Idelfonso
San Idelfonso - Babahoyo
Babahoyo - Milagro
Milagro - Trinitaria
Trinitaria - Pascuales
Pascuales - Molino
Molino - Totoras
Totoras - Pucará
Pucará - Riobamba
Riobamba - Alóag
Alóag - Santo Domingo
Santo Domingo - Pascuales
Pascuales - Boster 1
Boster 1 - El Carmen
El Carmen - Aeloag
Aeloag - Rebamba
Rebamba - Riobamba
Riobamba - Molino
Molino - Pascuales
Pascuales - Trinitaria
Trinitaria - Milagro
Milagro - Nueva Babahoyo
Nueva Babahoyo - Dos Cerritos
Dos Cerritos - Posorja
Dos Cerritos - Esclusas
Esclusas - Santa Elena
Santa Elena - S/E Santa Elena II

El S.N.T. al 2016, tiene un total de 80 líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV y 138 kV. En 500 kV existe 264 km de líneas a circuito simple, en 138 kV hay 1.342 km de líneas a circuito simple y 791 km de líneas a doble circuito; y, a 230 kV se tienen 975 km de líneas a circuito simple y 1.593 km de líneas a doble circuito.

Tipo de circuito	138 (kV)		230 (kV)		500 (kV)	
	# de líneas	Longitud (km)	# de líneas	Longitud (km)	# de líneas	Longitud (km)
Simple	29	1.342	17	975	4	264
Doble	15	791	15	1.593	-	-
Total	44	2.133	32	2.569	4	264

Tabla Nro. 2-9: Resumen de líneas de transmisión

2.2.3.2 Subestaciones

El S.N.T. cuenta con 50 subestaciones. Considerando las características del equipamiento de transformación instalado, pueden clasificarse de la manera siguiente:

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

Adicionalmente, CELEC EP - TRANSELECTRIC dispone de tres subestaciones móviles: dos con transformadores de 138/69 kV y una con transformador de 230/69 kV.

De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones, sin incluir la capacidad de los transformadores de reserva, es la siguiente:

- Transformadores con enfriamiento natural de aire (OA): 60 MVA
- Transformadores con enfriamiento por aire forzado (OA/FA): 3.103/5.145 MVA
- Transformadores con enfriamiento por aire y aceite forzado (OA/FA/FOA): 2.574,10/ 3.432/4.408 MVA.

La potencia nominal máxima instalada en transformadores en el SNT es de 9.614 MVA.

2.2.3.3 Elementos de Compensación

Con el objeto de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, en varias de las subestaciones del sistema de transmisión se disponen de bancos de condensadores, para compensación capacitiva y bancos de reactores, para compensación inductiva, como se indica en las siguientes tablas:

Subestación	Nivel de Voltaje	Bancos	Capacidad Unitaria	Capacidad Total
	(kV)	No.	(MVAR)	(MVAR)
Santa Rosa	138	3	27	81
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	1	6	6
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Portoviejo	69	3	12	36
Pascuales	69	2	12	24
Pascuales	138	2	60	120
Esmeraldas	69	2	12	24
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Las Esclusas	138	1	30	30
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Posorja	69	2	6	12
Total:		29		462

Tabla Nro. 2-10: Compensación capacitiva instalada en el SNT

Fuente: CELEC EP

Subestación	Nivel de Voltaje	Bancos	Capacidad Unitaria	Capacidad Total
	(kV)	No.	(MVAR)	(MVAR)
Santa Rosa	138	3	27	81
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	1	6	6
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Portoviejo	69	3	12	36
Pascuales	69	2	12	24
Pascuales	138	2	60	120
Esmeraldas	69	2	12	24
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Las Esclusas	138	1	30	30
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Posorja	69	2	6	12
Total:		29		462

Tabla Nro. 2-11: Compensación inductiva instalada en el SNT

Fuente: CELEC EP

C2

2.2.4 Distribución de Energía Eléctrica

A partir de la nueva institucionalización del sector eléctrico, con la creación del MEER y la expedición de la LOSPEE, la gestión de las empresas de distribución se ha orientado a reforzar, renovar y modernizar la infraestructura (eléctrica, administrativa, operativa, etc.) con los mejores estándares de tecnologías de información, comunicación y de la industria eléctrica.

El resultado de todos los esfuerzos realizados durante los últimos años ha permitido alcanzar un servicio de energía eléctrica con evidentes mejoras en aspectos como los niveles de calidad de servicio eléctrico, pérdidas, cobertura, gestión comercial, entre otros.

2.2.4.1 Cobertura del Servicio Eléctrico

La cobertura del servicio eléctrico se ha incrementado gracias a la gran inversión realizada para la expansión de los sistemas de distribución.

La provisión del servicio principalmente se realizó a través de la red convencional; no obstante para los sectores muy alejados se realizó mediante sistemas aislados renovables no convencionales.

La dotación de energía eléctrica contribuyó a mejorar en los sectores beneficiarios aspectos como: la calidad de vida de la población, sus actividades productivas, artesanales y agroindustriales; y sobre todo, promovió la llegada de nuevos servicios de educación, salud, recreación, comunicación, entre otros.

La evolución de la cobertura se presenta a continuación:

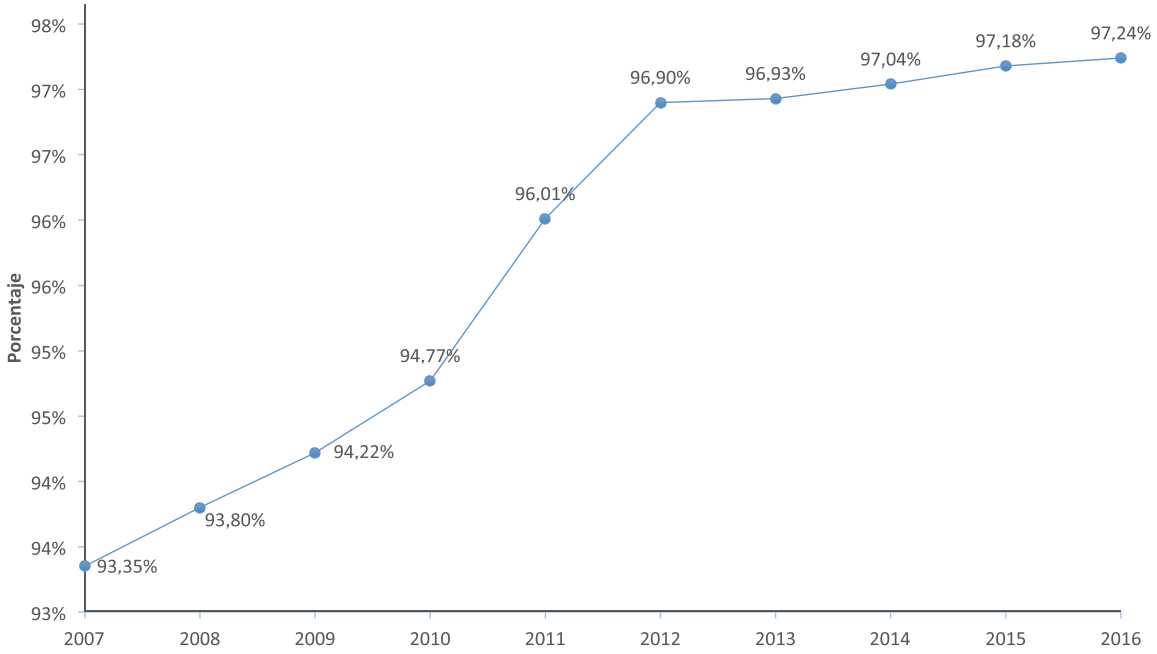


Figura Nro. 2 -17: Cobertura eléctrica a nivel nacional

La prestación del servicio eléctrico en el país se realiza a través de 10 empresas de distribución y comercialización, mismas que cubren toda el área geográfica del Ecuador, dividida en áreas de servicio conforme lo expuesto en la Figura Nro. 2-18[7] a continuación:

7 Fuente: Estadísticas 2016 ,ARCONEL

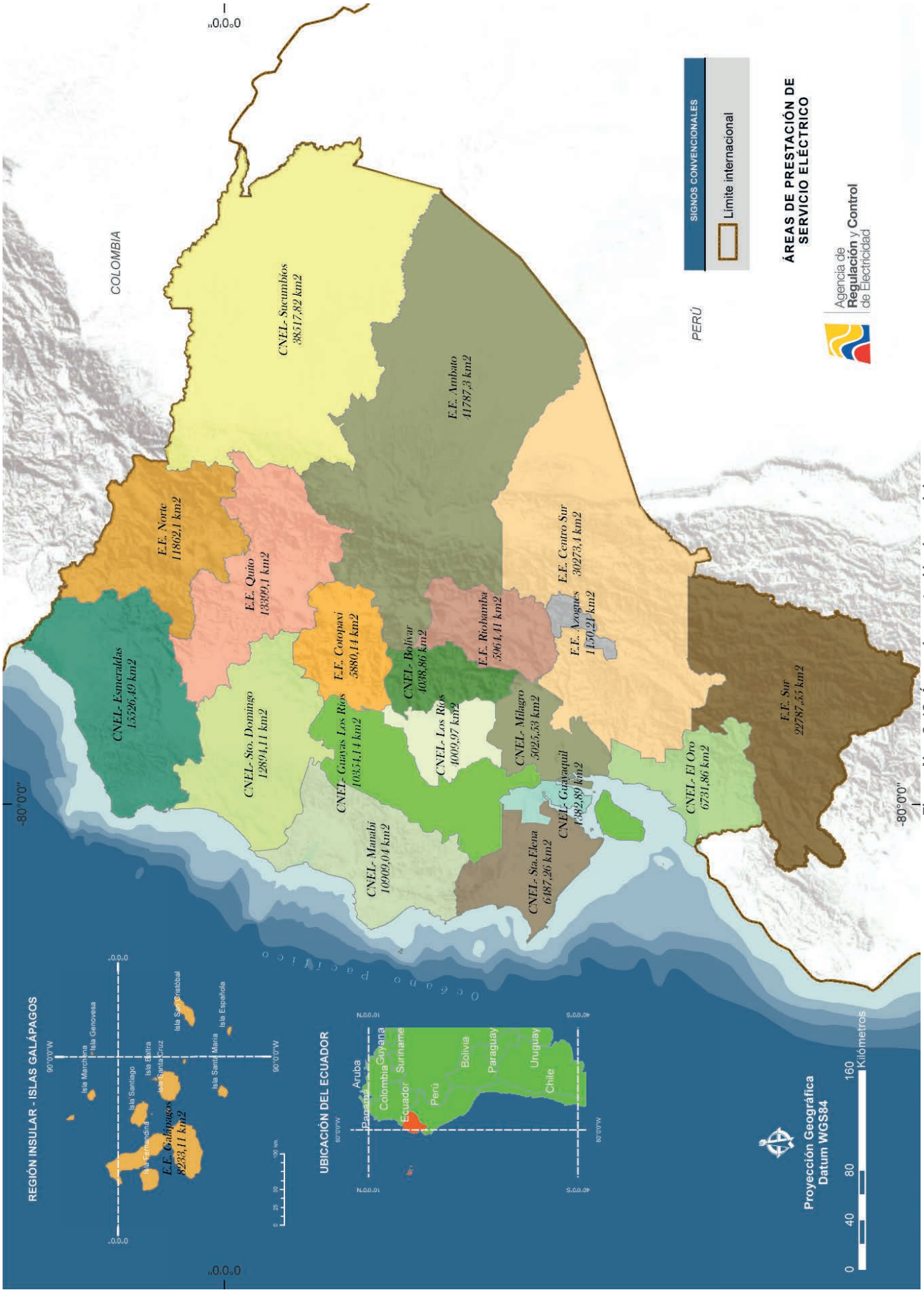


Figura Nro. 2-18: Áreas de prestación de servicio

C2

2.2.4.2 Infraestructura de Subtransmisión

En el período 2006-2016 en el sistema de subtransmisión se implementaron 125 nuevas subestaciones, incorporando 2.751 MVA adicionales; y se incrementaron líneas en una longitud de 807 km según el detalle que se muestra en la Tabla Nro. 2-12 :

Año	Subestaciones		Líneas de Subtransmisión
	Cantidad (#)	Capacidad (MVA)	(km)
2006	268	4.456	4.112
2016	393	7.207	4.931
Variación	46,6%	61,7%	19,9%

Tabla Nro. 2-12: Incremento de infraestructura de subtransmisión

2.2.4.3 Infraestructura de Distribución

En el sistema de distribución, en el período antes referido se construyeron 38.679 km de medio voltaje, 18.555 km de redes de bajo voltaje; y, se instalaron 115.356 transformadores con una capacidad de 4.571 MVA; y se colocaron 1.779.989 medidores de energía, según se detalla en la Tabla Nro. 2-13.

Año	Redes de Medio Voltaje (km)	Redes de bajo Voltaje (km)	Transformadores		Medidores-Cantidad (#)
			Cantidad (#)	MVA	
2006	57.138	71.140	171.984	6.262	3.144.863
2016	96.040	91.902	302.144	11.274	4.907.495
Variación	68,1%	29,2%	75,7%	80,0%	56,0%

Tabla Nro. 2 -13: Incremento en infraestructura de distribución

2.2.4.4 Infraestructura de Alumbrado Público

La infraestructura correspondiente al servicio de alumbrado público general registró 1.397.967 luminarias instaladas, con una potencia de 218 MW, orientándose la política para el servicio de alumbrado público a mejorar la cobertura, con eficiencia energética y lumínica, mediante el reemplazo e instalación de equipos con nuevas tecnologías, el detalle se observa en la Tabla Nro. 2-14.

Año	Luminarias	
	Cantidad (#)	Potencia (kW)
2006	818.613	144.523
2016	1.366.203	218.363
Variación	66,9%	51,1%

Tabla Nro. 2 -14: Infraestructura de Alumbrado Público

2.2.4.5 Pérdidas de Energía

En el año 2016, a nivel nacional las pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanzó el 12,21%, esto es 2.690,94 GWh.

La evidente reducción se logró principalmente, en base a las siguientes acciones: depuración de catastros, instalación masiva de medidores, cambio de redes abiertas a redes pre – ensambladas (anti hurto), reforzamiento de los grupos de control, implementación de procesos coactivos para la recuperación de cartera vencida y campañas de concientización, entre otras.

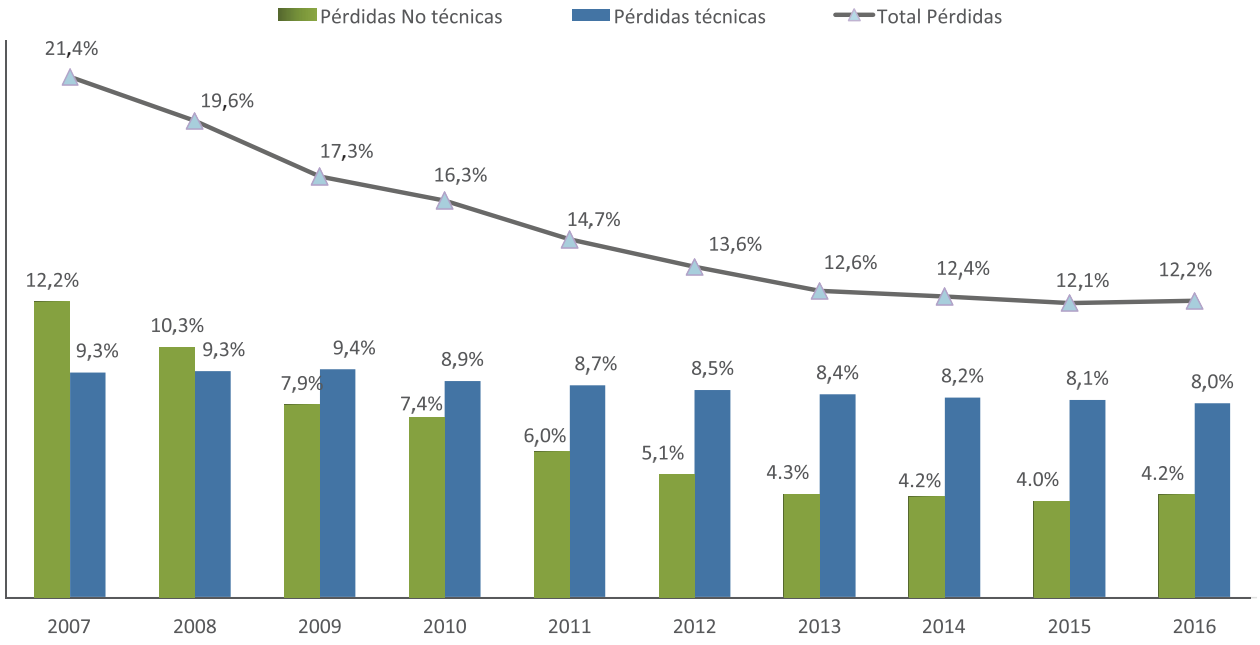


Figura Nro. 2-19: Porcentaje de pérdidas, periodo 2007-2016

2.2.4.6 Gestión Comercial

2.2.4.6.1 Facturación y Recaudación

Las acciones técnicas y operativas realizadas como decisiones al más alto nivel que fueron implementadas por parte del MEER, vieron sus resultados en la gestión comercial, principalmente en la evidente mejora de indicadores como facturación y recaudación, los cuales son el soporte principal de las actividades de operación y mantenimiento que permiten generar la sostenibilidad del servicio eléctrico.

Año	Energía Facturada	Energía Facturada	Recaudación (con subsidios)
	(GWh)	(MM USD)	%
2006	9.550	848	93%
2016	19.351	1.867.66	98,08%

Tabla Nro. 2-15: Energía facturada y porcentaje de recaudación

A continuación se muestra la evolución de la facturación y recaudación[8] en el período de diez años; lo relevante de este indicador se aprecia el gran impacto del terremoto causado a inicios del 2016, lo cual influyo directamente en esta tendencia.

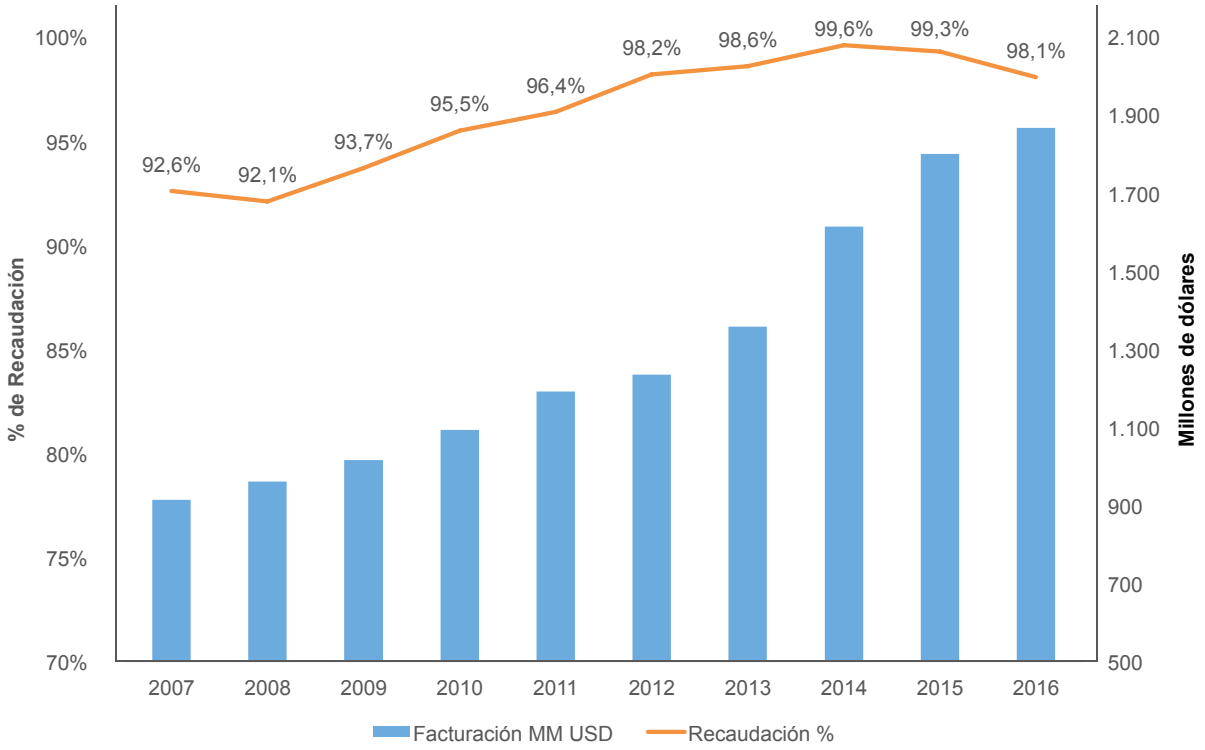


Figura Nro. 2-20: Evolución de la facturación y de la recaudación a nivel nacional

2.2.4.7 Programa SIGDE

Este programa tiene como objetivo la modernización de la red, el aprovechamiento de recursos energéticos renovables mediante el concepto de generación distribuida, la gestión de la demanda y la calidad del servicio. Con esta nueva visión se han efectuado grandes avances en los siguientes aspectos:

- Homologación de unidades de propiedad para uso en todas las etapas del sistema de distribución.

- Implementación e integración a los sistemas SCADA y ADMS de 290 subestaciones de subtransmisión y 814 alimentadores primarios.

- Desarrollo e implementación de un anillo de fibra óptica para comunicaciones a nivel nacional y la incorporación de enlaces a cada una de las distribuidoras.

- Implementación de dos centros de datos en las ciudades de Quito y Guayaquil; en los cuales se alojan sistemas como el ADMS, CIS/CRM, GIS, aplicaciones móviles, BI. Se prevé en el mediano plazo, la implementación de nuevos sistemas, acorde a la figura Nro. 2-21.

- Implementación de un centro nacional de control en la ciudad de Quito y centros de control locales en cada empresa distribuidora y unidad de negocio de CNEL EP (20 a nivel nacional).

8 Fuente: Estadísticas 2016 ,ARCONEL

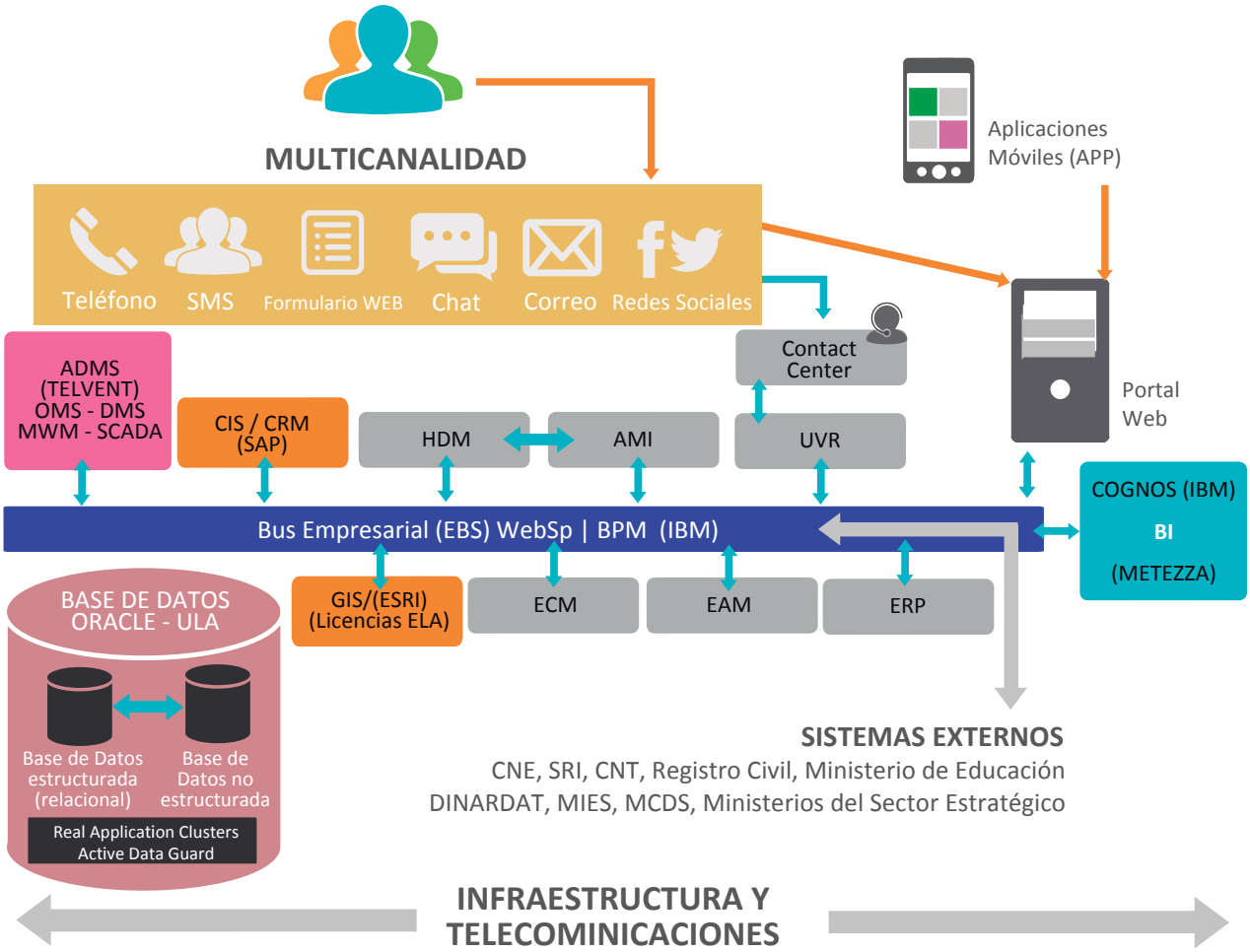


Figura Nro. 2-21: Infraestructura y telecomunicaciones modelo SIGDE

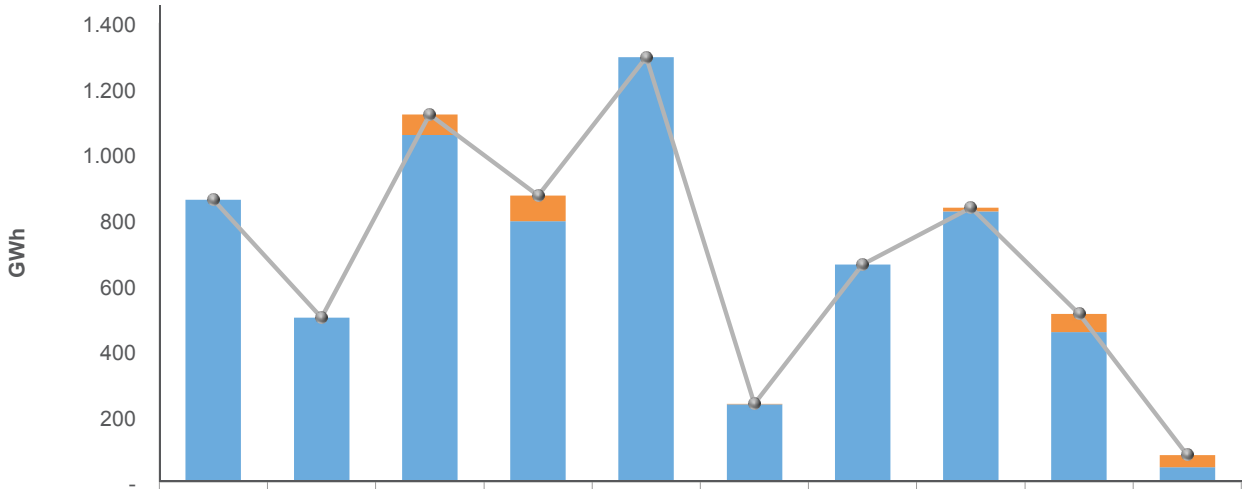
El esfuerzo realizado para mejorar la gestión de las empresas con la visión de una empresa moderna, conlleva retos aún mayores y requieren seguir el mismo impulso de los años anteriores, en este sentido las acciones que están en marcha ha sido orientadas a fortalecer la gestión administrativa y operativa, acompañada de procesos de implementación, seguimiento y control en aspectos como sistemas de información homologados e interoperables, infraestructura física, recurso humano especializado y recursos financieros, para concluir con su implementación.

2.3 Transacciones Internacionales de Energía.

2.3.1 Importación de Energía

En la Figura Nro. 2-22, se presentan los valores por importación de energía durante el periodo 2007-2016.

Se visualiza que la cifra más baja se registró en el 2016 con 81,66 GWh; cifra que, comparada con la del año 2015, ha representado una reducción del 84 %. Ésta reducción está relacionada con el ingreso de nuevas centrales de generación. Desde el sistema colombiano se han importado 43,92 GWh que representó el 53,78 % y desde Perú se importó 37,74 GWh que corresponde al 46,22 % de la energía importada.

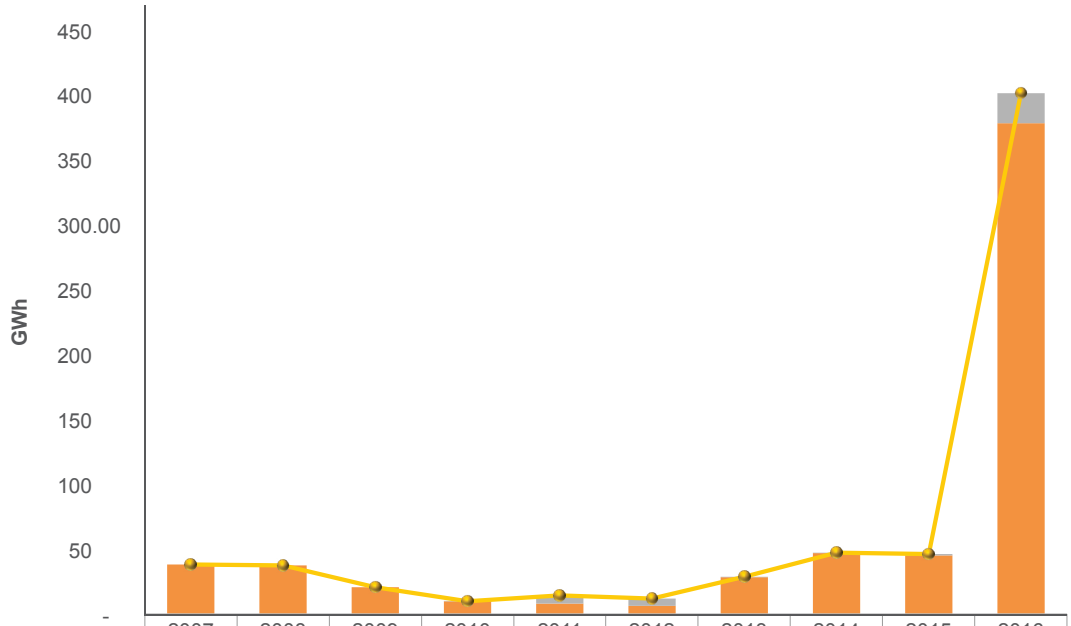


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Perú	-	-	62.55	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,74
Colombia	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92
Total	860,87	500,16	1.120,75	872,90	1.294,59	238,20	662,34	836,74	511,81	81,66

Figura Nro. 2-22: Energía importada

2.3.2 Exportación de Energía

En la Figura Nro. 2-23, se presentan los valores por exportación de energía para el periodo 2007-2016; se observa que la cifra más alta se registró en el 2016 con 401,55 GWh; cifra que, comparada con la del año 2015, representó un gran crecimiento del 770 %; al sistema colombiano se exportó 378,27 GWh que correspondió al 94,20 % y a Perú se exportó 23,28 GWh que representó el 5,8 % de la energía exportada.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Exportación a Perú	-	-	-	0,21	6,17	5,37	0,48	0,38	0,85	23,28
Exportación a Colombia	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22	6,51	28,50	46,86	45,33	378,27
Total	38,39	37,53	20,76	9,96	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,55

Figura Nro. 2-23: Energía exportada

2.3.3 Abastecimiento en Zonas Fronterizas y sus Características

2.3.3.1 Interconexión Ecuador-Perú a Través de Redes de Distribución.

El 29 de febrero de 2012, durante el Encuentro Presidencial y V Reunión del Gabinete Binacional de Ministros, se suscribió la Declaración Presidencial de Chiclayo y se instó a los entes competentes de Ecuador y Perú a realizar acciones conjuntas para la elaboración de un inventario de las localidades de frontera que no cuentan con servicio eléctrico y compartir estrategias para incrementar la cobertura eléctrica en zonas aisladas, como parte de la integración energética regional.

Dentro de este contexto, se llevaron a cabo acciones conjuntas cuyo resultado se cristalizo en la consecución de las siguientes interconexiones a nivel de red de medio voltaje:

Sector Perú	Sector Ecuador	Relación Comercial
Teniente Aztete	Pampas del Progreso	Venta de Ecuador
Capitán Hoyle	Cazaderos	Venta de Ecuador
El Salto	Revolcaderos	Venta de Ecuador
Tutumo	Latamayo	Venta de Ecuador
La Tienda	Zapotillo	Venta de Ecuador
Cucuyas	La Bocana	Venta de Ecuador
Anchalay	Guarapo	Venta de Ecuador
Pampa Redonda	Macará	Venta de Ecuador
Cabeza de Toro	Limones	Venta de Perú

Tabla Nro. 2-16: Interconexiones existentes entre Ecuador y Perú

2.3.3.2 Interconexión Ecuador-Colombia a Través de Redes de Distribución.

El 12 de diciembre de 2012, en la ciudad de Tulcán, Ecuador, se suscribió la Declaración Presidencial Ecuador - Colombia, "VECINDAD PARA LA PROSPERIDAD Y EL BUEN VIVIR" en la cual se acuerda desarrollar, en forma prioritaria, la electrificación de las poblaciones de la frontera.

En abril de 2013, funcionarios del IPSE, CONELEC, Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR), CNEL Unidad de Negocio Sucumbíos y la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE), visitaron las localidades de la frontera y definieron la ejecución de los siguientes puntos de interconexión:

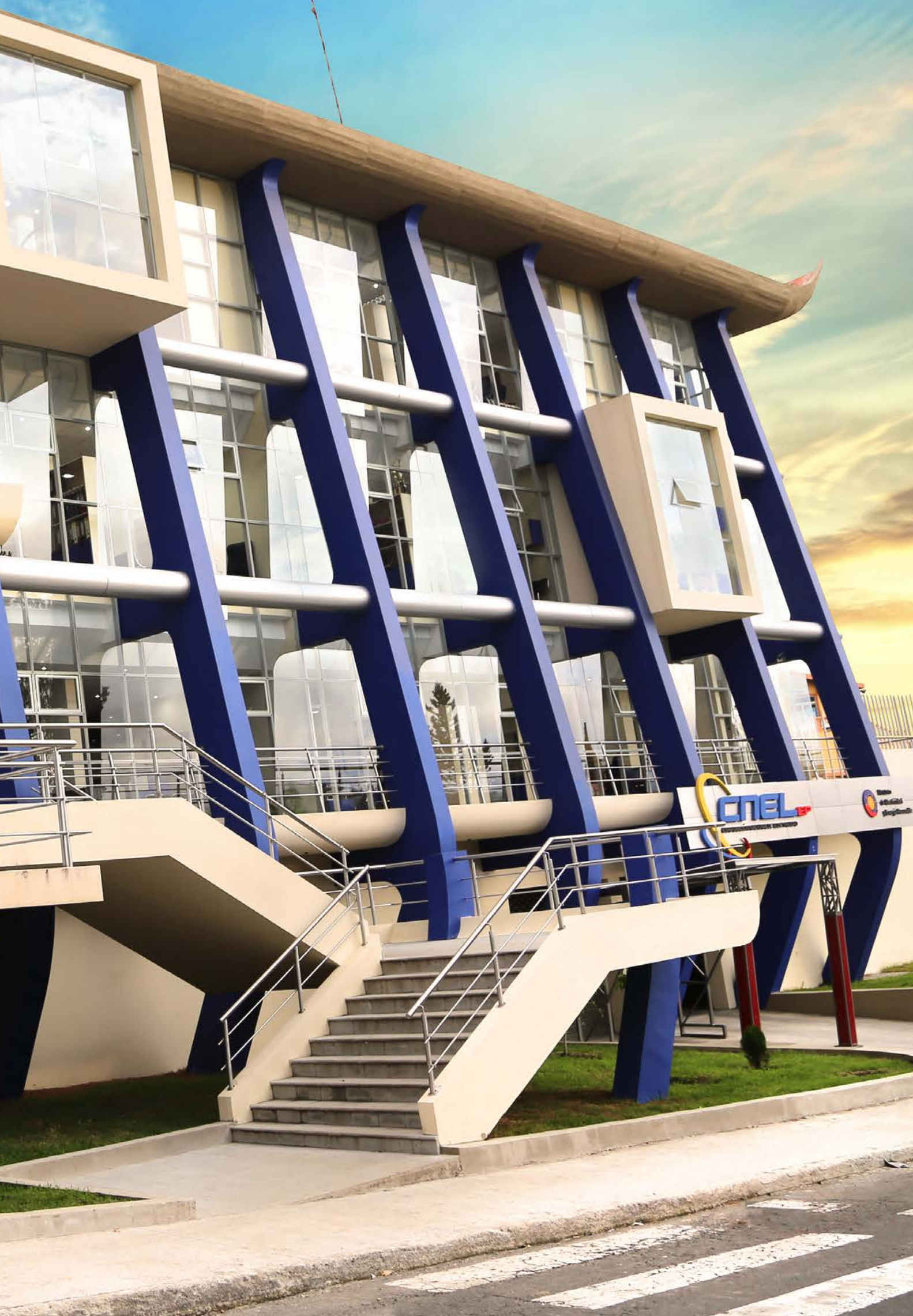
Sector Ecuador	Sector Colombia	Relación Comercial
El Pailón	Puente Piedra, Piguantiz, Andalucía	Venta de Ecuador
El Hojal	Angostura, El Hojal, Chicandina, Nulpe Alto y Quemby	Venta de Ecuador
La Providencia (Jardines de Sucumbíos)	San José de los Pinos, Ranchería, Amarradero, Santa Rosa, El Diviso	Venta de Ecuador

Tabla Nro. 2-17: Interconexiones Existentes entre Ecuador y Colombia

Para la operación de estas interconexiones, se cuenta con relaciones comerciales entre EMELNORTE y CEDENAR; CNEL Sucumbíos y CEDENAR; y, CNEL Sucumbíos y la Empresa Eléctrica del Bajo Putumayo (EEBP) para las transacciones de El Pailón, El Hojal, La Providencia (Jardines de Sucumbíos) y Puerto El Carmen respectivamente.



Línea de Transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael


CNEL EP

3

ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA



3.1 Generalidades

3.1.1 Introducción

Como resultado de la gran inversión realizada por el Estado, el país actualmente cuenta con una matriz eléctrica con alta participación de generación hidro y una reducida generación termoeléctrica. Esta inversión también ha contribuido al fortalecimiento de las redes de transmisión, sub-transmisión y distribución, adaptándolas a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. En este contexto, el estudio de la proyección de la demanda eléctrica se convierte en el eje fundamental para la planificación de todo el sector.

Metodológicamente se consideraron varias hipótesis, las cuales contemplan la evolución histórica de la demanda eléctrica a nivel nacional, así como las cargas especiales que se incorporarán progresivamente en los sistemas, principalmente de transmisión y subtransmisión del país.

3.1.2 Antecedentes

El Artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador indica: "…El Estado es responsable de la provisión del servicio público de energía eléctrica y garantiza que su provisión responda a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad;"

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica -LOSPEE- en su artículo 12, numeral 3, señala como atribución y deber de la Entidad Rectora la elaboración Plan Maestro de Electricidad -PME-. Asimismo, su artículo 13 señala que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable -MEER- "…será el responsable de la planificación del sector eléctrico,… acorde con las disposiciones de la Constitución de la República, el Plan Nacional de Desarrollo y la política emitida por el Presidente de la República".

En este contexto, el 15 de junio de 2015 el MEER suscribió el Acuerdo Ministerial Nro. 255, mediante el cual, en su artículo 11, dispone y encarga a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad -ARCONEL-, "…la coordinación del desarrollo y elaboración del Plan Maestro de Electricidad, PME, que incluirá la recopilación de información, realización de estudios y análisis eléctricos y energéticos que se requieran, previo a la consolidación del PME, para su posterior revisión y aprobación por parte del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable".

Sobre la base de lo expuesto, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, definió los Objetivos y Políticas sectoriales para la elaboración del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025; respecto a la demanda se resalta: "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, el cambio de la matriz productiva, la incorporación de importantes cargas como: proyectos mineros, sistemas aislados de plantas petroleras, Industrias Básicas, Refinería del Pacífico y la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad".

3.1.3 Objetivo General

Presentar el estudio de proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2016-2025, elaborando sobre la base de la información histórica, las políticas, variables económicas, demográficas y tecnológicas.

3.1.4. Objetivos Específicos

• Determinar en función del análisis de la información histórica de usuarios y energía los factores que inciden en el crecimiento tendencial de la demanda y su relación con variables macroeconómicas y demográficas.

• Presentar la proyección de usuarios, potencia y energía, para cada una de las empresas distribuidoras, desagregada por grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público) y por nivel de voltaje para el periodo 2016-2025.

• Mostrar el impacto que tiene sobre el crecimiento tendencial de la demanda, la incorporación de cargas que corresponden a proyectos mineros, petroquímica, transporte, sistema petrolero aislado, metalurgia, Refinería del Pacífico, Industrias Básicas (cobre, aluminio, astilleros y petroquímica); así como los programas de eficiencia energética, entre ellos la migración de consumos de Gas Licuado de Petróleo -GLP- a electricidad.

• Presentar el estudio de la demanda considerando escenarios de crecimiento (medio, mayor y menor), que permitan visualizar las variaciones en los resultados y en los requerimientos de demanda de potencia y energía en el periodo de estudio.

3.2 Estudio Global de la Demanda Eléctrica S.N.I

3.2.1 Evolución de la Demanda Eléctrica

El estudio de proyección de demanda de energía realizado en el PME 2007 - 2016, presentó tres escenarios (menor, medio y mayor) en función de variables macroeconómicas y sectoriales (PIB, metas de pérdidas y cobertura del servicio eléctrico). En la Figura Nro. 3-1, se presenta la evolución real de la demanda de energía y la proyección de energía para el escenario medio del periodo 2007-2016; si bien su comportamiento es similar, la desviación promedio anual alcanzó el 1,7%.

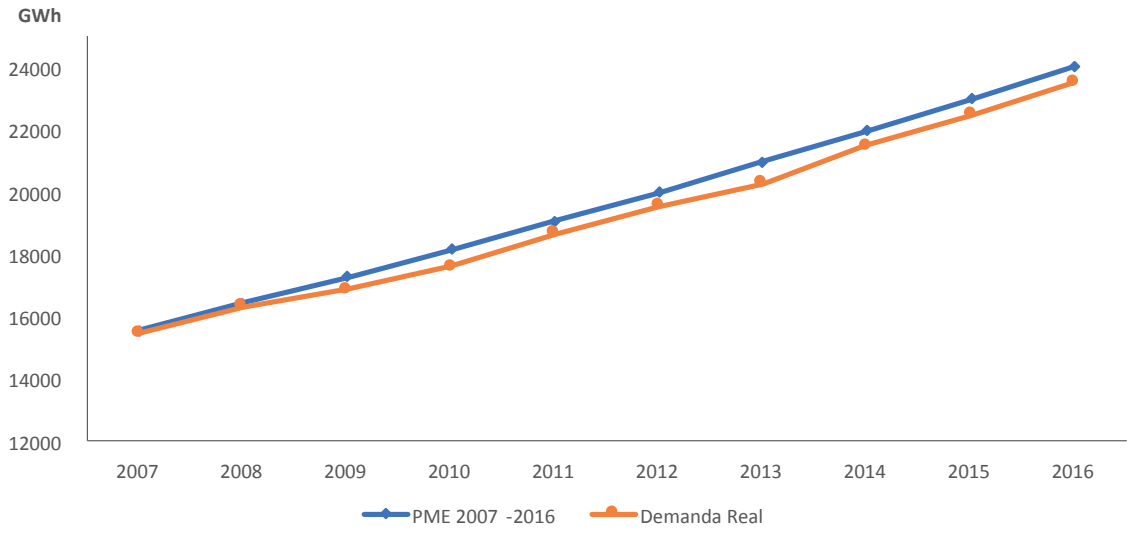


Figura Nro. 3-1: Demanda eléctrica proyectada en el PME 2007-2016 vs Demanda Real.

En la Tabla Nro.3-1, se muestran los valores nacionales de la potencia máxima coincidente y la energía para el año 2016, tanto para la proyección como para la demanda real; como resultado de la comparación, se obtienen variaciones del 0,83% en el caso de la potencia máxima coincidente y 4,4% para la energía.

Variable	Proyección	Demanda Real	Desviación (%)
Potencia Máxima Coincidente (MW)	3.683	3.653	0,83
Energía (GWh)	22.484	23.518	4,60

Tabla Nro. 3-1: Desviación demanda de potencia y energía en bornes de generación año 2016.

Con este análisis, en el cual se evidenció un buen ajuste; se validó la metodología empleada en el estudio de proyección de demanda eléctrica, en el cual se consideró como promedio anual del PIB un valor del 3,5% para el escenario medio, y para los escenarios mayor y menor se varió en +/- 1%.

3.2.1.1 Seguimiento de la Demanda de Energía Eléctrica

La Figura Nro. 3-2, presenta las proyecciones de demanda de energía del PME 2007-2016 y la demanda real de energía ocurrida en el 2016, se observa que ésta tiene una tendencia cercana al escenario menor en la proyección; este escenario consideró un crecimiento promedio anual del 2% para el PIB, sin embargo el crecimiento[9] económico se ubicó en el -1,6% para el 2016.

Estadísticamente la demanda máxima de energía del país ocurría en mayo y coincidía con el inicio de clases en la región costa, mientras que la demanda mínima ocurría en febrero debido al número de días de ese mes. No obstante, el 2016 fue un año atípico, se observó que la demanda máxima de energía ocurrió en marzo y la mínima en mayo.

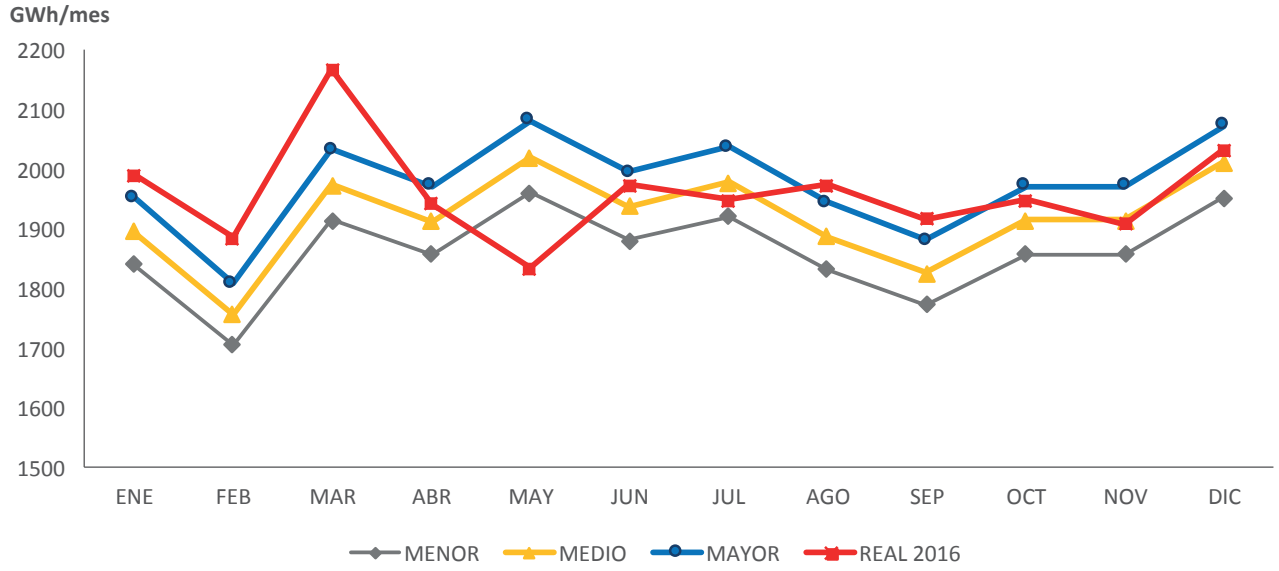


Figura Nro. 3-2: Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica – 2016.

En la Tabla Nro. 3-2 y Tabla Nro. 3-3 se presenta la demanda mensual de la potencia máxima y energía del S.N.I en bornes de generación, también se muestra las tasas de variación mensual del 2016 respecto al 2015.

Potencia Máxima Mensual S.N.I (MW)			
Mes	**2015**	**2016**	**Variación (%)**
Enero	3.504	3.593	2,54
Febrero	3.523	3.638	3,26
Marzo	3.540	3.653	3,17
Abril	3.607	3.583	-0,66
Mayo	3.602	3.587	-0,42
Junio	3.560	3.471	-2,50
Julio	3.525	3.450	-2,12
Agosto	3.471	3.450	-0,60

9 Fuente: Boletín Anuario No. 38, Banco Central del Ecuador.

Potencia Máxima Mensual S.N.I (MW)			
Mes	2015	2016	Variación (%)
Septiembre	3.545	3.490	-1,53
Octubre	3.591	3.457	-3,72
Noviembre	3.653	3.573	-2,20
Diciembre	3.670	3.625	-1,22

Tabla Nro. 3-2: Variación mensual de la demanda de potencia.

Energía Mensual S.N.I (GWh)			
Mes	2015	2016	Variación (%)
Enero	1.859	1.991	7,09
Febrero	1.719	1.884	9,57
Marzo	1.933	2.167	12,14
Abril	1.872	1.941	3,71
Mayo	1.976	1.834	-7,17
Junio	1.892	1.974	4,34
Julio	1.931	1.948	0,89
Agosto	1.839	1.973	7,28
Septiembre	1.777	1.917	7,85
Octubre	1.863	1.947	4,55
Noviembre	1.862	1.908	2,49
Diciembre	1.957	2.032	3,85

Tabla Nro. 3-3: Variación mensual de la demanda de energía.

3.2.1.2 Participación y Evolución de la Demanda por Grupo de Consumo

La participación de la demanda por grupo de consumo durante el periodo 2007 – 2016, ha mantenido una aportación mayoritaria de los usuarios residenciales, es así que en el 2016 corresponde al 37%, seguido por los industriales con el 25% y los comerciales con el 20%. Además para el mismo periodo, la variación promedio del consumo energético residencial se ubicó en el 3,62%, para el industrial en el 10,97% mientras que para el comercial fue de 5,78%.

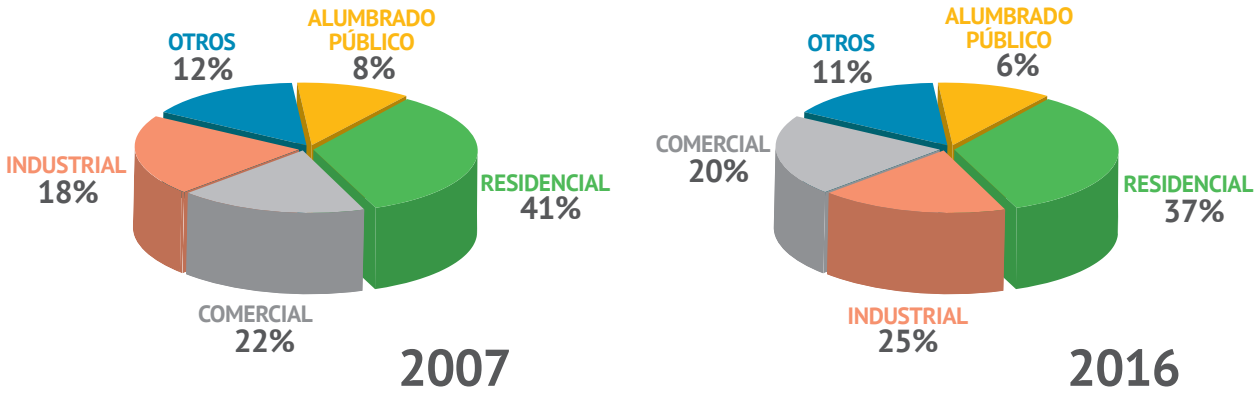
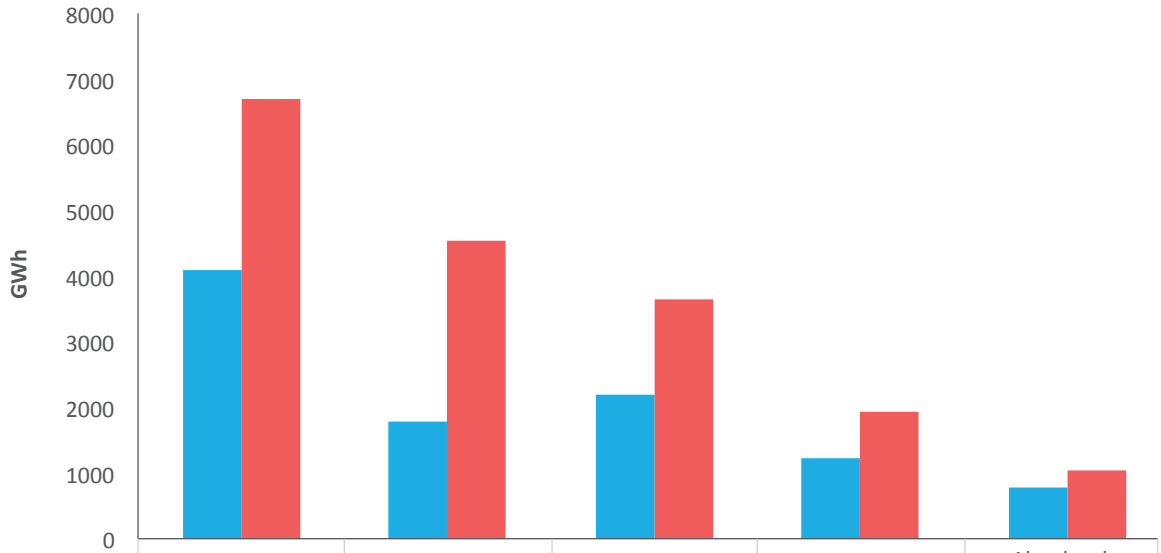


Figura Nro. 3-3: Comparación en la participación de la demanda de energía de los grupos de consumo años 2007 y 2016.

Por otra parte en la Figura Nro. 3-4, se observan los valores de la energía facturada por cada grupo de consumo en los últimos 10 años; el mayor crecimiento se presenta en el sector industrial con el 155%,

seguido del comercial con el 66%, el residencial con el 64%; mientras que el de menor crecimiento fue el alumbrado público con el 38%.



	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Alumbrado Público
2007	4.095	1.782	2.205	1.217	765
2016	6.704	4.546	3.654	1.927	1.054
Incremento	64%	155%	66%	58%	38%

Figura Nro. 3-4: Evolución de la energía facturada por grupo de consumo 2007 – 2016.

3.2.2 Variables Consideradas para la Proyección Global de la Demanda

El estudio de la proyección de la demanda eléctrica consideró las características dinámicas del uso de la energía de los usuarios, identificando las variables que intervienen en su comportamiento, con la finalidad de evaluar su tendencia y proyectarlos. Se consideraron además variables exógenas como el Producto Interno Bruto -PIB- como variable macroeconómica, la población y la cantidad de viviendas totales con servicio eléctrico, como variables demográficas.

3.2.2.1 PIB Ecuador

En el periodo 2007-2016, el Producto Interno Bruto Nacional experimentó un crecimiento promedio de 3,4% (a valores constantes del 2007)[10]. En la Figura No. 3-5, se observa que en el periodo de análisis hay variabilidad con dos picos marcados en los años 2008 y 2011 con tasas de crecimiento del PIB de 6,4 % y 7,9 % respectivamente; así también, se presentaron crecimiento menores en los años 2007, 2009, 2015 y 2016 con 2,2%, 0,6%, 0,25 y -1,6% respectivamente; el resultado negativo obtenido en el 2016 fue atribuido a la crisis económica generada por la caída de los precios internacionales del petróleo.

Con estas consideraciones, para el estudio de la demanda de energía eléctrica se tomaron las tasas de crecimiento del PIB, publicadas en el Boletín Anuario No. 38 de las Estadísticas Económicas del Banco Central del Ecuador (Tabla Nro. 3-4).

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
(%)	2,2	6,4	0,6	3,5	7,9	5,6	4,9	4,0	0,25	-1,6

Tabla Nro. 3-4: Tasa de crecimiento del PIB 2007-2016.

10 "Boletín Anuario No. 38", Estadísticas Económicas del Banco Central del Ecuador.

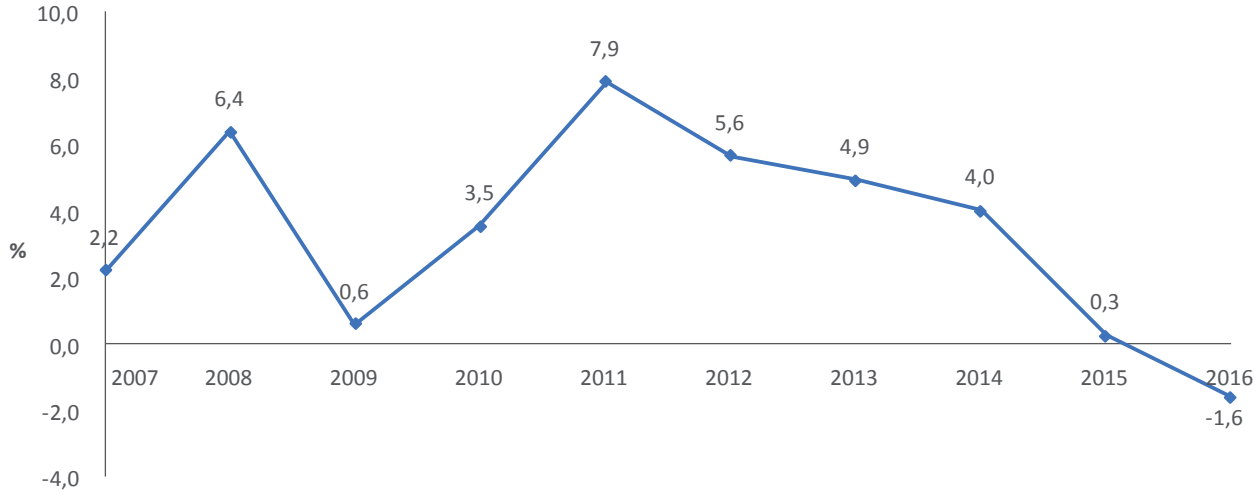


Figura Nro. 3-5: Tasa de crecimiento del PIB 2007-2016.

En la Figura Nro. 3-6, se presenta las variaciones porcentuales que existen en el PIB y en el consumo de energía eléctrica en los últimos diez años; de lo presentado se aprecia que la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica ha sido superior al de la economía, hecho que se atribuye principalmente al crecimiento en los sectores residencial, comercial e industrial.

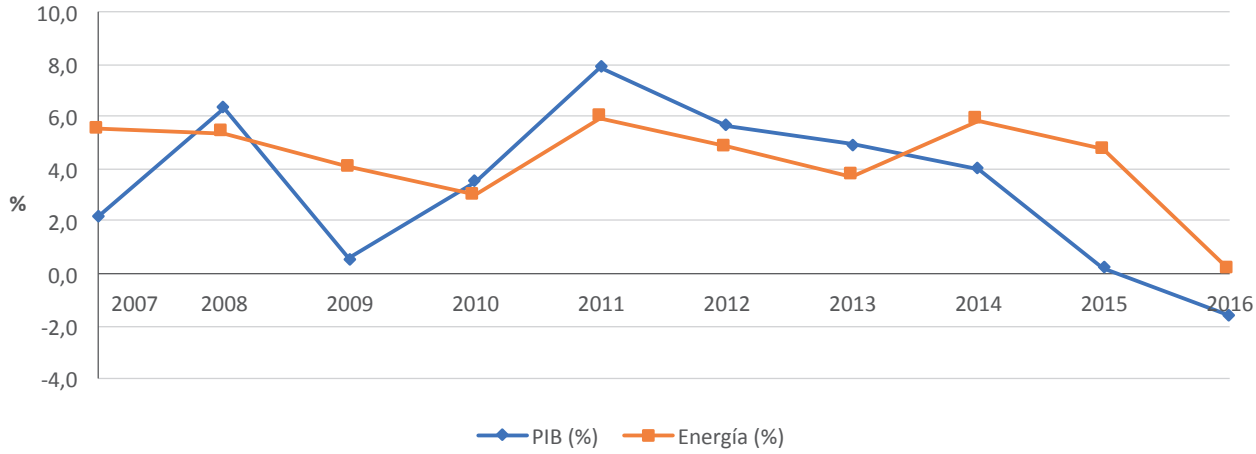


Figura Nro. 3-6: Tasas de variación anual del consumo de y PIB 2007-2016.

3.2.2.2 Datos Demográficos

Además de la información anteriormente citada, se incorporaron variables demográficas (población, viviendas y viviendas con servicio eléctrico). Esto permitió definir la línea base de la proyección de usuarios residenciales en la demanda de energía eléctrica. La información se obtuvo de los censos nacionales de 1990 y 2001, publicados en el Sistema Nacional de Información, mientras que los datos del 2010 fueron tomados de la información del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos -INEC-.

	CENSOS		
VARIABLE DEMOGRÁFICA	1990	2001	2010
Población	9.636.951	12.156.608	15.012.228
Viviendas	1.997.851	2.848.088	3.889.914
Viviendas con servicio eléctrico	1.522.145	2.553.861	3.686.629

Tabla Nro. 3-5: Variación demográfica – Censos 1990, 2001 Y 2010.

La proyección de la población para el periodo 2010 – 2030, se obtuvo de la información disponible en el INEC, cuyos valores decenales, se muestran en la Figura Nro. 3-7.

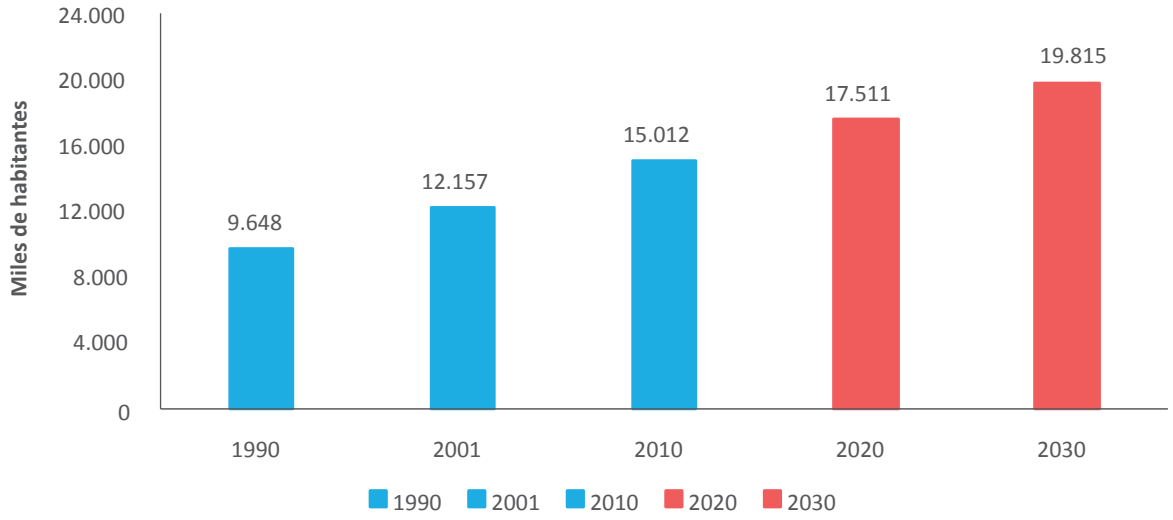
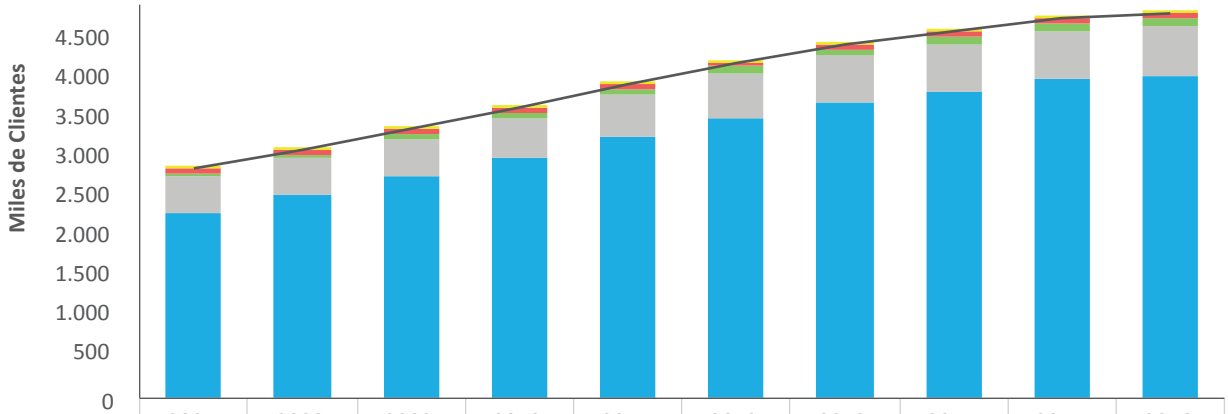


Figura Nro. 3-7: Evolución y proyección de la población 1990-2030.

De la información presentada, se estableció que la variabilidad intercensal promedio en los tres últimos periodos históricos alcanza el 14,89%.

3.2.2.3 Número de Usuarios y Consumo de Energía

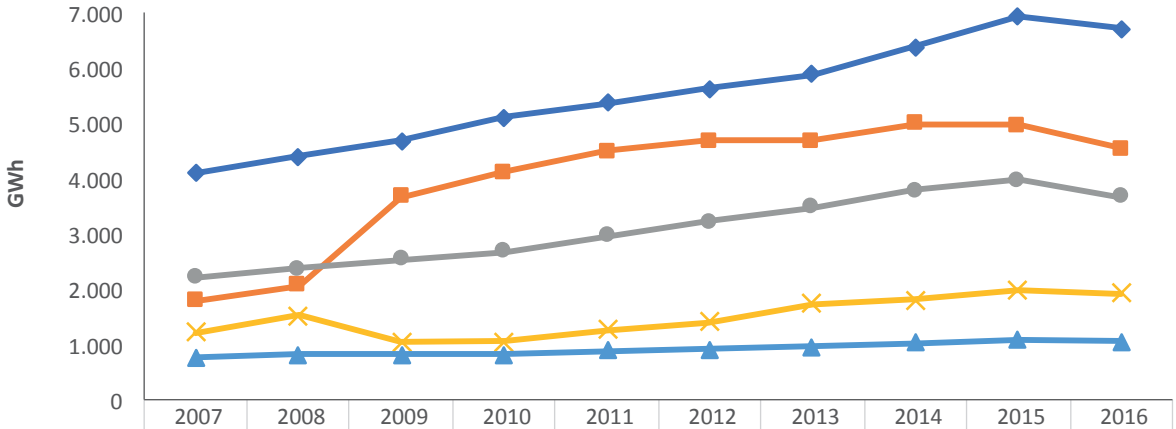
En las bases de datos de la ARCONEL se cuenta con series históricas de la cantidad de usuarios y energía facturada a nivel nacional y desagregados a nivel de grupos de consumo (residencial, comercial, industrial, etc.) y clasificados como usuarios regulados y no regulados[11].



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
AP	0,762	0,486	0,349	0,361	0,364	0,211	0,308	0,557	0,387	0,504
Industrial	41	42	43	45	47	48	49	48	47	52
Otros	45	49	46	49	52	58	68	72	74	64
Comercial	336	351	368	387	414	439	446	456	466	492
Residencial	2.949	3.110	3.289	3.470	3.676	3.853	4.011	4.118	4.224	4.257
Total	3.371	3.553	3.747	3.952	4.189	4.399	4.574	4.695	4.811	4.865

Figura Nro. 3-8: Usuarios por grupo de consumo 2007-2016.

11 Usuario que no obedece a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las empresas distribuidoras.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial	4.095	4.385	4.672	5.114	5.351	5.629	5.881	6.364	6.928	6.704
Industrial	1.782	2.064	3.676	4.110	4.481	4.686	4.684	4.975	4.973	4.546
Comercial	2.205	2.368	2.528	2.672	2.955	3.209	3.486	3.786	3.981	3.654
Otros	1.217	1.524	1.046	1.061	1.261	1.411	1.728	1.811	1.980	1.927
Alumbrado Público	765	806	820	812	883	913	964	1.023	1.081	1.054

Figura Nro. 3-9: Energía facturada por grupo de consumo 2007 –2016.[12]

La Figura Nro. 3-9 presenta la evolución de la energía facturada por grupo de consumo, de este análisis se obtuvo un crecimiento promedio para el periodo del 8,93% en los sectores Industrial y Otros; 5,78% en el comercial; 5,63% en el sector residencial y 3,62% en alumbrado público.

3.2.3 Método de Estimación y Proyección

La metodología[13] empleada para la proyección de la demanda eléctrica considera variables técnicas y económicas; además variables de tipo macroeconómico (PIB) y demográfico (población, cantidad de viviendas y con servicio eléctrico a nivel país).

En este estudio se realizó una proyección de la demanda de potencia y energía, que permite conocer las necesidades futuras y se constituye en el insumo principal para el desarrollo de los estudios de planificación de la expansión de las diferentes etapas que integran la cadena del suministro eléctrico. Bajo este contexto, algunos de los casos analizados fueron proyectados mediante el uso de un modelo econométrico, que explican el comportamiento y relación de las variables endógenas con las variables exógenas[14].

En la Tabla Nro. 3-6, se muestra las variables endógenas, exógenas y métodos aplicados, considerando cada grupo de consumo para la estimación.

Grupo de Consumo	Variable endógena	Método	Variable exógena
Residencial	Usuarios	Esquema analítico	Población, viviendas, viviendas con energía eléctrica
	Consumo unitario	Esquema analítico	Ingreso per cápita Ecuador[15]
Comercial	Usuarios	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador

12 Datos de consumo energía, SISDAT – ARCONEL.
13 La metodología de la proyección de la demanda se encuentra detallada en el Anexo A del PME 2013-2022 (http://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022/).
14 Las variables endógenas equivalen a las variables dependientes de un modelo de regresión con una sola ecuación, y las exógenas, a las variables regresoras dentro del modelo.
15 Ingreso per cápita es la relación que hay entre el PIB y la cantidad de habitantes del país.

Grupo de Consumo	Variable endógena	Método	Variable exógena
Industrial	Usuarios	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Alumbrado Público	Consumo total	Modelo econométrico	Usuarios residenciales totales

Tabla Nro. 3-6: Métodos de estimación aplicados en cada grupo de consumo.

3.2.3.1 Proyección de la Demanda

El modelo de proyección de demanda aplicado en el presente estudio, plantea varios escenarios futuros o situaciones que pueden suceder. Los modelos econométricos se basaron en una formulación del tipo lineal logarítmica, expresada de la siguiente manera:

$$lnY_t = ln\alpha + \beta_1 lnX_{1t} + \beta_2 lnX_{2t} + \varepsilon_t$$

Donde Y_t es la variable a explicar, las X_t son las variables explicativas y ε_t es el término de error aleatorio. El coeficiente α es la ordenada al origen y representa las elasticidades de Y_t con respecto a las X_t y las β son los coeficientes de regresión.

El escenario base se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda de los distintos grupos de consumo. A partir de este escenario, se planteó hipótesis que involucran sensibilidades en las variables explicativas (PIB y población) para las estimaciones, se adicionaron además planes y/o cambios de tecnologías que afectan a la demanda de manera exógena.

Dada la reducida variabilidad que ha presentado la población en los tres últimos periodos intercensales, únicamente se consideran los efectos que produciría la variabilidad a futuro del PIB, por lo cual se varió la tasa de crecimiento anual en +/- 1% para generar los escenarios bajo (crecimiento menor) y escenario alto (crecimiento mayor).

La Figura 3-10 presenta de manera esquemática el modelo de proyección utilizado para el presente Plan.

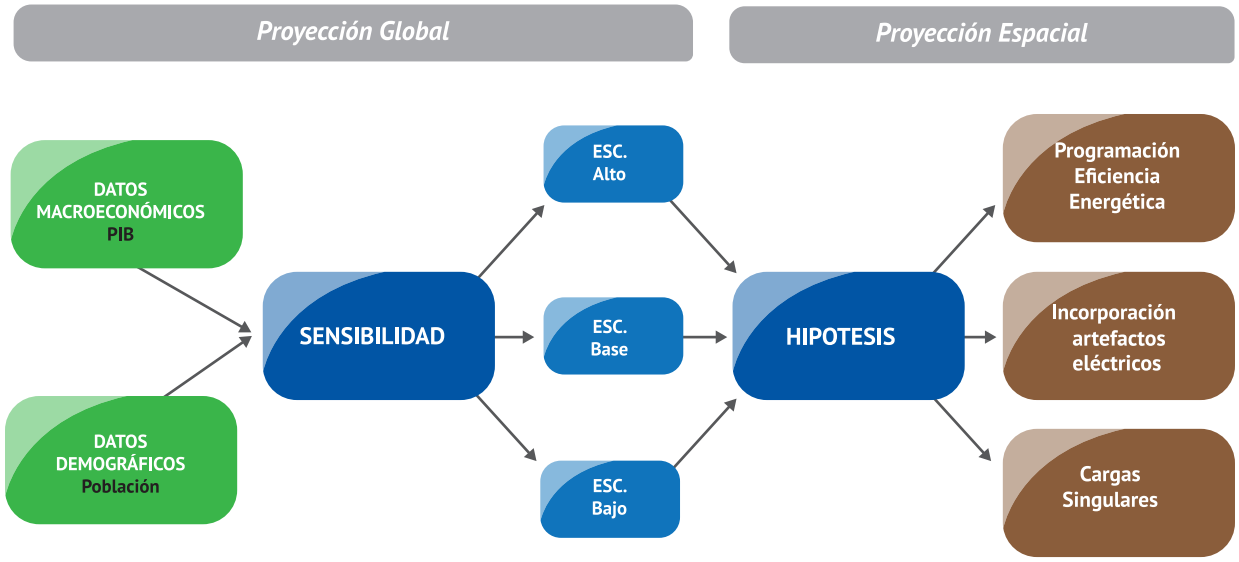


Figura Nro. 3-10: Modelo de proyección de la demanda eléctrica.

3.2.3.1.1 Proyección de Demanda por Categorías

La proyección tendencial de la demanda eléctrica, se obtuvo una vez agregadas las proyecciones individuales de demanda (potencia y energía) para cada uno de los grupos de consumo residencial, comercial, industrial y alumbrado público.

3.2.3.1.1.1 Sector Residencial

La Figura Nro. 3-11, muestra la evolución histórica y la proyección de usuarios del sector residencial, para el periodo 2016 – 2025 se observa un crecimiento promedio de 2,5%, mientras que la proyección de usuarios espera contar con 5,44 millones en el 2025. La variación de la tasa de crecimiento disminuye respecto de los valores históricos debido al incremento del grado de cobertura al final del periodo, cuyo valor al 2016 alcanzó el 97,24%.

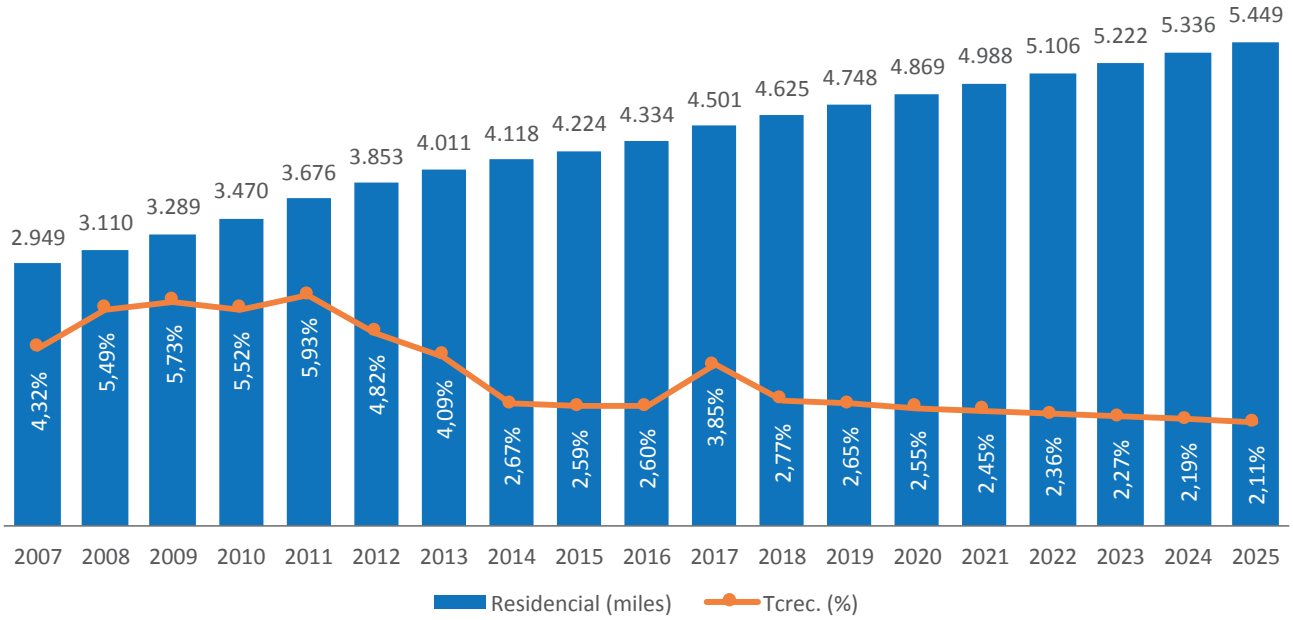


Figura Nro. 3-11: Evolución histórica y proyección de usuarios del sector residencial.

Respecto del crecimiento del consumo energético para el sector residencial, en el periodo de 2016 – 2025 se espera alcanzar un valor promedio de 3,2%, con un valor total esperado de 9.497 GWh al 2025.

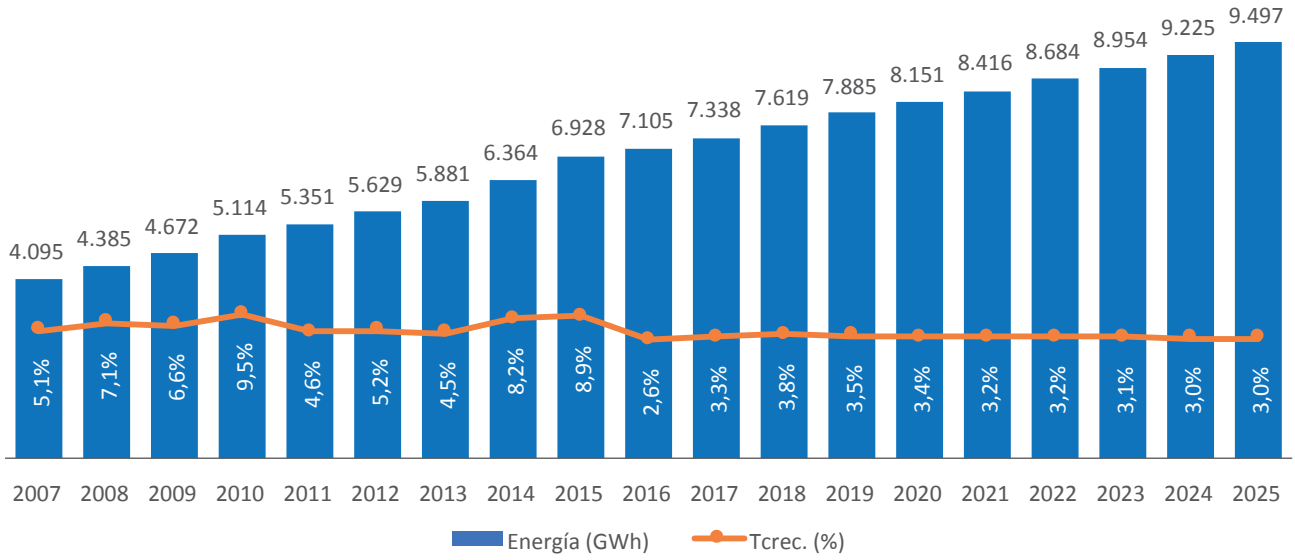


Figura Nro. 3-12: Evolución histórica y proyección del consumo del sector residencial.

La proyección tendencial de usuarios residenciales y su consumo, se origina principalmente por el crecimiento vegetativo y los beneficiarios del programa de electrificación rural; en este sentido, se espera el consumo promedio por usuario residencial alcance 1,74 MWh/año al 2025.

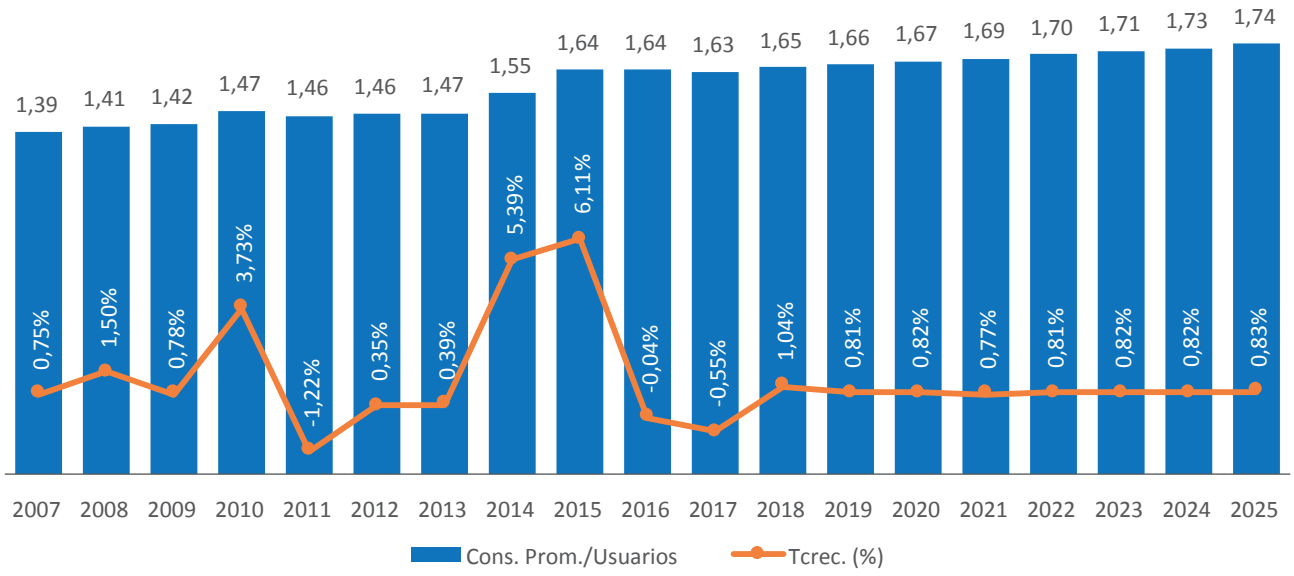


Figura Nro. 3-13: Evolución histórica y proyección del consumo promedio por usuario residencial.

3.2.3.1.1.2 Sector Comercial

La proyección de cantidad de usuarios del sector comercial estima una tasa de crecimiento promedio de 2,7% en el periodo de análisis (Figura Nro. 3-14), llegando a 612.053 usuarios en el 2025.

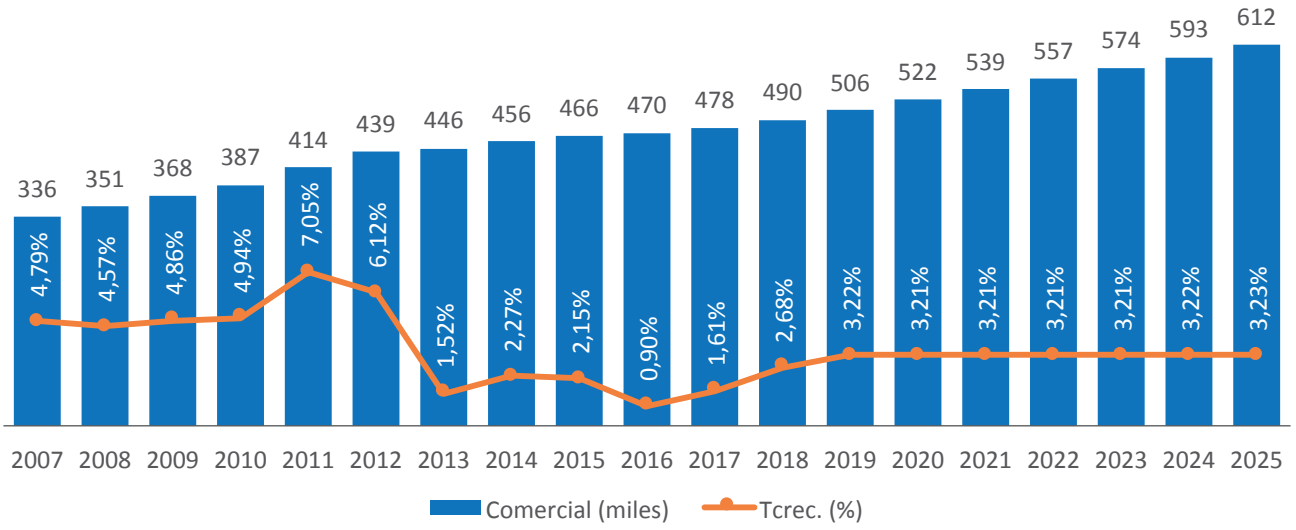


Figura Nro. 3-14: Evolución histórica y proyección de usuarios comerciales.

Consecuentemente con el crecimiento en la cantidad de usuarios, en la Figura Nro. 3-15, se observa una tasa de crecimiento anual promedio de 3,99% en la proyección de consumo de energía en el periodo 2016 – 2025, con lo cual el grupo comercial alcanzaría 5.872 GWh en el 2025.

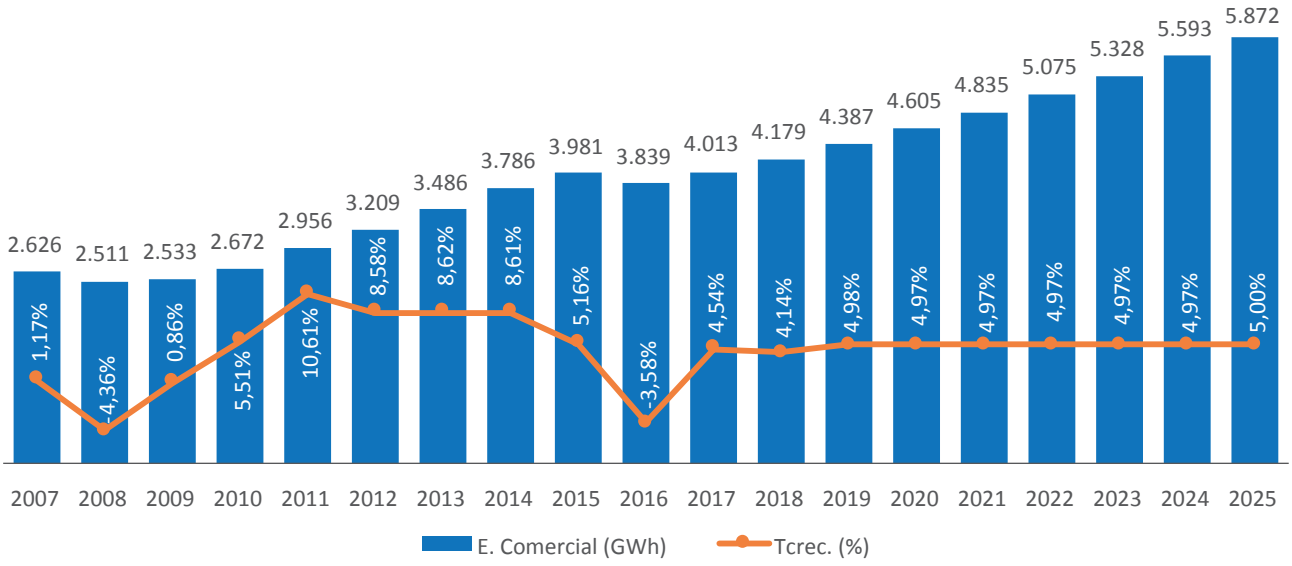


Figura Nro. 3-15: Evolución histórica y proyección del consumo del sector comercial.

3.2.3.1.1.3 Sector Industrial y Otros

Conjuntamente con el paulatino desarrollo del país, los sectores: industrial y otros han crecido durante el periodo 2007-2016, es así que se evidencia un incremento promedio anual de 4,3% en la cantidad de usuarios. Como resultado de la proyección, se estima un crecimiento promedio anual del 2,77% para el periodo 2016 – 2025, alcanzando 154.062 usuarios en el 2025.

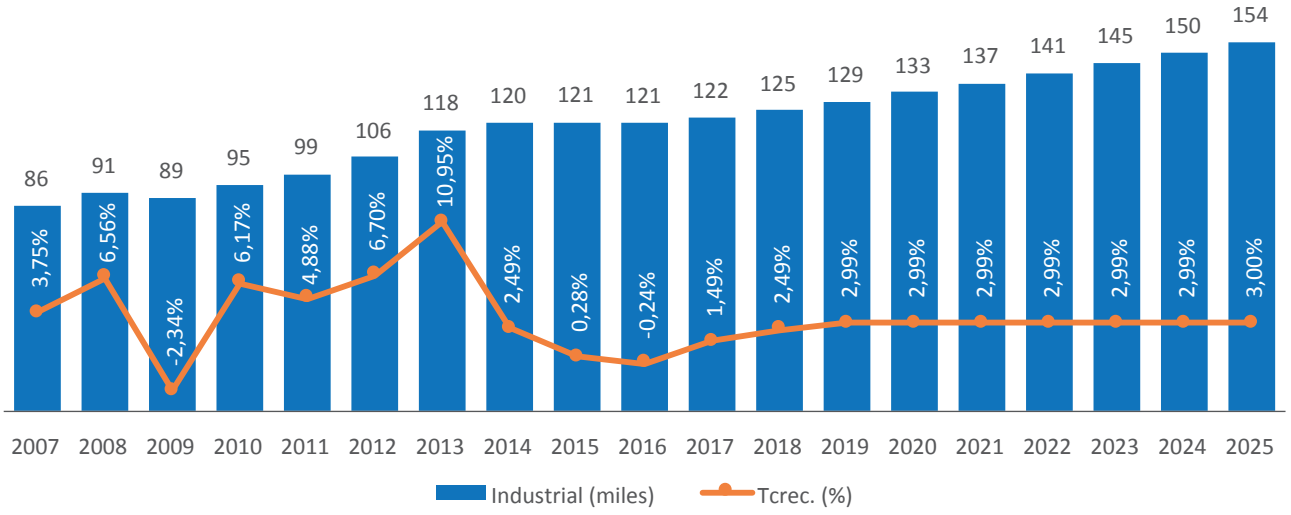


Figura Nro. 3-16: Evolución histórica y proyección de usuarios del sector industrial y otros.

Como consecuencia del crecimiento de los sectores industrial y otros, en la Figura Nro. 3-17 se observa que el crecimiento anual promedio proyectado del consumo de energía alcanzaría el 3,52%, con un valor total de 10.375 GWh en el 2025.

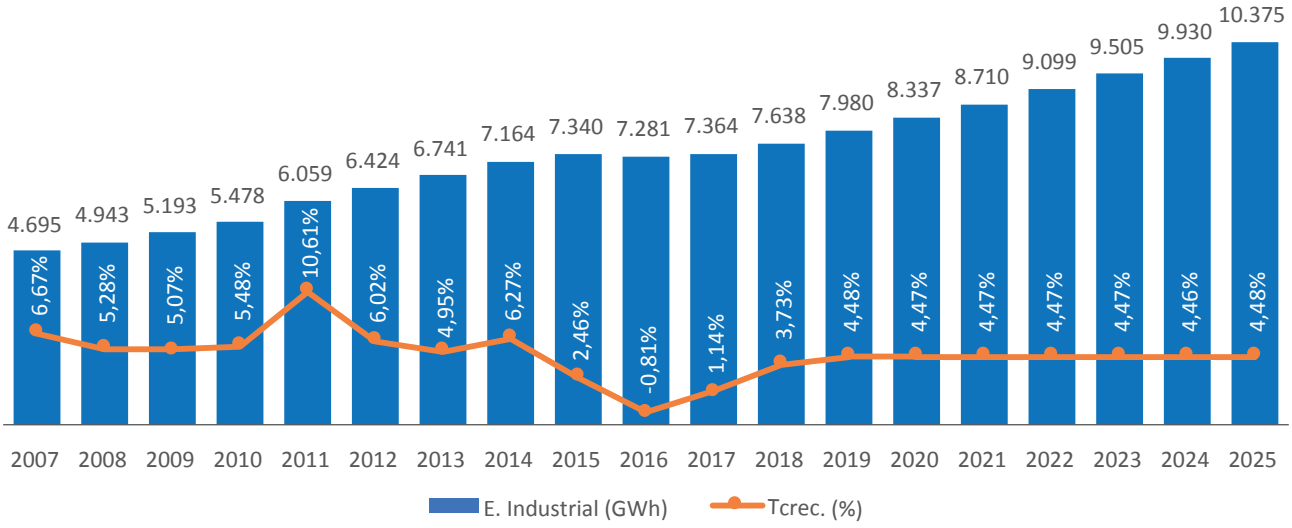


Figura Nro. 3-17: Evolución histórica y proyección del consumo del sector industrial y otros.

3.2.3.1.1.4 Alumbrado Público

Al no contar con información de cantidad de usuarios por la concepción de alumbrado público, para la proyección de la energía se utiliza un modelo econométrico basado en el comportamiento histórico de consumo; para el periodo de 2016 – 2025 se estima un crecimiento anual promedio de 1,9%, alcanzando 1.310 GWh en el 2025.

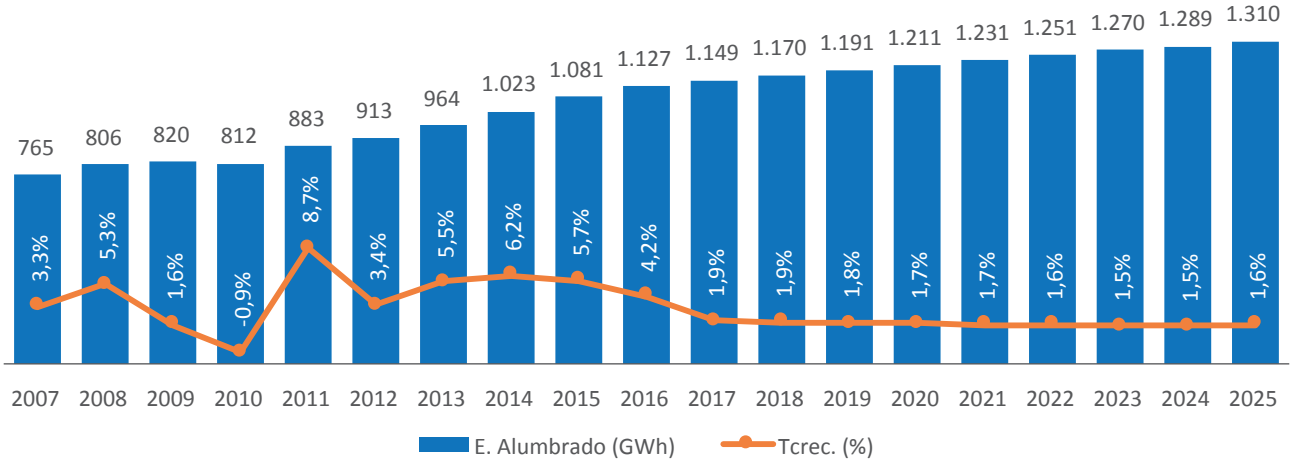
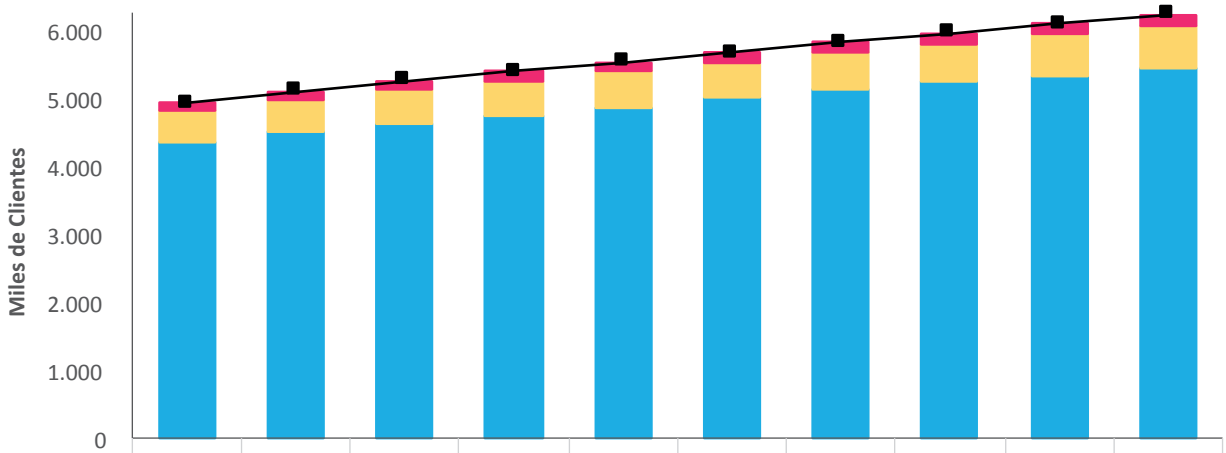


Figura Nro. 3-18: Proyección del consumo del sector alumbrado público.

3.2.4 Resultados de la Proyección de la Demanda por Grupos de Consumo.

A continuación se presentan los resultados de la proyección de demanda, que corresponden a la Hipótesis No. 1 expuesta más adelante en el apartado 4.1 y que son obtenidos al agregar la proyección individual de usuarios y demanda de energía por grupo de consumo y que constituyen el crecimiento tendencial de la demanda.

En la Figura Nro. 3-19, se observa la proyección total de usuarios por grupo de consumo para el periodo de análisis. Se estima un crecimiento promedio anual de 2,58%, alcanzando 6,21 millones de usuarios en el 2025.

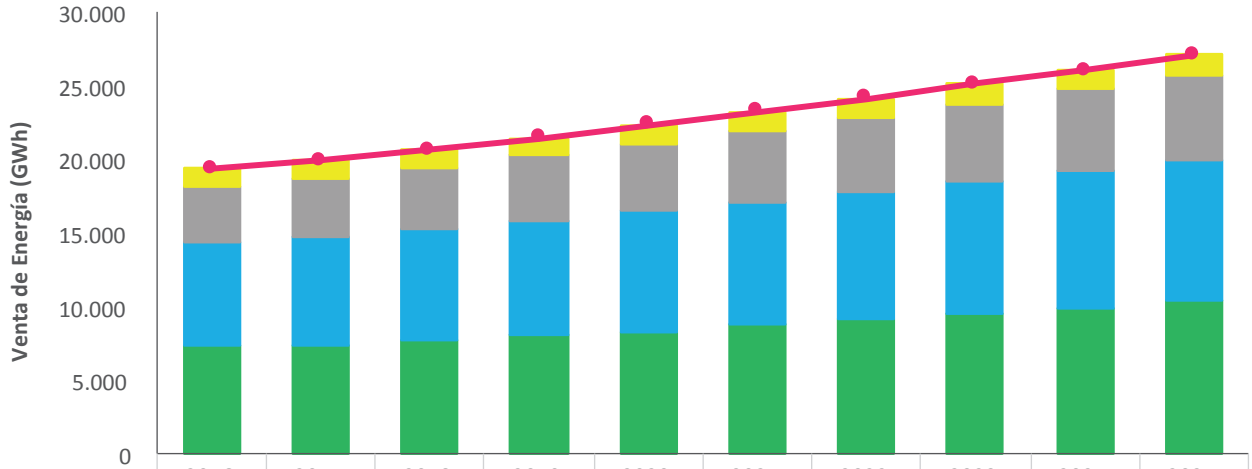


	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Industrial	121	122	125	129	133	137	141	145	150	154
Comercial	470	478	490	506	522	539	557	574	593	612
Residencial	4.334	4.501	4.625	4.748	4.869	4.988	5.106	5.222	5.336	5.449
Total	4.925	5.101	5.242	5.384	5.525	5.665	5.804	5.942	6.079	6.216

Figura Nro. 3-19: Proyección de usuarios por grupos de consumo.

Se espera que la tendencia de crecimiento ascendente de usuarios se mantenga; respecto al porcentaje de participación en el 2025. El sector residencial mantendría su participación mayoritaria con el 88% del total de usuarios, seguido del sector comercial con el 10% y el industrial con el 2%; mientras que la participación de los usuarios del sector de alumbrado público se la considera marginal.

En la Figura Nro. 3-20, se observan los resultados de la proyección de la demanda de energía total y su desagregación por grupo de consumo para el periodo de análisis, se estima un crecimiento promedio anual de 3,6%, alcanzando 27.054 GWh en el 2025.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A. Público	1.127	1.149	1.170	1.191	1.211	1.231	1.251	1.270	1.289	1.310
Comercial	3.839	4.013	4.179	4.387	4.605	4.835	5.075	5.328	5.593	5.872
Residencial	7.105	7.338	7.619	7.885	8.151	8.416	8.684	8.954	9.225	9.497
Industrial	7.281	7.364	7.638	7.980	8.337	8.710	9.099	9.505	9.930	10.375
Total	19.351	19.863	20.607	21.443	22.306	23.192	24.109	25.057	26.037	27.054

Figura Nro. 3-20: Proyección de la demanda de energía por grupo de consumo.

La Figura Nro. 3-21 presenta la participación de los grupos de consumo en el 2016 y 2025 respecto del consumo de energía; para estos años el sector comercial crecería del 20% al 22%, el industrial mantendría su participación en el 38%, mientras que el sector residencial pasaría del 37% al 35%, además se espera una reducción en la participación del sector alumbrado público del 6% al 5%.

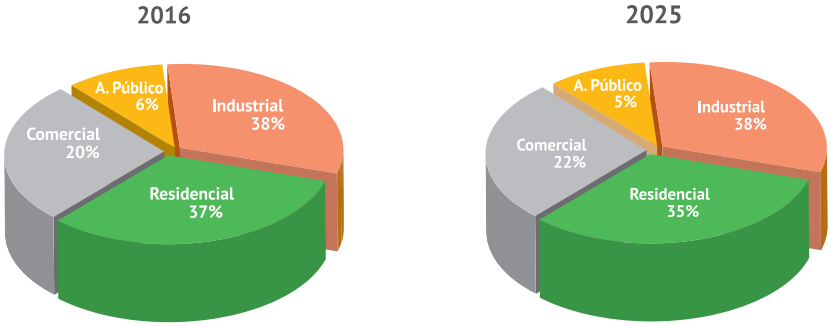


Figura Nro. 3-21: Proyección de participación de los grupos de consumo 2016 y 2025.

Los niveles de participación mostrados, son considerados referenciales ya que la participación podría cambiar por la incorporación de cocinas de inducción, así como en el sector industrial y comercial por la entrada de cargas especiales.

3.3 Energía y Potencia por Etapa Funcional

Para la determinación de energía por etapa funcional, se considera la demanda por cada grupo de consumo obtenida del estudio global, de acuerdo a los siguientes criterios:

- Estructura de ventas de energía.
- Caracterización de cargas.
- Proyección de demanda por distribuidora.

Esta desagregación de energía se presenta con el propósito de obtener las demandas totales y se complementa con el estudio de los niveles esperados de pérdidas de energía. Los conceptos anteriores permiten determinar los requerimientos de energía y potencia en barras de subestaciones de entrega.

A los requerimientos de energía determinados por distribuidora, se incorporan los bloques de energía no ingresada en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión, la energía comprada a autogeneradores, la compraventa entre distribuidoras y las pérdidas de los sistemas de distribución.

Adicionalmente se agrega el consumo de energía de las cargas singulares conectadas en el sistema de transmisión, las pérdidas en estaciones de elevación y las pérdidas en transmisión, lo cual permite determinar las necesidades de energía en bornes de generación.

En la Figura Nro. 3-22 se presentan los puntos en los cuales se consideran los requerimientos de energía en barras de subestaciones de entrega y en bornes de generación.

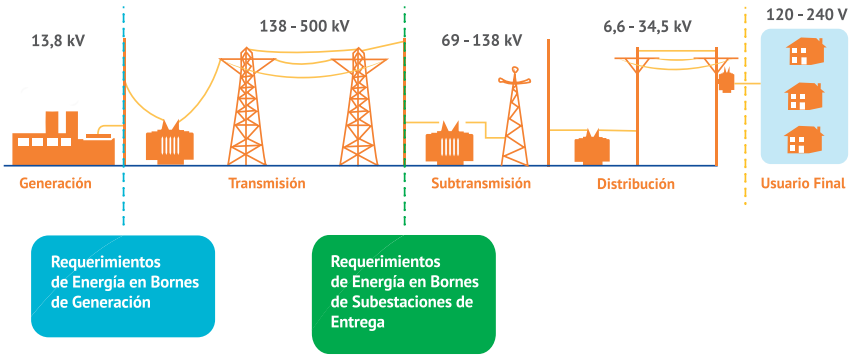


Figura Nro. 3-22: Requerimiento de energía en bornes de generación y barras de subestación de entrega.

3.3.1 Estructura de Ventas de Energía

La estructura de ventas de energía de cada distribuidora, indica la participación que tiene cada nivel de voltaje referido al grupo de consumo al que pertenece.

En la Tabla Nro. 3-7 y Tabla Nro. 3-8, se presentan las estructuras de venta para las Unidades de Negocio de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP y de las Empresas Distribuidoras respectivamente.

Grupo de Consumo	Nivel de Voltaje	CNEL-Bolívar	CNEL-El Oro	CNEL-Esmeraldas	CNEL-Guayas Los Ríos	CNEL-Los Ríos	CNEL-Manabí	CNEL-Milagro	CNEL-Sta. Elena	CNEL-Sto. Domingo	CNEL-Sucumbíos	CNEL-Guayaquil
Residencial	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Comercial	BV	47%	38%	38%	34%	30%	18%	38%	24%	41%	45%	39%
	MV	53%	62%	62%	66%	70%	82%	62%	76%	59%	55%	61%
Industrial	BV	49%	2%	1%	1%	2%	0%	1%	0%	0%	59%	1%
	MV	51%	87%	36%	30%	75%	55%	36%	47%	58%	41%	36%
	AV	0%	11%	63%	69%	23%	45%	63%	53%	41%	0%	63%
A. Público	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla Nro. 3-7: Estructura de ventas de energía de CNEL-EP (%).

Grupo de Consumo	Nivel de Voltaje	E.E. Ambato	E.E. Azogues	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Galápagos	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur
Residencial	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Comercial	BV	50%	55%	41%	57%	70%	54%	73%	71%	63%
	MV	50%	45%	59%	43%	30%	46%	27%	29%	37%
Industrial	BV	19%	3%	5%	6%	100%	49%	23%	4%	18%
	MV	73%	2%	82%	18%	0%	34%	56%	40%	82%
	AV	7%	96%	13%	76%	0%	17%	21%	56%	0%
A. Público	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla Nro. 3-8: Estructura de ventas de energía de empresas distribuidoras (%).

3.3.2 Proyección de Usuarios y Venta de Energía por Distribuidora

La proyección total de usuarios y venta de energía por distribuidora, se obtuvieron de la consolidación de los resultados alcanzados por grupo de consumo de acuerdo a los métodos (Tabla Nro. 3-6) presentados anteriormente, cuyos resultados se muestran a continuación.

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	61.624	63.762	65.518	67.278	69.017	70.743	72.450	74.139	75.810	77.462
CNEL-El Oro	242.851	251.082	257.989	264.992	271.936	278.843	285.698	292.500	299.250	305.950
CNEL-Esmeraldas	126.657	131.250	134.863	138.506	142.113	145.697	149.249	152.769	156.256	159.712
CNEL-Guayas Los Ríos	324.978	337.181	346.473	355.792	365.009	374.155	383.207	392.165	401.029	409.799
CNEL-Los Ríos	121.190	125.887	129.356	132.837	136.281	139.699	143.082	146.431	149.745	153.025
CNEL-Manabí	289.177	300.139	308.414	316.696	324.883	333.003	341.036	348.980	356.836	364.605
CNEL-Milagro	140.635	145.033	149.027	153.063	157.062	161.037	164.979	168.887	172.762	176.604
CNEL-Sta. Elena	117.662	121.750	125.100	128.476	131.819	135.140	138.432	141.693	144.924	148.126
CNEL-Sto. Domingo	218.002	225.792	232.006	238.308	244.558	250.774	256.944	263.066	269.143	275.174
CNEL-Sucumbíos	93.579	96.839	99.493	102.205	104.900	107.585	110.254	112.909	115.549	118.175
CNEL Guayaquil	686.322	710.914	730.484	750.344	770.039	789.635	809.085	828.391	847.554	866.578
Total CNEL	2.422.678	2.509.629	2.578.722	2.648.498	2.717.617	2.786.311	2.854.415	2.921.930	2.988.859	3.055.211

Tabla Nro. 3-9: Usuarios totales por unidad de negocio de CNEL-EP.

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
E.E. Ambato	259.701	268.698	276.074	283.586	291.041	298.463	305.836	313.161	320.438	327.668
E.E. Azogues	36.394	37.787	38.826	39.874	40.911	41.941	42.962	43.973	44.975	45.968
E.E. Centro Sur	374.498	388.988	399.683	410.517	421.257	431.937	442.533	453.045	463.473	473.821
E.E. Cotopaxi	134.251	139.527	143.357	147.244	151.100	154.936	158.743	162.523	166.274	169.998
E.E. Norte	235.645	244.017	250.723	257.537	264.295	271.021	277.698	284.327	290.909	297.445
E.E. Quito	1.086.159	1.124.287	1.155.176	1.186.687	1.217.973	1.249.135	1.280.105	1.310.885	1.341.478	1.371.890
E.E. Riobamba	168.473	174.347	179.142	184.008	188.834	193.634	198.399	203.129	207.823	212.483
E.E. Sur	195.154	202.189	207.744	213.379	218.965	224.523	230.038	235.512	240.944	246.336
E.E. Galápagos	11.275	11.611	11.928	12.257	12.584	12.911	13.237	13.562	13.886	14.210
Total E.E.	2.501.550	2.591.450	2.662.654	2.735.088	2.806.959	2.878.500	2.949.552	3.020.116	3.090.201	3.159.818

Tabla Nro. 3-10: Usuarios totales por empresa distribuidora.

De los resultados mostrados anteriormente, se puede evidenciar que si bien la Corporación Nacional de Electricidad -CNEL EP- con sus once unidades de negocio, representa más del 50% del total de empresas distribuidoras, únicamente alcanza el 49,16% de participación del total de usuarios proyectados para el 2025, situación que se aprecia en la Figura Nro. 3-23.

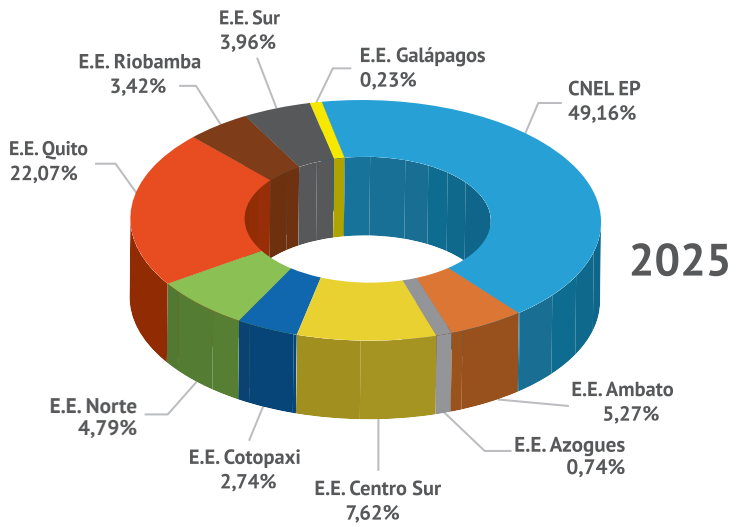


Figura Nro. 3-23: Participación de distribuidoras en la proyección de usuarios al 2025.

En las siguientes tablas, se muestra la proyección de venta de energía total para el periodo de análisis.

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

Tabla Nro. 3-11: Proyección venta de energía por unidad de negocio (GWh).

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

Tabla Nro. 3-12: Proyección venta de energía por empresa eléctrica (GWh).

CNEL EP con sus unidades de negocio tiene el mayor porcentaje de participación con el 62,9% debido a que su área de prestación de servicio cubre la región costa donde se encuentra concentrada la mayor cantidad de usuarios industriales y además el consumo promedio residencial y comercial es superior al de las Empresas Eléctricas.

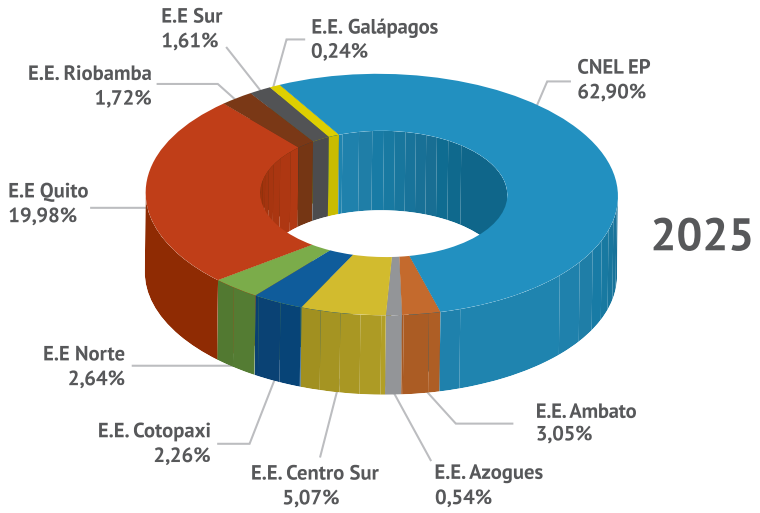


Figura Nro. 3-24: Participación de distribuidoras en la proyección de energía al 2025.

3.3.3 Pérdidas de Energía

Los valores de pérdidas de energía en cada etapa de la red, ayuda a un mejor análisis y definición de las inversiones necesarias para cumplir con el objetivo nacional de reducción de pérdidas, por parte de las empresas distribuidoras.

En la Tabla Nro. 3-13 y Tabla Nro. 3-14, se presentan los niveles de pérdidas técnicas reportadas a la ARCONEL en el 2016 referidas a cada una de las etapas en la cadena del suministro eléctrico, de acuerdo a los siguientes criterios:

- AV en nivel de subtransmisión.
- MV a nivel de circuitos primarios.
- TMB en la etapa transformación MV-BV.
- BV a nivel de redes secundarias.

Concepto	Pérdida referida a:	CNEL-Bolívar	CNEL-El Oro	CNEL-Esmeraldas	CNEL-Los Ríos	CNEL-Manabí	CNEL-Milagro	CNEL-Sta. Elena	CNEL-Sto. Domingo	CNEL-Sucumbíos	CNEL- Guayas Los Ríos	CNEL-Guayaquil
Pérdida AV	E ingresada en AV	2,45%	2,76%	1,85%	1,01%	0,95%	2,43%	2,90%	1,92%	1,95%	3,49%	0,83%
Pérdida MV	E ingresada en MV	0,41%	2,06%	1,02%	2,53%	2,92%	1,01%	0,93%	1,95%	4,31%	2,00%	1,24%
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	2,06%	1,44%	1,80%	1,60%	2,63%	1,73%	1,71%	2,63%	2,50%	1,95%	2,43%
Pérdida BV	E ingresada en BV	1,64%	3,41%	4,48%	2,63%	5,47%	2,21%	3,14%	2,24%	3,61%	4,27%	3,91%
Total por Distribuidora		6,56%	9,67%	9,14%	7,77%	11,97%	7,38%	8,68%	8,73%	12,36%	11,71%	8,41%

Tabla Nro. 3-13: Pérdidas técnicas de energía por unidad de negocio de CNEL-EP – 2016.

Concepto	Pérdida referida a:	E.E. Ambato	E.E. Azogues	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Galápagos	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur
Pérdida AV	E ingresada en AV	0,76%	0,75%	1,05%	0,60%	1,44%	1,45%	1,11%	1,35%	2,16%
Pérdida MV	E ingresada en MV	1,05%	0,49%	0,78%	0,37%	0,47%	0,84%	1,14%	1,46%	1,04%
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	1,71%	1,44%	2,32%	0,53%	1,90%	1,58%	1,84%	2,21%	3,38%
Pérdida BV	E ingresada en BV	2,18%	1,18%	2,02%	0,85%	3,60%	2,43%	0,87%	2,95%	2,18%
Total por Distribuidora		5,69%	3,87%	6,17%	2,36%	7,42%	6,30%	4,95%	7,97%	8,76%

Tabla Nro. 3-14: Pérdidas técnicas de energía por empresa distribuidora – 2016.

La siguiente figura muestra la evolución histórica de las pérdidas totales de energía de los sistemas de distribución desde el 2007 hasta el 2016, de forma complementaria se presentan las perspectivas[16] de los valores de reducción propuestos para el periodo 2017 – 2025.

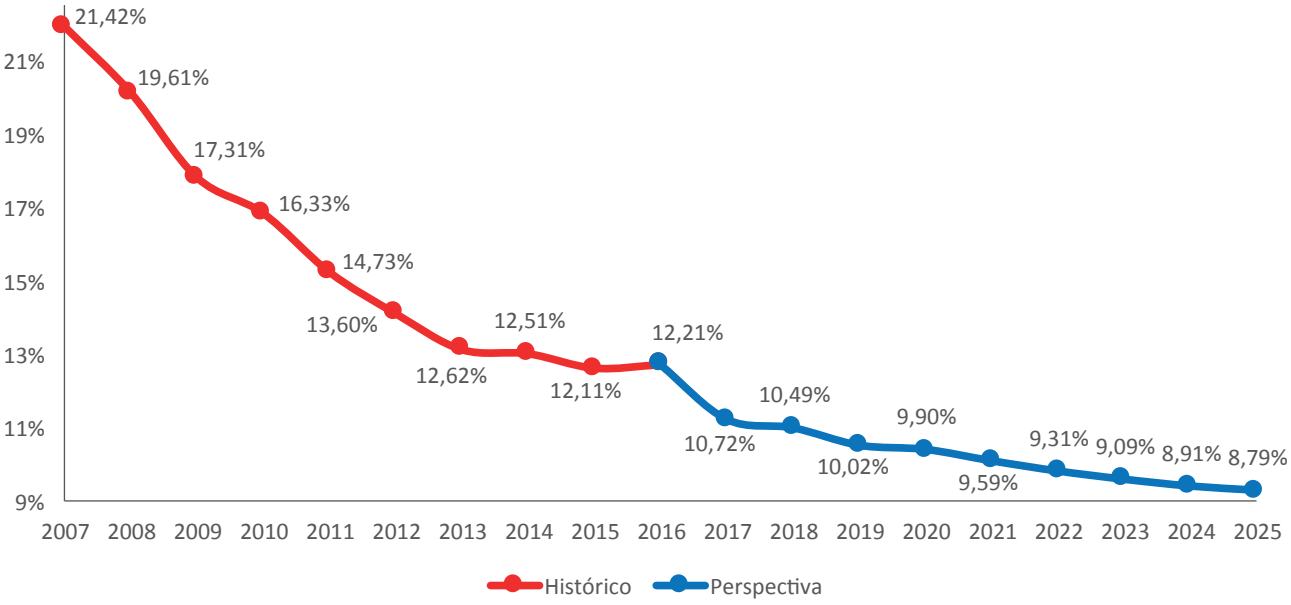


Figura Nro. 3-25: Perspectiva porcentual anual de pérdidas de energía en distribución.

3.3.4 Determinación de los Requerimientos de Energía

El requerimiento de energía a nivel del Sistema Nacional Interconectado - S.N.I-, se realizó a partir de la información de ventas de energía por nivel de voltaje y los porcentajes de pérdidas por niveles de voltaje de cada una de las Empresas Distribuidoras y Unidades de Negocio de la CNEL EP.

Se consolidó agregando las ventas de energía de cada nivel de voltaje (BV, MV, AV), mismas que al multiplicarlas por el factor de expansión de pérdidas correspondiente se obtuvo la demanda total a nivel de puntos de entrega del S.N.I.

Finalmente para determinar los requerimientos de energía en bornes de generación, se incorporaron las pérdidas en el S.N.T, de manera similar al procedimiento explicado en el párrafo anterior.

16 Los valores propuestos fueron definidos por la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Electricidad del MEER.

3.3.4.1 Requerimiento de Energía en Barras de Subestaciones de Entrega

La energía requerida a nivel de barras de subestación de entrega, se refiere a la energía disponible en SE (barras de subestación), es decir aquella energía requerida por el sistema de distribución para atender los requerimientos de demanda de los niveles de bajo, medio y alto voltaje (subtransmisión) con las pérdidas correspondientes[17].

La Tabla Nro. 3-15, muestra la energía requerida en barras de subestaciones de entrega por empresa distribuidora para el crecimiento tendencial (Hipótesis No.1) en el periodo de análisis.

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	88	92	95	98	101	104	108	111	114	118
CNEL-El Oro	1.123	1.165	1.206	1.251	1.298	1.346	1.395	1.446	1.499	1.553
CNEL-Esmeraldas	582	591	612	636	660	685	711	737	764	792
CNEL-Guayaquil	5.508	6.043	6.270	6.530	6.799	7.076	7.364	7.662	7.970	8.290
CNEL-Guayas Los Ríos	2.088	2.137	2.210	2.292	2.376	2.461	2.550	2.641	2.734	2.830
CNEL-Los Ríos	448	463	479	496	514	532	550	569	588	608
CNEL-Manabí	1.617	1.670	1.726	1.787	1.850	1.913	1.979	2.046	2.115	2.186
CNEL-Milagro	668	687	712	739	768	797	828	859	891	925
CNEL-Sta. Elena	652	677	702	729	758	787	817	849	881	914
CNEL-Sto. Domingo	657	659	683	710	737	766	795	825	856	888
CNEL-Sucumbíos	330	339	351	365	378	392	407	422	438	454
E.E. Ambato	641	658	681	707	733	759	786	814	843	873
E.E. Azogues	110	113	117	121	126	131	136	141	146	152
E.E. Centro Sur	1.074	1.098	1.137	1.179	1.223	1.267	1.313	1.360	1.409	1.459
E.E. Cotopaxi	470	484	502	522	542	564	586	609	632	657
E.E. Norte	564	582	602	624	647	670	693	718	743	768
E.E. Quito	4.154	4.244	4.399	4.571	4.748	4.930	5.118	5.311	5.510	5.716
E.E. Riobamba	376	385	399	414	430	445	461	478	495	513
E.E. Sur	356	364	377	391	406	420	435	450	466	482
E.E. Galápagos	51	53	55	57	60	62	64	67	69	72
Total	21.555	22.505	23.313	24.220	25.152	26.108	27.096	28.115	29.165	30.248

Tabla Nro. 3-15: Energía requerida en barras de subestaciones de entrega (GWh).

3.3.4.2 Requerimiento Mensual de Energía en Bornes de Generación

La energía requerida en bornes de generación corresponde a la energía total del S.N.I, es decir incluye la energía requerida en barras de subestaciones de entrega, las pérdidas asociadas a la etapa de transmisión (subestaciones y líneas) y los consumos auxiliares de la etapa de generación.

La Tabla Nro. 3-16, presenta la energía requerida en bornes de generación para la Hipótesis No.1 en el periodo de análisis, con una desagregación mensual.

Mes	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	1.991	1.998	2.070	2.150	2.232	2.317	2.404	2.494	2.587	2.683
Febrero	1.884	1.887	1.955	2.030	2.108	2.188	2.270	2.355	2.443	2.534
Marzo	2.167	2.035	2.108	2.189	2.273	2.359	2.448	2.540	2.634	2.732
Abril	1.941	1.932	2.001	2.078	2.158	2.240	2.324	2.411	2.501	2.593
Mayo	1.834	2.021	2.093	2.174	2.258	2.343	2.432	2.523	2.617	2.713
Junio	1.974	1.921	1.990	2.067	2.146	2.227	2.311	2.398	2.487	2.579

17 $FPE^{l}=\frac{1}{1-\%Pe^{l}}$; Donde $\%Pe^{l}$ corresponde al nivel de pérdidas para cada nivel de voltaje.

Mes	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Julio	1.948	1.907	1.975	2.052	2.131	2.211	2.295	2.380	2.469	2.560
Agosto	1.973	1.919	1.988	2.065	2.144	2.225	2.309	2.396	2.485	2.577
Septiembre	1.917	1.891	1.958	2.034	2.112	2.192	2.275	2.360	2.448	2.538
Octubre	1.947	1.922	1.991	2.068	2.147	2.228	2.313	2.399	2.488	2.580
Noviembre	1.908	1.885	1.952	2.028	2.106	2.186	2.268	2.353	2.440	2.531
Diciembre	2.032	2.023	2.095	2.176	2.260	2.345	2.434	2.525	2.619	2.716
Total	23.518	23.340	24.175	25.111	26.075	27.062	28.083	29.134	30.219	31.337

Tabla Nro. 3-16: Energía mensual requerida en bornes de generación (GWh).

3.3.5 Determinación de los Requerimientos de Potencia

Para obtener los requerimientos de las distribuidoras, se consolidaron los bloques de potencia de las empresas, se sumaron las demandas coincidentes con la máxima del S.N.I, en este procedimiento se consideró lo correspondiente al mercado eléctrico nacional; en el caso de la Empresa Eléctrica Galápagos al ser un sistema aislado, su demanda no se consideró en la demanda máxima del S.N.I.

Estas potencias se obtuvieron en función de las proyecciones de venta de energía por cada grupo de consumo y nivel de voltaje, sus factores de carga y factores de responsabilidad[18] en cada nivel de voltaje.

En la Tabla Nro. 3-17, se observa la potencia coincidente de cada empresa de distribución y Unidad de Negocio de la CNEL EP con la demanda máxima del S.N.I (proyección tendencial), para el periodo de análisis.

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	18	19	19	20	20	21	22	22	23	23
CNEL-El Oro	179	184	190	196	203	209	216	223	231	238
CNEL-Esmeraldas	91	92	95	98	102	105	109	113	117	121
CNEL-Guayaquil	963	1.046	1.083	1.127	1.172	1.218	1.266	1.316	1.367	1.420
CNEL-Guayas Los Ríos	325	332	341	352	364	375	387	399	411	424
CNEL-Los Ríos	74	76	78	81	83	86	88	91	94	96
CNEL-Manabí	287	294	302	312	321	330	340	350	360	370
CNEL-Milagro	120	123	127	132	136	141	147	152	157	163
CNEL-Sta. Elena	109	113	116	120	125	129	134	138	143	148
CNEL-Sto. Domingo	93	93	96	100	104	107	111	115	119	123
CNEL-Sucumbíos	52	53	55	57	59	61	63	65	68	70
E.E. Ambato	115	118	122	126	130	135	139	144	148	153
E.E. Azogues	14	14	14	15	16	16	17	17	18	18
E.E. Centro Sur	177	181	187	194	200	207	213	220	228	235
E.E. Cotopaxi	87	89	92	95	99	102	106	110	114	118
E.E. Norte	96	99	103	106	110	114	118	122	126	131
E.E. Quito	729	743	769	798	828	859	890	923	956	991
E.E. Riobamba	64	66	68	70	73	75	78	80	83	86
E.E. Sur	62	64	66	68	70	72	75	77	80	82
Total	3.653	3.797	3.924	4.067	4.214	4.364	4.518	4.677	4.841	5.009

Tabla Nro. 3-17: Potencia coincidente con la máxima demanda del S.N.I (MW).

La previsión mensual de potencia máxima en bornes de generación proyectada para el periodo 2016 – 2025, se muestra en la Tabla No. 3-18.

18 $FR_K^J = FCE_K^J * FPP_K^J$ en donde FCE_K^J = Factor de coincidencia por grupo de consumo K y nivel de tensión J; y FPP_K^J = Factor de pérdidas de potencia por grupos de consumo K y nivel de tensión J.

Mes	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	3.593	3.735	3.860	4.001	4.145	4.293	4.445	4.601	4.762	4.928
Febrero	3.638	3.782	3.908	4.051	4.197	4.346	4.501	4.659	4.822	4.990
Marzo	3.653	3.797	3.924	4.067	4.214	4.364	4.518	4.677	4.841	5.009
Abril	3.583	3.724	3.849	3.989	4.133	4.281	4.432	4.588	4.749	4.914
Mayo	3.587	3.728	3.853	3.994	4.138	4.285	4.437	4.593	4.754	4.919
Junio	3.471	3.608	3.728	3.864	4.004	4.146	4.293	4.444	4.600	4.760
Julio	3.450	3.587	3.707	3.842	3.980	4.122	4.268	4.419	4.573	4.732
Agosto	3.450	3.586	3.707	3.842	3.980	4.122	4.268	4.418	4.573	4.732
Septiembre	3.490	3.628	3.750	3.886	4.027	4.170	4.318	4.470	4.626	4.787
Octubre	3.457	3.594	3.714	3.850	3.989	4.131	4.277	4.428	4.583	4.742
Noviembre	3.573	3.714	3.838	3.978	4.122	4.268	4.420	4.575	4.736	4.900
Diciembre	3.625	3.768	3.894	4.036	4.182	4.330	4.484	4.642	4.804	4.971
Potencia Máxima	3.653	3.797	3.924	4.067	4.214	4.364	4.518	4.677	4.841	5.009

Tabla Nro. 3-18: Previsión mensual de la potencia máxima en bornes de generación (MW).

3.4 Hipótesis de Estudio

Todo el análisis presentado anteriormente corresponde al escenario tendencial de proyección para el periodo 2016-2025, con un escenario de ocurrencia esperado o medio. Partiendo de estas consideraciones se establecieron hipótesis de estudio que permitieron construir escenarios que logran articular la política de desarrollo productivo, eficiencia energética e industrias básicas.

Adicional a la demanda tendencial se incorporó requerimientos extra tendenciales que tienen probabilidad de ocurrencia en el corto, mediano y largo plazo con la finalidad de determinar las necesidades energéticas en las etapas de generación y transmisión de electricidad. Bajo este contexto se planteó cinco hipótesis de estudio, mismas que se detallan a continuación.

3.4.1 Hipótesis No. 1

Corresponde a la línea base de proyección, la cual considera el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica; en ella se incorporan modelos econométricos, análisis de periodos anteriores y esquemas analíticos.

3.4.2 Hipótesis No. 2

Resulta de incorporar a la línea base de proyección (Hipótesis No. 1), cargas singulares del grupo industrial, mismas que se encuentran vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, petrolera, transporte, proyectos de eficiencia energética y la ciudad del conocimiento Yachay, la primera Universidad de Investigación de Tecnología Experimental, y que se proyecta a implementar institutos públicos y privados de investigación, centros de transferencia tecnológica, empresas de alta tecnología y la comunidad agrícola y agroindustrial del Ecuador.

3.4.2.1 Cargas Singulares

Las cargas singulares corresponden a la demanda eléctrica de industrias que se prevé su crecimiento o ampliación para las que se encontraban en operación en el 2016 y al asentamiento e implementación en el corto y mediano plazo para las nuevas industrias, las que serán conectadas a los sistemas de distribución de las empresas distribuidoras y Unidades de Negocio de la CNEL EP y al Sistema Nacional de Transmisión.
En la Tabla Nro. 3-19 y Tabla Nro. 3-20, se presentan las cargas que fueron consideradas en la proyección de la demanda eléctrica en esta hipótesis.

Proyecto	Industria	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EP Petroecuador	Cementera	-	4,95	4,97	4,97	4,97	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
Refinería de Esmeraldas	Acero	-	30	30	30	30	45	45	45	45	45
Refinería del Pacífico (EEBB)	Acero	-	3	3	5	5	5	5	5	5	5
Unión Andina de Cementos	Cementera	-	26	36	36	36	46	46	56	56	56
Unión Cementera Nacional Planta Chimborazo	Cementera	-	8	33	33	39	39	39	39	39	39
Andec S.A	Acero	-	40	40	55	55	55	55	55	55	55
Total		-	112	147	164	170	195	195	205	205	205

Tabla Nro. 3-19: Cargas singulares en operación (MW).

Proyecto	Actividad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Río Blanco	Minera	-	-	-	5	9	9	9	9	9	9
San Carlos Panantza	Minera	-	-	-	-	50	75	100	100	100	100
Poliducto Pascuales-Cuenca-Cañar	Petrolera	-	-	2	2	2	2	2	2	2	2
EDEC Nuevo Parque Industrial	Industrial	-	-	1	2	2	3	3	4	4	5
Emurplag Nuevo Camal Municipal	Industrial	-	-	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Loma Larga	Minera	-	-	14	14	14	14	14	14	14	14
Complejo Industrial Hyundail-Montecristi	Automotriz	-	5	10	10	10	10	10	10	10	10
Centro Comercial Mall del Pacífico	Comercial	-	7	8	8	9	9	9	9	10	10
Hospital Especialidades Portoviejo	Salud	-	2	3	5	5	5	5	5	5	5
Nuevo Hospital de Bahía	Salud	-	1,0	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Nuevo Hospital de Chone	Salud	-	1,0	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Diacelec	Industrial	-	-	2	5	10	10	10	10	10	10
Empresa Polar	Industrial	-	-	2	2	5	5	5	5	5	5
Ep-Petroecuador	Petrolera	-	33	33	33	33	33	33	33	33	33
TIA Lago Agrio	Comercial	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hospital Marco Vinicio Iza	Salud	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Andes Petroleum	Petrolera	-	-	4	9	9	9	9	9	9	9
Adelca del Litoral	Acero	-	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Yachay	Investigación	-	-	7	8	10	11	13	14	15	17
Trasvase Daule Pedro Carbo Senagua	Bombeo	-	-	29	29	29	29	29	32	32	32
Hospital del Sur	Salud	-	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Fruta Del Norte	Minera	-	-	-	3	5	22	22	40	40	40
Mirador	Minera	-	-	8	46	46	46	92	92	92	92
Total		-	122	199	257	324	369	442	466	467	469

Tabla Nro. 3-20: Cargas singulares proyectadas (MW).

Como resultado de la incorporación de estas cargas en la Tabla Nro. 3-21 y Tabla Nro. 3-22, se presenta la demanda de energía proyectada que tendrán dichas cargas.

PROYECTO	Nivel de voltaje	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EP Petroecuador	AV	-	28	290	290	290	32	32	32	32	32
Refinería de Esmeraldas	TR	-	71	71	71	71	106	106	106	106	106
Unión Andina de Cementos	AV	-	225	284	284	284	363	363	442	442	442
Unión Cementera Nacional Planta Chimborazo	AV	-	43	248	248	295	297	298	300	301	303
Andec S.A	AV	-	268	284	301	320	336	336	336	336	336
Total		-	636	1.177	1.194	1.259	1.134	1.135	1.215	1.217	1.218

Tabla Nro. 3-21: Consumo energético dado por las cargas singulares industriales en operación (GWh).

Proyecto	Nivel de voltaje	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Río Blanco	AV	-	-	-	34	67	67	67	67	67	67
San Carlos Panantza	TR	-	-	-	-	264	526	658	701	703	701
Poliducto Pascuales-Cuenca-Cañar	AV	-	-	6	12	12	12	12	12	12	12
EDEC Nuevo Parque Industrial	MV	-	-	5	9	12	17	19	23	25	26
Emurplag Nuevo Camal Municipal	MV	-	-	1	5	5	5	5	5	5	5
Loma Larga	TR	-	-	71	95	95	95	95	95	95	95
Complejo Industrial Hyundail-Montecristi	AV	-	22,40	52	59	60	59	59	59	60	59
Centro Comercial Mall del Pacífico	AV	-	19,16	40	43	45	46	47	49	50	52
Hospital Especialidades Portoviejo	AV	-	8	11	18	20	20	20	20	20	20
Nuevo Hospital de Bahía	MV	-	3,02	3,71	4	4	4	4	4	4	4
Nuevo Hospital de Chone	MV	-	3,02	4	4	4	4	4	4	4	4
Diacelec	AV	-	-	3	15	26	30	30	30	30	30
Empresa Polar	AV	-	-	7	9	20	23	23	23	23	23
Ep-Petroecuador	TR	-	146	146	146	147	146	146	146	147	146
TIA Lago Agrio	MV	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Hospital Marco Vinicio Iza	MV	-	7	13	13	13	13	13	13	13	13
Andes Petroleum	MT	-	-	26	64	64	64	64	64	64	64
Adelca del Litoral	TR	-	141	187	187	188	187	187	187	188	187
Yachay	AV	-	-	40	46	54	62	70	78	85	92
Trasvase Daule Pedro Carbo Senagua	AV	-	-	76	101	101	101	101	109	111	111
Hospital del Sur	AV	-	7	10	13	13	13	13	13	13	13
Fruta Del Norte	TR	-	-	-	13	28	121	153	249	281	280
Mirador	TR	-	-	35	299	376	375	657	750	752	750
Total		-	358	737	1.190	1.619	1.991	2.448	2.701	2.753	2.756

Tabla Nro. 3-22: Consumo energético dado por las cargas singulares industriales proyectadas (GWh)

De lo presentado anteriormente, la denominación TR corresponde a los usuarios cuyo nivel de conexión pertenece al sistema de transmisión en 138 kV o 230 kV, AV a quienes se conectan en el nivel de 69 kV y MV los usuarios que se conectan a nivel de los sistemas de distribución.

3.4.2.2 Transporte

Debido a su trascendencia, en la proyección de la demanda eléctrica se consideraron la incorporación de nuevas tecnologías que se comercialicen en el futuro, cuya incorporación prevé requerimientos significativos de electricidad. Estos proyectos son el Metro de Quito, el Tranvía de Cuenca y el ingreso de vehículos eléctricos durante el periodo 2017 – 2025; en la Tabla Nro. 3-23, se observa las necesidades de potencia y energía a nivel nacional.

Proyecto	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Metro-Quito	MW	-	-	-	18	18	18	18	18	18	18
Metro-Quito	GWh	-	-	-	61	61	61	61	61	61	61
Tranvía-Cuenca	MW	-	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tranvía-Cuenca	GWh	-	2	11	11	11	11	11	11	11	11
VEHICULOS ELÉCTRICOS	MW	-	0,2	1	2	3	5	8	12	16	22
VEHICULOS ELÉCTRICOS	GWh	-	2	6	13	28	45	70	104	144	190

Tabla Nro. 3-23: Requerimiento de potencia y energía – transporte.

3.4.2.3 Programas del Plan Nacional de Eficiencia Energética del Ecuador

El "Plan Nacional de Eficiencia Energética del Ecuador - PLANEE" en cumplimiento de lo establecido en los artículos 15 y 413 de la Constitución de la República del Ecuador tiene el propósito de impulsar e implementar medidas que conlleven a mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos.
En lo que respecta al consumo de energía eléctrica, el PME 2016-2025 analizó el efecto en la demanda de los siguientes programas:
1. Programa de recambio de equipos de mayor consumo energético de uso residencial.
2. Programa de recambio de equipos de mayor consumo energético de alumbrado público.
3. Programa para la implementación de la norma ISO 50001 en las industrias energo-intensivas.

La Tabla Nro. 3-24, muestra el ahorro esperado en potencia y energía con la incorporación de los programas de eficiencia energética; se presentan valores negativos debido a que su incidencia reduciría la demanda en las magnitudes indicadas.

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia (MW)	-	-3	-5	-8	-11	-14	-15	-16	-17	-17
Energía (GWh)	-	-24	-48	-72	-96	-121	-130	-140	-148	-152

Tabla Nro. 3-24: Impacto en la demanda eléctrica por los programas de eficiencia energética.

3.4.3 Hipótesis No. 3

Se construyó como resultado de la incorporación del Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de Agua con Electricidad -PEC- a la Hipótesis No. 2. Para esta modelación se planteó el ingreso progresivo de cocinas de inducción y la instalación de equipos de calentamiento de agua especialmente en la región sierra, de tal manera que se sustituya paulatinamente del GLP por electricidad como fuente energética para cocción.

Este programa se encuentra impulsado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, mismo que de acuerdo al cronograma establecido, prevé la incorporación de 3 millones de cocinas de inducción hasta el 2023, lo cual representa el 68% de penetración a nivel nacional respecto del total de usuarios residenciales proyectados.

Para la modelación del impacto que la demanda de la cocina de inducción generará en el consumo eléctrico y en la curva de carga del sistema, se consideró un consumo mensual promedio por cocina inicial de 68 kWh hasta alcanzar los 80 kWh al final del periodo; mientras que la curva de consumo por uso de la cocina para la región sierra, es la que se muestra en la Figura Nro. 3-26, por consiguiente para el caso de las regiones Costa y Oriente se utilizó este mismo perfil desplazado una hora más tarde de la ocurrencia en la Sierra.

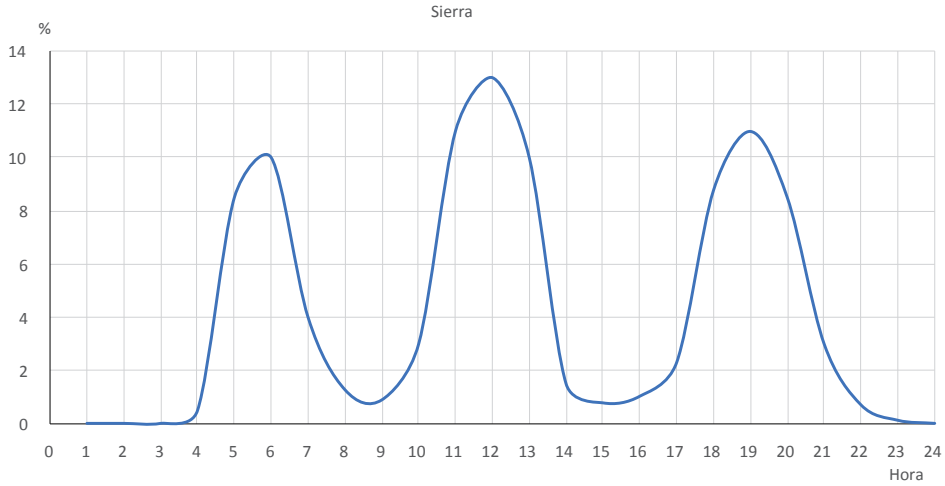


Figura Nro. 3-26: Perfil de carga asociado al uso de la cocina eléctrica – Región Sierra.

Los resultados de la proyección de la demanda se presentan en el acápite 3.4.6; es importante resaltar que esta hipótesis se constituye en el "Caso Base" sobre el cual se realizaron los estudios de planificación de las etapas de distribución, transmisión y generación.

3.4.4 Hipótesis No. 4

Se elaboró como resultado de la incorporación de la Hipótesis No. 3 y la demanda eléctrica de la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro -RDP-, esta consideró las fases de construcción y operación; para este estudio se contempló en la fase de construcción 4 MW y en la fase operativa con incrementos progresivos hasta 300 MW en máxima demanda.

En la Tabla Nro. 3-25, se resume la carga de RDP incluida en la proyección de la demanda, así como los consumos energéticos previstos. En la actualidad el proyecto se encuentra en la etapa de estudios de prefactibilidad, por lo que los datos de potencia y energía previstos podrán ajustarse una vez que se cuenten con los estudios finales.

Proyecto	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Refinería del Pacífico	MW	-	-	4	22	22	22	22	100	200	300
Refinería del Pacífico	GWh	-	-	30	164	164	164	164	745	1.493	2.234

Tabla Nro. 3-25: Requerimiento de potencia y energía – RDP.

3.4.5 Hipótesis No. 5

La iniciativa gubernamental impulsa el Plan Integral para el desarrollo de Industrias Básicas en el país, lo cual constituye un pilar importante en las estrategias para el cambio de la matriz productiva. En este contexto, se prevé la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán crecimiento económico en el país y un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica.

Por tanto, la Hipótesis No. 5 consideró además de todos los casos citados anteriormente, la incorporación de la demanda correspondiente a las Industrias Básicas, con ello se obtuvo los requerimientos de potencia y energía del sistema eléctrico en todas las etapas funcionales, escenario que se constituye en el Caso Matriz Productiva para la elaboración de los estudios de expansión de la generación y transmisión.

En la Tabla Nro. 3-26 y Tabla Nro. 3-27, se presenta la proyección de la demanda de las Industrias Básicas, así como los consumos energéticos previstos; estas industrias se encuentran en etapa de estudios de prefactibilidad, por lo que los datos de potencia y energía previstos pueden estar sujetos a variaciones una vez se hayan definido los estudios definitivos.

Industria	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Petroquímica	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20
Cobre	-	-	-	-	-	-	-	62	62	62
Astilleros	-	5	5	8	24	24	24	24	24	24
Aluminio	-	-	-	-	-	-	-	286	572	858
Total [MW]	-	5	5	8	24	24	44	392	678	964

Tabla Nro. 3-26: Cargas singulares de Industrias Básicas (MW).

Industria	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Petroquímica	-	-	-	-	-	-	119	120	120	120
Cobre	-	-	-	-	-	-	-	323	429	429
Astilleros	-	9	12	19	48	57	57	57	57	57
Aluminio	-	-	-	-	-	-	-	1.845	4.898	7.347
Total	-	9	12	19	48	57	176	2.346	5.504	7.953

Tabla Nro. 3-27: Consumo energético dado por las cargas singulares de Industrias Básicas (GWh).

Se prevé que las cargas sean conectadas al sistema de transmisión, por tal motivo se verá un incremento tanto de potencia como energía a nivel de bornes de generación a partir del año probable de ingreso. Los resultados de la proyección de la demanda se muestran en el acápite 3.4.7; es importante resaltar que esta hipótesis corresponde al "Caso de Matriz Productiva" sobre la cual se realizaron los estudios de planificación de las etapas de generación y transmisión.

3.4.6 Sensibilidad de la Proyección

A partir del escenario base se puede evaluar la proyección de la demanda planteando variaciones a los factores que se relacionan directamente con la demanda, en este caso las variables exógenas.

En el presente estudio, se tomaron como variables exógenas al PIB y población; sin embargo, dada la reducida variabilidad que ha presentado la población en los tres últimos periodos intercensales, se consideró únicamente los efectos que produce la variabilidad del PIB a futuro, con lo cual se plantearon dos escenarios alternos al base o medio, aplicando una variación a la tasa de crecimiento promedio anual prevista en los valores proyectados para el escenario medio en +/-1%, generando así los escenarios alto (crecimiento mayor) y bajo (crecimiento menor).

Escenario	Crecimiento promedio del PIB periodo 2016 – 2025
Menor	2,00%
Medio	3,00%
Mayor	4,00%

Tabla Nro. 3-28: Escenarios de crecimiento del PIB del Ecuador 2016-2025.

3.4.7. Resultados de la Proyección Hipótesis No. 3, Caso Base

La Hipótesis No.3 se constituye en el Caso Base de análisis para la planificación del sector eléctrico, y se estructura considerando la línea base de proyección de la demanda donde se obtuvo la energía requerida por grupo de consumo de las distribuidoras, se agregaron las respectivas pérdidas en el sistema por nivel de voltaje para obtener los requerimientos tanto en potencia como en energía a nivel de barras de subestaciones.

Finalmente al incorporar la energía requerida por la etapa de transmisión, subestaciones elevadoras y las correspondientes pérdidas, se obtuvieron los requerimientos de potencia y energía en bornes de generación, es decir los que tendrá el S.N.I en el periodo de análisis.

Cabe señalar que el escenario medio de la proyección de la demanda anual en bornes de generación del S.N.I, se utiliza para elaborar los planes de generación y transmisión.

3.4.7.1 Proyección de la Demanda en Barras de Subestación de Entrega del S.N.I

Los resultados de proyección de demanda en barras de subestación de entrega del S.N.I hacia las distribuidoras tanto para la energía como para la potencia se presentan en la Tabla Nro. 3-29 y Tabla Nro. 3-30, respectivamente.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	21.594	21.594	21.594				
2017	22.681	22.923	23.137		5,0%	6,2%	7,1%
2018	23.972	24.476	24.923		5,7%	6,8%	7,70%
2019	25.161	25.927	26.631		5,0%	5,9%	6,9%
2020	26.269	27.328	28.311		4,4%	5,4%	6,3%
2021	27.325	28.692	29.984	5,89%	4,0%	5,0%	5,9%
2022	28.292	30.008	31.643		3,5%	4,6%	5,5%
2023	29.347	31.436	33.443		3,7%	4,8%	5,7%
2024	30.301	32.787	35.198		3,2%	4,3%	5,2%
2025	31.458	34.366	37.217		3,8%	4,8%	5,7%
Crec. 2016-2025	4,27%	5,30%	6,24%				

Tabla Nro. 3-29: Proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

En la Figura Nro. 3-27 se observa un crecimiento promedio de energía en el periodo del 5,30%; esto debido a la entrada de las cocinas de inducción del programa PEC y ciertas cargas singulares, que fueron expuestas en los incisos anteriores.

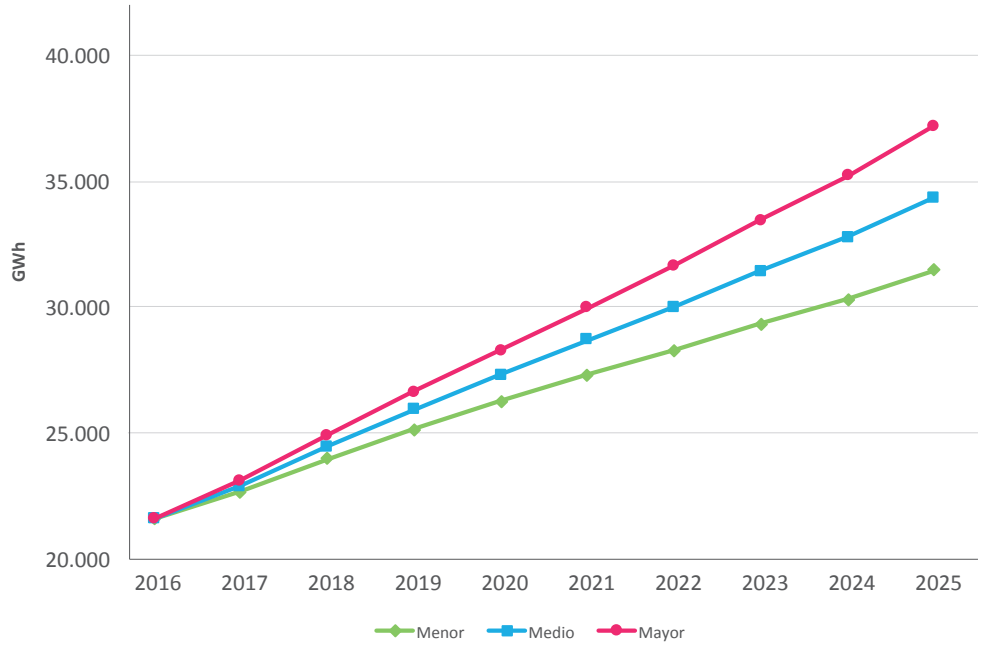


Figura Nro. 3-27: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

De forma similar a la energía, se observa un crecimiento de potencia promedio en el periodo del 4,60%; debido a la entrada de las cocinas de inducción del programa PEC y ciertas cargas singulares.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	3.532	3.532	3.532				
2017	3.707	3.746	3.778		5,0%	6,1%	7,0%
2018	3.907	3.989	4.056		5,4%	6,5%	7,4%
2019	4.112	4.236	4.341		5,2%	6,2%	7,0%
2020	4.262	4.432	4.578		3,6%	4,6%	5,4%
2021	4.404	4.622	4.812	4,37%	3,3%	4,3%	5,1%
2022	4.537	4.809	5.047		3,0%	4,0%	4,9%
2023	4.679	5.008	5.298		3,1%	4,1%	5,0%
2024	4.810	5.198	5.545		2,8%	3,8%	4,7%
2025	4.851	5.296	5.701		0,9%	1,9%	2,8%
Crec. 2016-2025	3,59%	4,60%	5,46%				

Tabla Nro. 3-30: Proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

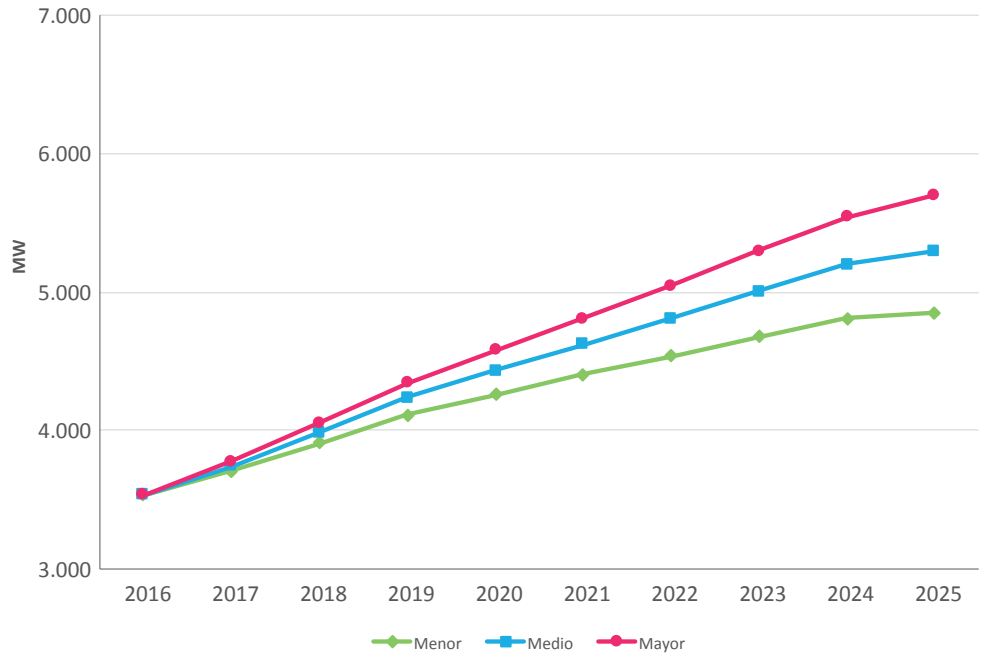


Figura Nro. 3-28: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

3.4.7.2 Proyección de la Demanda en Bornes de Generación del S.N.I

En el periodo de análisis se observa un crecimiento promedio del 6,04% en los resultados de la proyección de demanda de energía en bornes de generación, este comportamiento obedece a las cargas industriales que se incorporarían al S.N.I a nivel de transmisión.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	23.518	23.518	23.518				
2017	23.790	24.040	24.262		1,2%	2,2%	3,2%
2018	25.357	25.878	26.342		6,6%	7,6%	8,6%
2019	26.917	27.710	28.438		6,2%	7,1%	8,0%
2020	28.427	29.523	30.540		5,6%	6,5%	7,4%
2021	29.913	31.328	32.665	5,68%	5,2%	6,1%	7,0%
2022	31.368	33.144	34.835		4,9%	5,8%	6,6%
2023	32.700	34.862	36.937		4,2%	5,2%	6,0%
2024	33.721	36.293	38.787		3,1%	4,1%	5,0%
2025	34.904	37.912	40.861		3,5%	4,5%	5,3%
Crec. 2016-2025	4,48%	5,45%	6,33%				

Tabla Nro. 3-31: Proyección de la demanda de energía en bornes de generación.

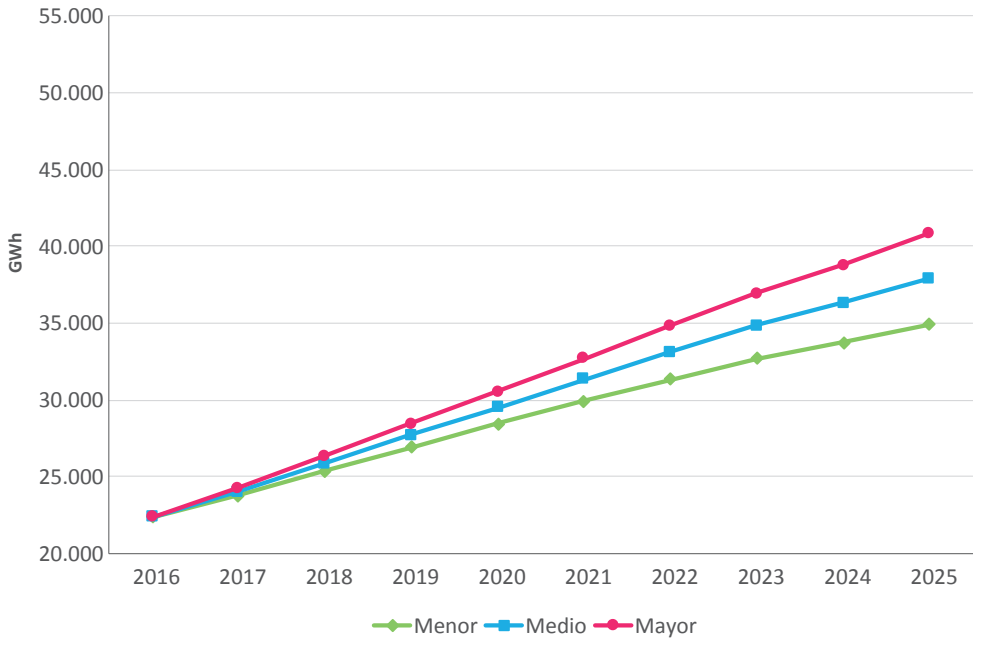


Figura Nro. 3-29: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en bornes de generación.

Finalmente, durante el periodo de análisis (2016 – 2025); se observa un crecimiento promedio en potencia del 5,41% en bornes de generación, lo cual es atribuible principalmente a los requerimientos de las cargas singulares presentadas en la Tabla Nro. 3-19 y Tabla Nro. 3-20.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	3.653	3.653	3.653				
2017	3.947	3.987	4.020		8,1%	9,2%	10,1%
2018	4.205	4.290	4.359		6,5%	7,6%	8,4%
2019	4.456	4.585	4.693		6,0%	6,9%	7,7%
2020	4.663	4.839	4.989		4,6%	5,5%	6,3%
2021	4.865	5.091	5.286	4,42%	4,3%	5,2%	6,0%
2022	5.074	5.355	5.601		4,3%	5,2%	5,9%
2023	5.240	5.579	5.878		3,3%	4,2%	5,0%
2024	5.372	5.773	6.130		2,5%	3,5%	4,3%
2025	5.409	5.868	6.285		0,7%	1,6%	2,5%
Crec. 2016-2025	4,46%	5,41%	6,22%				

Tabla Nro. 3-32: Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación.

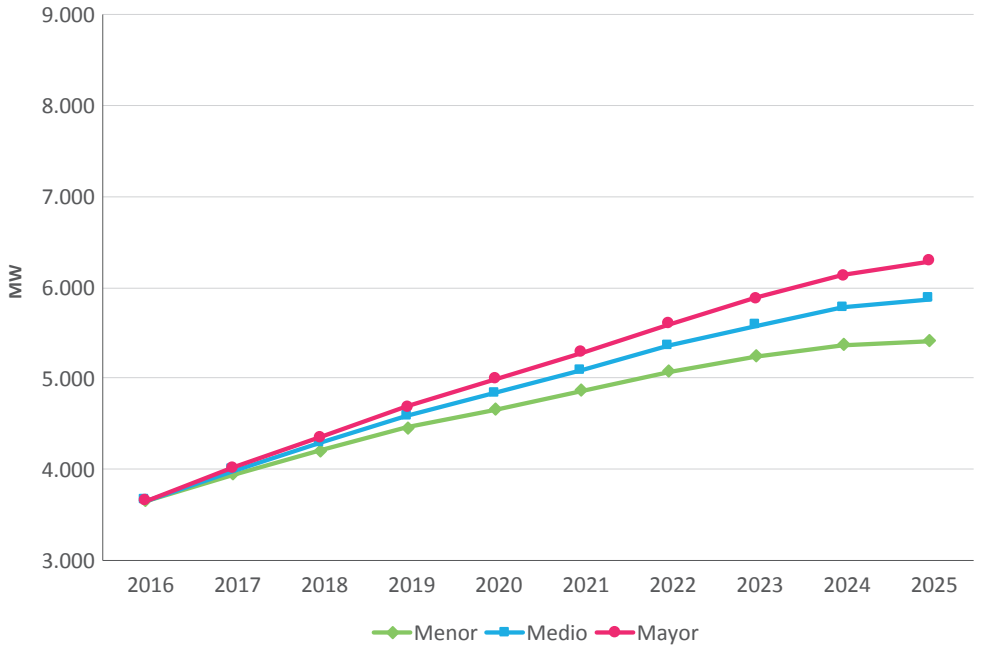


Figura Nro. 3-30: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en bornes de generación.

3.4.8 Resultados de la Proyección Hipótesis No. 5, Caso Matriz Productiva

Esta hipótesis resulta de la incorporación de la energía requerida por la etapa de transmisión, subestaciones elevadoras y las correspondientes pérdidas, se obtienen los requerimientos de potencia y energía en bornes de generación, es decir los que tendrá el S.N.I en el periodo de análisis.

3.4.8.1 Proyección de la Demanda en Barras de Subestación de Entrega del S.N.I

Los resultados de proyección de demanda en barras de subestación de entrega del S.N.I hacia las distribuidoras tanto para la energía como para la potencia se presentan en la Tabla Nro. 3-33 y Tabla Nro. 3-34, respectivamente.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 5							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	21.594	21.594	21.594				
2017	22.690	22.932	23.146		5,1%	6,2%	7,2%
2018	23.984	24.488	24.936		5,7%	6,8%	7,7%
2019	25.179	25.945	26.648		5,0%	6,0%	6,9%
2020	26.318	27.377	28.360		4,5%	5,5%	6,4%
2021	27.383	28.751	30.043	5,89%	4,0%	5,0%	5,9%
2022	28.449	30.165	31.800		3,9%	4,9%	5,8%
2023	29.537	31.626	33.632		3,8%	4,8%	5,8%
2024	30.491	32.976	35.387		3,2%	4,3%	5,2%
2025	31.647	34.555	37.406		3,8%	4,8%	5,7%
Crec. 2016-2025	4,34%	5,36%	6,29%				

Tabla Nro. 3-33: Proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

Se observa un crecimiento promedio de energía de 5,36% en el periodo; esto debido a la entrada de las cocinas de inducción del programa PEC y ciertas cargas singulares, que fueron expuestas en los incisos anteriores.

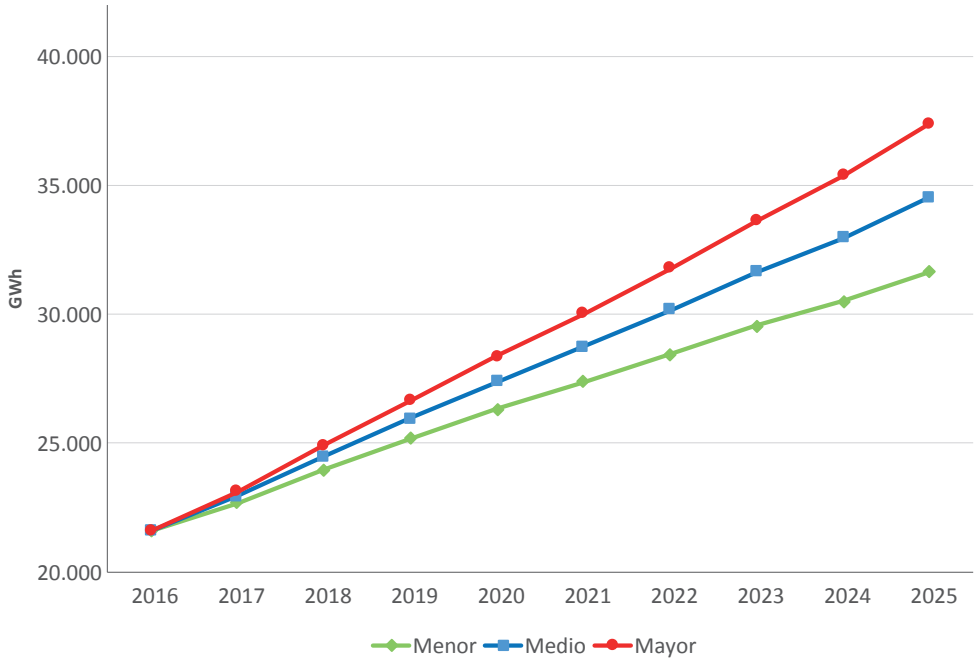


Figura Nro. 3-31: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

De forma similar a la energía, se observa un crecimiento promedio de potencia de 4,65% en el periodo, debido a la entrada de las cocinas de inducción del programa PEC y ciertas cargas singulares.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 5							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	3.532	3.532	3.532				
2017	3.708	3.747	3.779		5,0%	6,1%	7,0%
2018	3.909	3.990	4.057		5,4%	6,5%	7,4%
2019	4.114	4.238	4.344		5,3%	6,2%	7,1%
2020	4.268	4.438	4.584		3,7%	4,7%	5,5%
2021	4.411	4.629	4.819	4,37%	3,3%	4,3%	5,1%
2022	4.555	4.827	5.065		3,3%	4,3%	5,1%
2023	4.701	5.029	5.320		3,2%	4,2%	5,0%
2024	4.832	5.220	5.566		2,8%	3,8%	4,6%
2025	4.873	5.318	5.722		0,8%	1,9%	2,8%
Crec. 2016-2025	3,64%	4,65%	5,51%				

Tabla Nro. 3-34: Proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

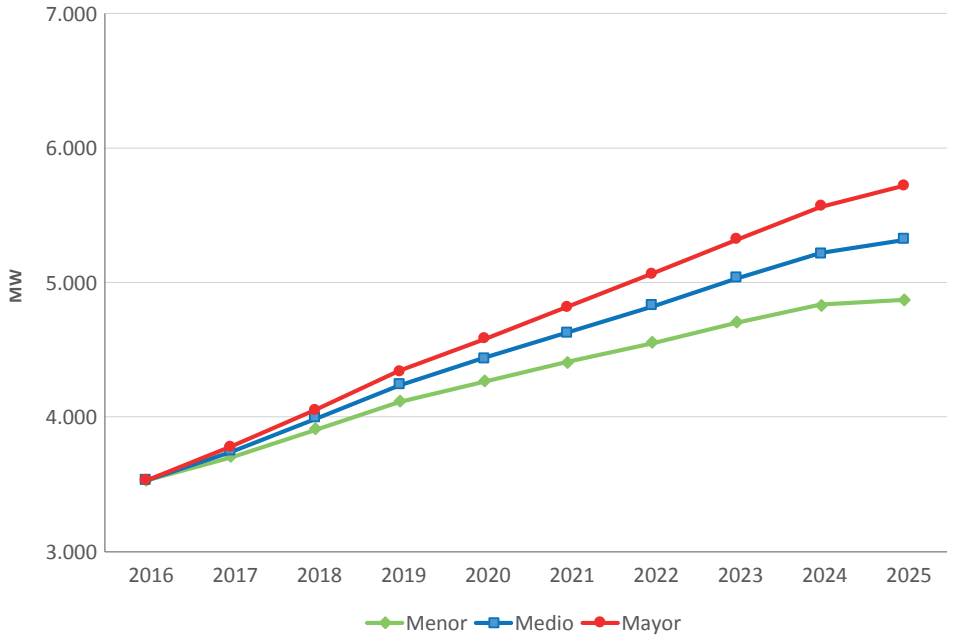


Figura Nro. 3-32: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

3.4.8.2 Proyección de la Demanda en Bornes de Generación del S.N.I

A partir del 2023, se observa un incremento en los resultados de la proyección de demanda de energía y potencia en bornes de generación, este comportamiento obedece a las Industrias Básicas y Refinería del Pacífico que se incorporarían al S.N.I a nivel de transmisión; con un crecimiento del 13,4% en energía y del 12,4% en potencia.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 5							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	23.518	23.518	23.518				
2017	23.800	24.050	24.272		1,2%	2,3%	3,2%
2018	25.395	25.917	26.380		6,7%	7,8%	8,7%
2019	27.088	27.881	28.609		6,7%	7,6%	8,4%
2020	28.669	29.765	30.782		5,8%	6,8%	7,6%
2021	30.164	31.579	32.916	5,68%	5,2%	6,1%	6,9%
2022	31.721	33.497	35.188		5,2%	6,1%	6,9%
2023	35.837	37.999	40.074		13,0%	13,4%	13,9%
2024	40.329	42.901	45.395		12,5%	12,9%	13,3%
2025	44.898	47.906	50.854		11,3%	11,7%	12,0%
Crec. 2016-2025	7,45%	8,23%	8,95%				

Tabla Nro. 3-35: Proyección de la demanda de energía en bornes de generación.

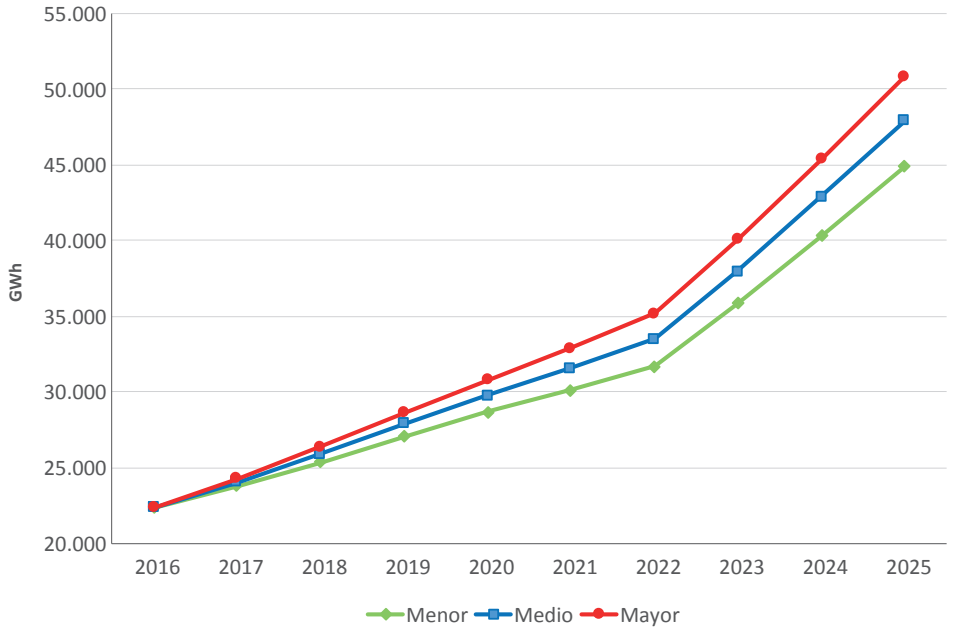


Figura Nro. 3-33: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en bornes de generación.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 5							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2016	3.653	3.653	3.653				
2017	3.948	3.988	4.022		8,1%	9,2%	10,1%
2018	4.211	4.295	4.364		6,7%	7,7%	8,5%
2019	4.481	4.610	4.718		6,4%	7,3%	8,1%
2020	4.691	4.867	5.017		4,7%	5,6%	6,3%
2021	4.895	5.120	5.316	4,42%	4,3%	5,2%	6,0%
2022	5.115	5.396	5.642		4,5%	5,4%	6,1%
2023	5.724	6.064	6.363		11,9%	12,4%	12,8%
2024	6.252	6.653	7.010		9,2%	9,7%	10,2%
2025	6.684	7.144	7.560		6,9%	7,4%	7,9%
Crec. 2016-2025	6,95%	7,74%	8,42%				

Tabla Nro. 3-36: Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación.

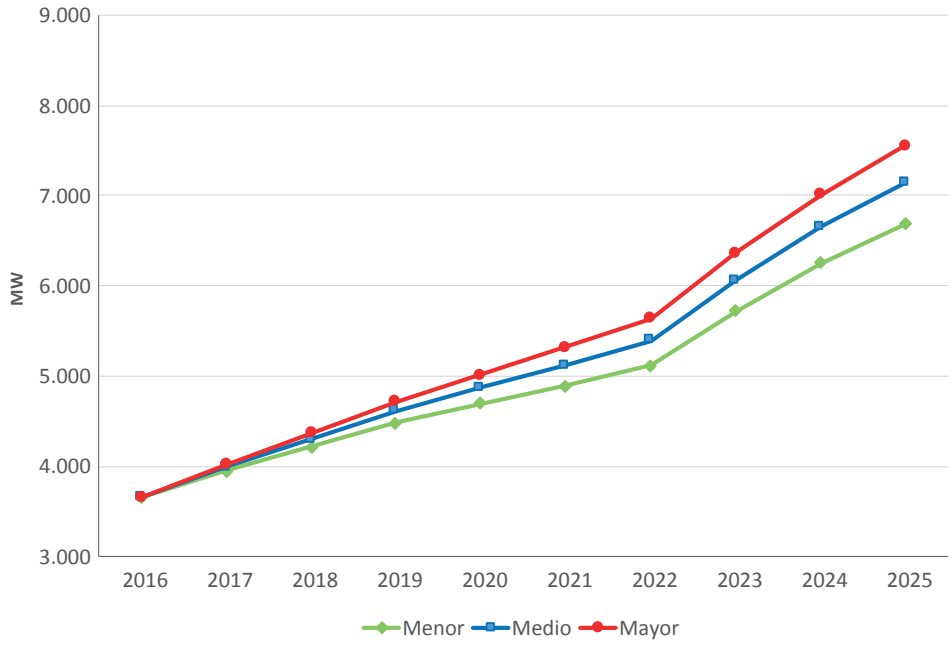


Figura Nro. 3-34: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en bornes de generación.

Finalmente, durante el periodo de análisis (2016 – 2025); en bornes de generación se presentan crecimientos promedio anuales de 8,8% y 7,7% en energía y en potencia respectivamente, lo cual es atribuible principalmente a los requerimientos de las Industrias Básicas y Refinería del Pacífico.

3.5 Estudio de la Demanda Eléctrica del Sistema Galápagos

3.5.1 Información General

Las Islas Galápagos se localizan a 972 kilómetros al oeste de la costa ecuatoriana, en el océano Pacífico, su superficie territorial es de 8.010 km^2 y está integrada por los cantones: Isabela, San Cristóbal y Santa Cruz. La capital de la provincia es Puerto Baquerizo Moreno (en la isla San Cristóbal). Las Islas Galápagos fueron declaradas por la Unesco como Patrimonio Natural de la Humanidad en 1978 y como Reserva de la Biosfera en 1985 (INOCAR, 2011), en reconocimiento a su valor universal excepcional, por su peculiar belleza natural, por sus singulares procesos geológicos y geomorfológicos y, por su extraordinaria diversidad biológica, al ser el hábitat de un gran número de especies tanto animales como vegetales que no existen en ningún otro lugar del mundo.

En la provincia de Galápagos habitan 25.244 personas[19], el 83% se ubica en el área urbana y el 17% en el área rural. La tasa[20] anual de crecimiento poblacional es del 1,8%.

En lo referente al servicio público de energía eléctrica, la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos -ELECGALAPAGOS- a diciembre 2016 suministró alrededor de 47 GWh de electricidad, para dotar del servicio a más de 11 mil usuarios. A continuación, en la Tabla Nro. 3-37 se observa información a detalle:

Año 2016			
Isla	Usuarios	Energía Disponible GWh-año	Energía Facturada GWh-año
San Cristóbal	3.292	14,6	14,41
Santa Cruz	6.642	31,9	27,86
Isabela	1.224	5	4,55
Floreana	76	0,26	0,19
Total	11.234	51,76	47,01

Tabla Nro. 3-37: Abonados - Islas Galápagos

3.5.1.1 Estudio de la Demanda Eléctrica

ELECGALAPAGOS, con la finalidad de obtener los parámetros de la línea base, analizó la evolución de la demanda de electricidad y el número de usuarios por cada isla.

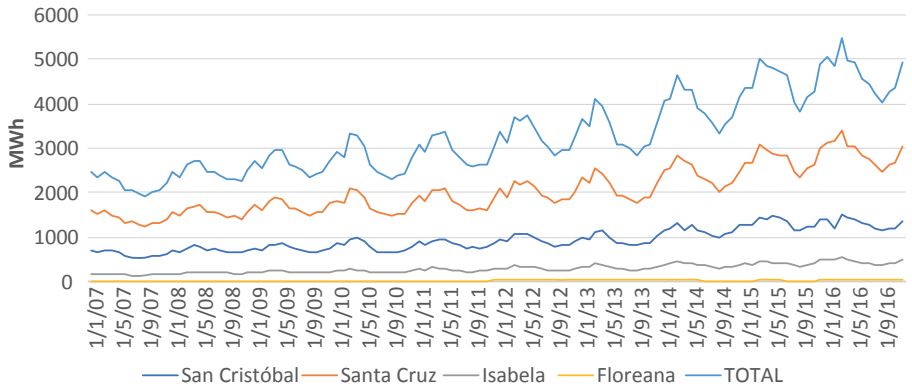


Figura Nro. 3-35: Evolución de la demanda de energía en Galápagos

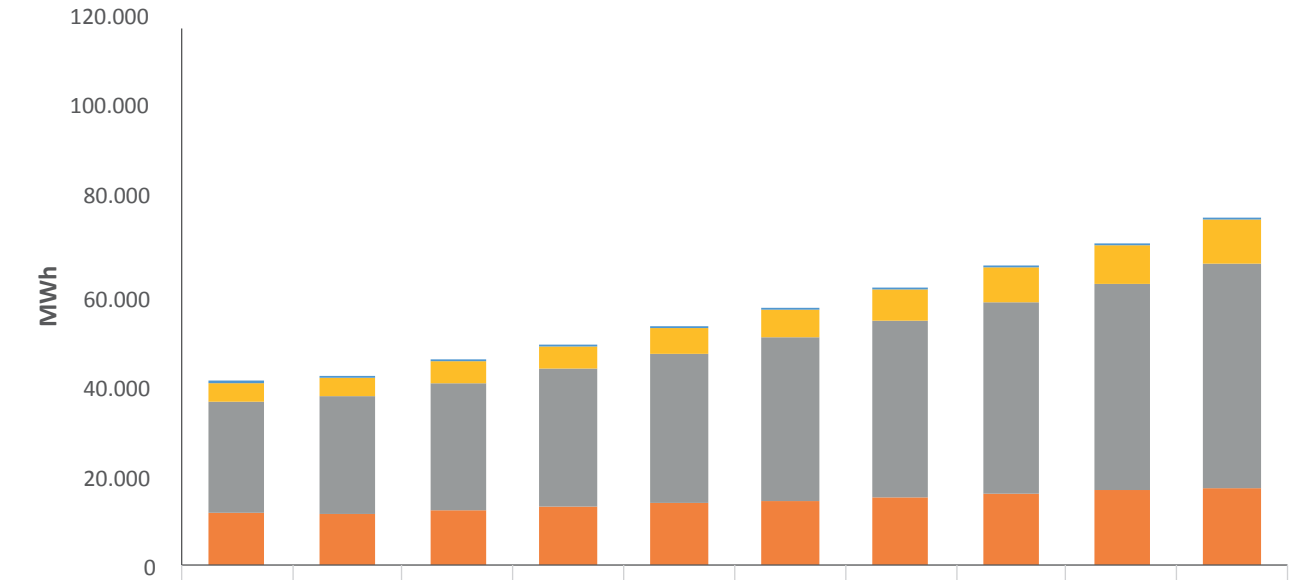
19 Estadísticas INEC, 2015.
20 Estadísticas INEC, 2015.

Los resultados obtenidos son: Galápagos presenta una tasa de crecimiento anual promedio de usuarios de 5,58% y de demanda de energía del 13,34%, este último a consecuencia del crecimiento turístico y comercial en el archipiélago. En la siguiente Tabla se observa información por cada isla:

Tasa de crecimiento anual (%)			
Isla	Usuarios	Energía Disponible	Energía Facturada
San Cristóbal	4,43%	8,33%	9,50%
Santa Cruz	6,02%	7,85%	7,00%
Isabela	5,34%	11,64%	10,92%
Floreana	6,52%	25,55%	28,51%
Promedio	5,58%	13,34%	13,98%

Tabla Nro. 3-38: Tasas de crecimiento de usuarios y energía – Islas Galápagos

A la curva tendencial se le adicionaron los requerimientos correspondientes a los proyectos de eficiencia energética y de las cargas especiales[21]. Conforme a los resultados obtenidos en el estudio de la demanda de Galápagos, los resultados anuales se muestran en la Figura Nro. 3-36.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Floreana	254,2	255,2	263,7	267,5	270,1	272,2	273,8	274,4	274,4	274,4
Isabela	4.930,6	5.199,4	5.507,3	5.897,8	6.313,9	6.775,1	7.278,1	7.813,7	8.381,8	8.990.6
Santa Cruz	32.106,7	32.826,7	33.992,8	35.567,8	37.203,4	39.012,4	40.967,7	43.008,4	45.127,3	47.362,4
San Cristóbal	14.414,4	14.517,4	14.723,2	15.030,3	15.298	15.569,6	15.829,4	16.051,4	16.232,0	16.384,1

Figura Nro. 3-36: Proyección de la demanda en el Sistema de Distribución - Galápagos

Para el año 2025 se requiere de 73 GWh, siendo 1,4 veces más que su similar del 2016.

21 Aprobados por el departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica ELECGALÁPAGOS, en base a la iniciativa "Cero Combustibles Fósiles para Galápagos" del 2007, presentado por la Presidencia de la República.

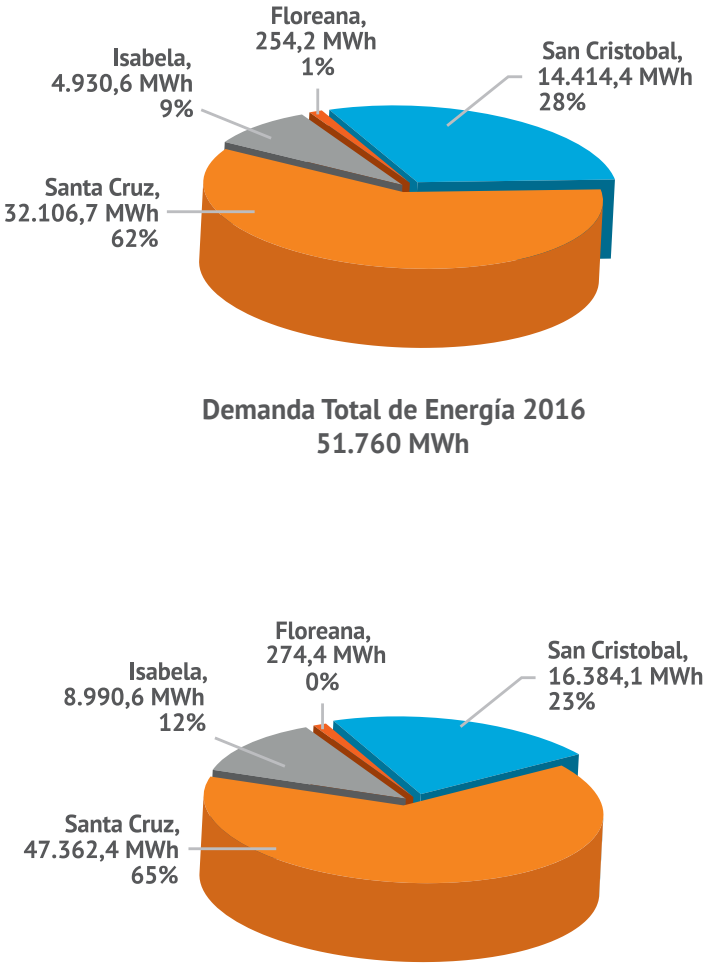


Figura Nro. 3-37: Demanda de energía 2025

El crecimiento de la demanda, considera cinco grupos de consumo, donde el sector residencial es el que tiene mayor participación, alcanzando un 43,25%. El segundo sector es el comercial, con alrededor de 30,41%, seguido del 19,44% por otros consumos, además el 5,58% en alumbrado público y el 1,32% en el sector industrial.


Constellation
Autec
Autec
17-250
CNEL
Operativo -026
Autec
KEI-1382

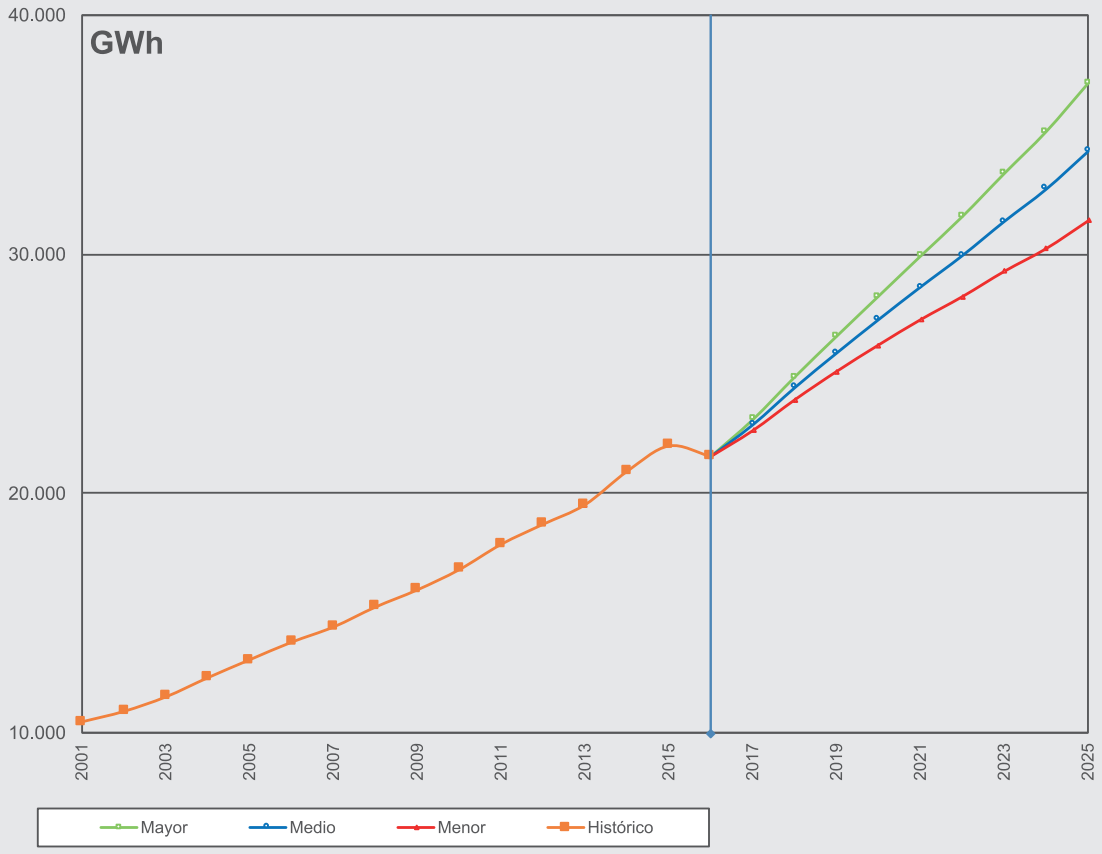
3.6 Anexos

3.6.1 Previsión de la Demanda por Empresa Distribuidora

ANEXO 3.1 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.463				6,0
2002				10.899				4,2
2003				11.506				5,6
2004				12.306				7,0
2005				13.057				6,1
2006				13.791				5,6
2007				14.428				4,6
2008				15.260				5,8
2009				15.979				4,7
2010				16.824				5,3
2011				17.883				6,3
2012				18.721				4,7
2013				19.538				4,4
2014				20.928				7,1
2015				21.995				5,1
2016				21.555				-2,0
2017	22.636	22.876	23.091		5,0	6,1	7,1	
2018	23.923	24.427	24.873		5,7	6,8	7,7	
2019	25.109	25.874	26.577		5,0	5,9	6,8	
2020	26.216	27.273	28.254		4,4	5,4	6,3	
2021	27.270	28.635	29.926		4,0	5,0	5,9	
2022	28.237	29.951	31.582		3,5	4,6	5,5	
2023	29.292	31.378	33.382		3,7	4,8	5,7	
2024	30.245	32.727	35.135		3,3	4,3	5,3	
2025	31.402	34.306	37.153		3,8	4,8	5,7	
Crec. 2017-2025	4,18%	5,20%	6,13%					

ANEXO 3.1

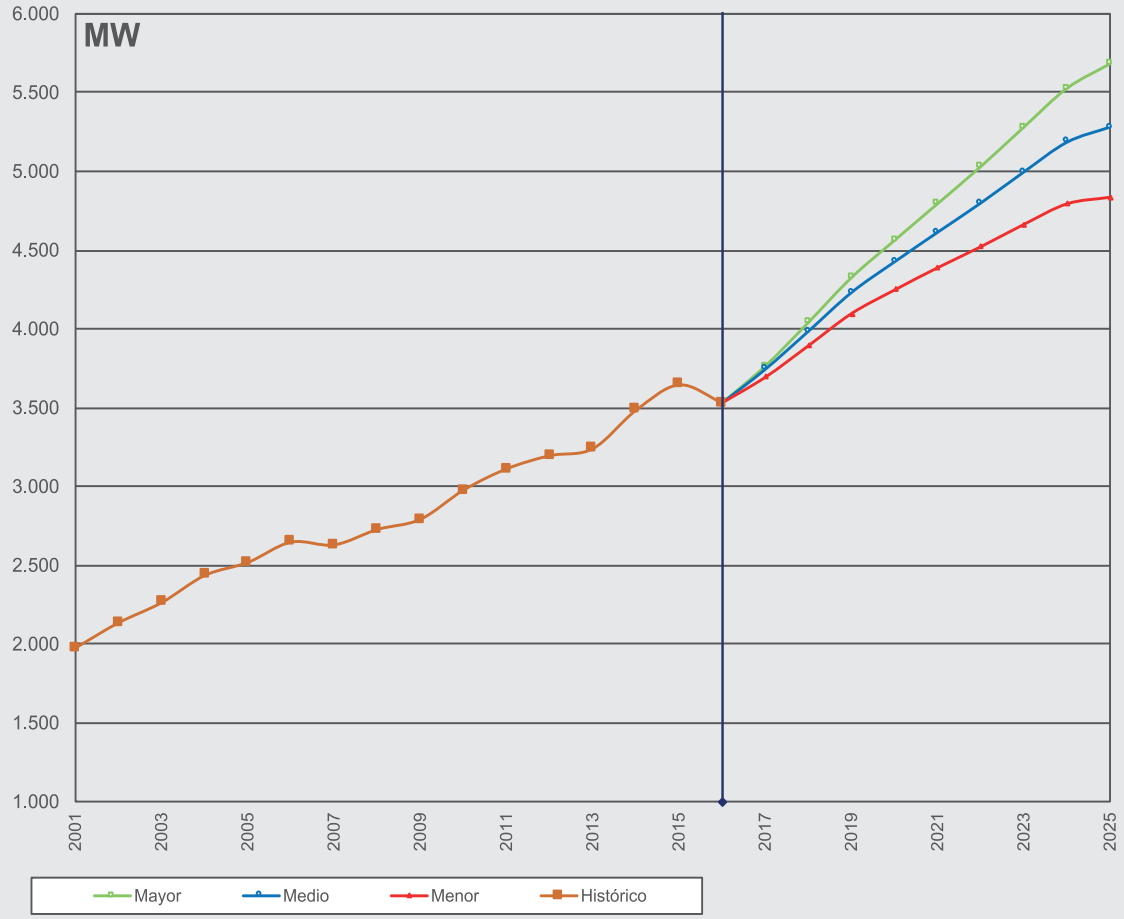
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 3



ANEXO 3.2								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013				3.240				1,4
2014				3.484				7,5
2015				3.646				4,7
2016				3.532				-3,1
2017	3.694	3.744	3.765		4,6	6,0	6,6	
2018	3.894	3.986	4.042		5,4	6,5	7,4	
2019	4.098	4.232	4.327		5,2	6,2	7,0	
2020	4.248	4.427	4.563		3,7	4,6	5,5	
2021	4.390	4.615	4.796		3,3	4,2	5,1	
2022	4.522	4.800	5.031		3,0	4,0	4,9	
2023	4.664	4.997	5.282		3,1	4,1	5,0	
2024	4.795	5.186	5.528		2,8	3,8	4,7	
2025	4.836	5.282	5.684		0,9	1,9	2,8	
Crec. 2017-2025	3,43%	4,39%	5,28%					

ANEXO 3.2

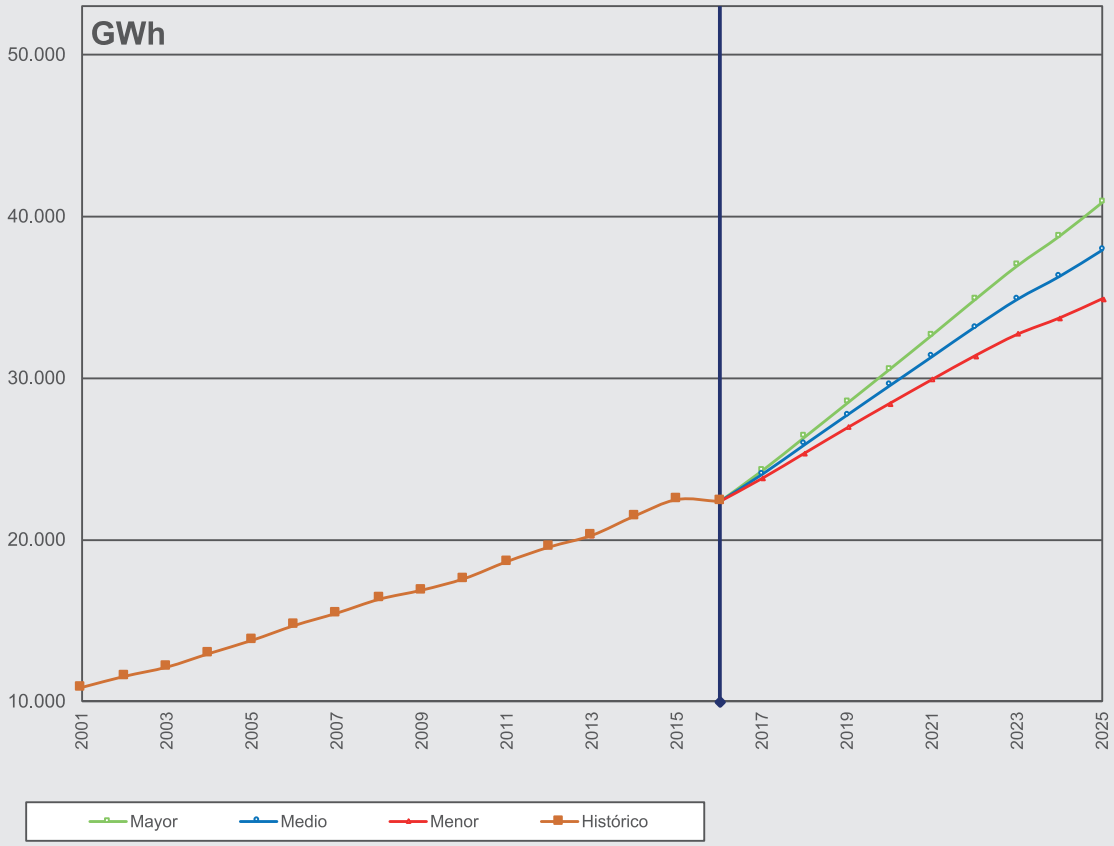
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3



ANEXO 3.3 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 3								
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				20.269				3, 7
2014				21.461				5, 9
2015				22.481				4, 8
2016				22.355				-0,6
2017	23.790	24.040	24.262		6,4	7,5	8,5	
2018	25.357	25.878	26.342		6,6	7,6	8,6	
2019	26.917	27.710	28.438		6,2	7,1	8,0	
2020	28.427	29.523	30.540		5,6	6,5	7,4	
2021	29.913	31.328	32.665		5,2	6,1	7,0	
2022	31.368	33.144	34.835		4,9	5,8	6,6	
2023	32.700	34.862	36.937		4,2	5,2	6,0	
2024	33.721	36.293	38.787		3,1	4,1	5,0	
2025	34.904	37.912	40.861		3,5	4,5	5,3	
Crec. 2016-2025	5,08%	6,04%	6,93%					

ANEXO 3.3

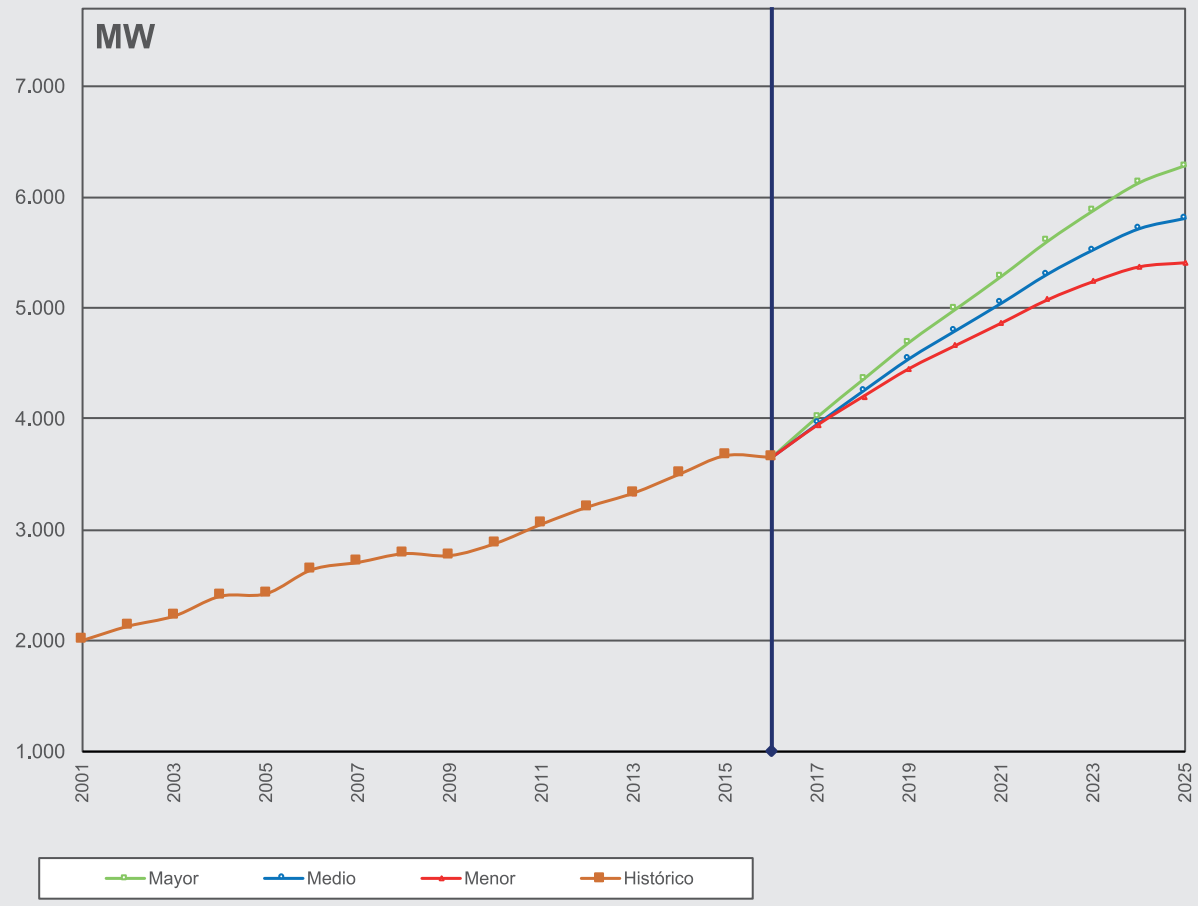
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 3



ANEXO 3.4								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 3								
	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
AÑO	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				3.332				3,9
2014				3.503				5,1
2015				3.670				4,8
2016				3.653				-0,5
2017	3.947	3.956	4.020		8,1	8,3	10,1	
2018	4.205	4.254	4.359		6,5	7,5	8,4	
2019	4.456	4.545	4.693		6,0	6,8	7,7	
2020	4.663	4.796	4.989		4,6	5,5	6,3	
2021	4.865	5.044	5.286		4,3	5,2	6,0	
2022	5.074	5.305	5.601		4,3	5,2	5,9	
2023	5.240	5.525	5.878		3,3	4,2	5,0	
2024	5.372	5.716	6.130		2,5	3,4	4,3	
2025	5.409	5.809	6.285		0,7	1,6	2,5	
Crec. 2017-2025	4,02%	4,92%	5,74%					

ANEXO 3.4

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 3



ANEXO 3.5 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 3										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	88	93	97	102	107	112	116	121	126	132
CNEL-El Oro	1.122	1.176	1.232	1.294	1.356	1.418	1.483	1.548	1.613	1.689
CNEL-Esmeraldas	585	599	630	663	697	730	765	800	836	877
CNEL-Guayaquil	5.540	6.158	6.452	6.789	7.138	7.485	7.832	8.190	8.573	9.007
CNEL-Guayas Los Ríos	2.100	2.182	2.297	2.424	2.552	2.677	2.807	2.938	3.060	3.208
CNEL-Los Ríos	451	477	507	540	573	604	636	668	696	732
CNEL-Manabí	1.685	1.819	1.977	2.110	2.234	2.334	2.429	2.527	2.619	2.729
CNEL-Milagro	682	714	755	800	845	889	934	980	1.025	1.079
CNEL-Sta. Elena	656	690	728	769	812	853	897	941	985	1.038
CNEL-Sto. Domingo	591	608	649	693	738	781	826	871	915	971
CNEL-Sucumbíos	332	356	409	472	493	514	536	558	580	605
E.E. Ambato	644	673	708	746	784	821	860	899	938	983
E.E. Azogues	110	114	118	123	128	134	139	145	151	157
E.E. Centro Sur	1.078	1.110	1.175	1.271	1.358	1.412	1.465	1.522	1.577	1.638
E.E. Cotopaxi	465	481	499	520	542	563	588	613	638	665
E.E. Norte	562	596	710	736	764	870	898	1.005	1.031	1.061
E.E. Quito	4.168	4.317	4.536	4.841	5.089	5.334	5.591	5.855	6.122	6.434
E.E. Riobamba	374	387	605	621	685	702	720	739	757	777
E.E. Sur	358	372	391	412	435	459	486	516	546	582
ENERGÍA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I	21.594	22.923	24.476	25.927	27.328	28.692	30.008	31.436	32.787	34.366
E.E. Galápagos	52	53	54	57	59	62	64	67	70	73
ENERGÍA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA TOTAL NACIONAL	21.646	22.976	24.530	25.984	27.387	28.754	30.072	31.503	32.857	34.439

C3

ANEXO 3.6 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 3										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE POTENCIA (MW)									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	17	18	19	20	21	22	23	23	24	24
CNEL-El Oro	173	181	190	200	208	216	224	232	240	243
CNEL-Esmeraldas	88	90	94	99	103	108	112	116	121	123
CNEL-Guayaquil	931	1.028	1.081	1.141	1.192	1.242	1.292	1.343	1.397	1.427
CNEL-Guayas Los Ríos	314	329	349	371	389	407	425	444	460	466
CNEL-Los Ríos	71	76	81	87	92	97	102	107	112	113
CNEL-Manabí	277	296	320	341	357	370	383	396	409	414
CNEL-Milagro	116	121	129	137	144	150	157	165	172	176
CNEL-Sta. Elena	105	111	117	125	131	137	143	150	156	160
CNEL-Sto. Domingo	89	93	100	108	114	121	128	135	142	147
CNEL-Sucumbíos	50	54	60	68	71	74	77	80	83	84
E.E. Ambato	111	117	123	130	136	142	148	154	159	162
E.E. Azogues	13	14	14	15	16	16	17	17	18	18
E.E. Centro Sur	172	178	188	202	212	219	226	233	240	241
E.E. Cotopaxi	84	87	90	94	98	101	105	109	113	115
E.E. Norte	92	99	113	118	122	134	138	149	153	155
E.E. Quito	705	728	763	817	851	885	921	958	995	1.019
E.E. Riobamba	62	64	90	94	102	104	107	110	113	114
E.E. Sur	60	63	66	70	74	78	83	88	93	95
POTENCIA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I	3.532	3.746	3.989	4.236	4.432	4.622	4.809	5.008	5.199	5.296
E.E. Galápagos	10	11	11	12	12	13	14	14	15	15
POTENCIA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA TOTAL NACIONAL	3.542	3.757	4.000	4.248	4.444	4.635	4.823	5.022	5.214	5.311

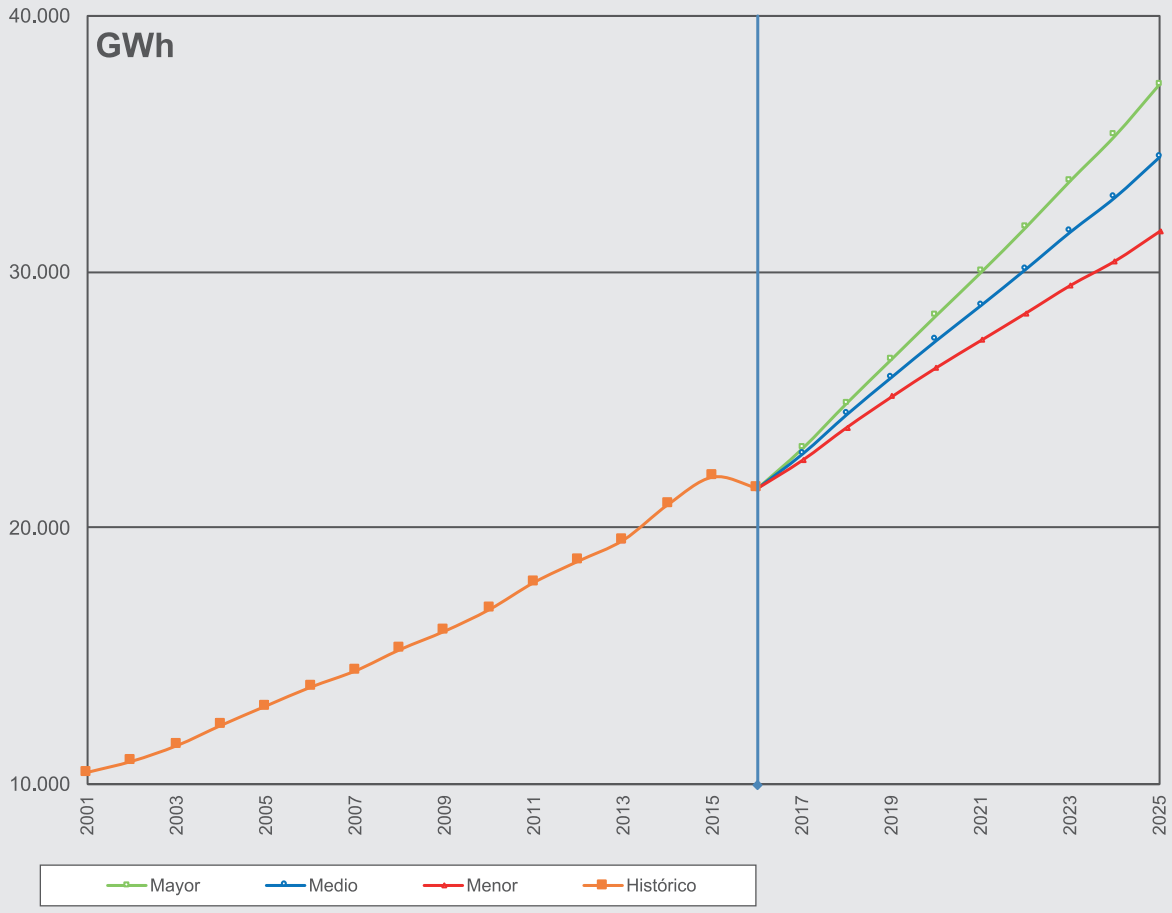
ANEXO 3.7										
DESAGREGACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 3										
TIPO	GRUPO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TENDENCIAL	RESIDENCIAL	-	7.338	7.619	7.885	8.151	8.416	8.684	8.954	9.225	9.497
TENDENCIAL	COMERCIAL	-	3.918	4.112	4.346	4.591	4.848	5.116	5.397	5.692	6.000
TENDENCIAL	INDUSTRIAL	-	7.364	7.638	7.980	8.337	8.710	9.099	9.505	9.930	10.373
TENDENCIAL	ALUMB. PÚBLICO	-	1.149	1.170	1.191	1.211	1.231	1.251	1.270	1.289	1.308
EFIC. ENERGÉTICA	RESIDENCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EFIC. ENERGÉTICA	COMERCIAL	-	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-6	-7	-7
EFIC. ENERGÉTICA	INDUSTRIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EFIC. ENERGÉTICA	ALUMB. PÚBLICO	-	-14	-27	-41	-54	-67	-67	-67	-67	-67
COCCIÓN EFICIENTE	RESIDENCIAL	-	261	576	915	1.253	1.561	1.878	2.198	2.480	2.938
CARGAS SINGULARES	INDUSTRIAL	-	93	489	661	764	842	818	872	861	850
Energía no ingresada al MEM	DISTRIBUCIÓN	-	61	65	68	72	76	81	86	91	97
Energía de las cargas singulares	TRANSMISIÓN	-	302	529	851	1.205	1.589	2.033	2.269	2.306	2.295
Pérdidas Técnicas/No técnicas Dist	DISTRIBUCIÓN	-	2.738	2.813	2.895	2.970	3.039	3.108	3.176	3.237	3.316
Pérdidas SNI	SNI	-	832	896	962	1.026	1.087	1.149	1.207	1.256	1.311
TOTAL		-	24.040	25.878	27.710	29.523	31.328	33.144	34.862	36.293	37.912

C3

ANEXO 3.8 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 5								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.463				6,0
2002				10.899				4,2
2003				11.506				5,6
2004				12.306				7,0
2005				13.057				6,1
2006				13.791				5,6
2007				14.428				4,6
2008				15.260				5,8
2009				15.979				4,7
2010				16.824				5,3
2011				17.883				6,3
2012				18.721				4,7
2013				19.538				4,4
2014				20.928				7,1
2015				21.995				5,1
2016				21.555				-2,0
2017	22.645	22.886	23.100		5,1	6,2	7,2	
2018	23.935	24.439	24.886		5,7	6,8	7,7	
2019	25.127	25.892	26.594		5,0	5,9	6,9	
2020	26.264	27.322	28.303		4,5	5,5	6,4	
2021	27.329	28.694	29.984		4,1	5,0	5,9	
2022	28.389	30.103	31.735		3,9	4,9	5,8	
2023	29.476	31.561	33.565		3,8	4,8	5,8	
2024	30.429	32.911	35.319		3,2	4,3	5,2	
2025	31.586	34.489	37.336		3,8	4,8	5,7	
Crec. 2017-2025	4,25%	5,26%	6,19%					

ANEXO 3.8

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 5

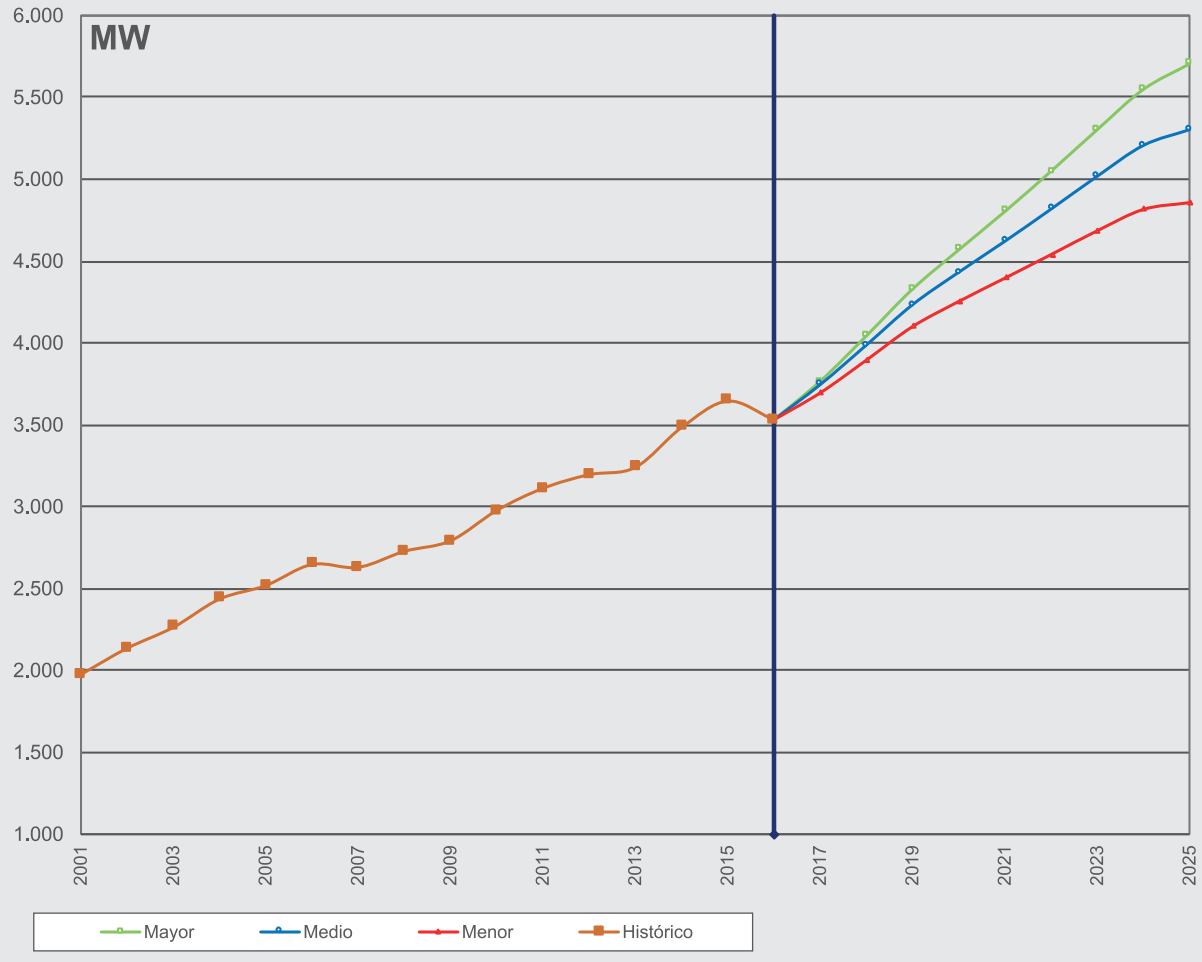


C3

ANEXO 3.9 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 5								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013				3.240				1,4
2014				3.484				7,5
2015				3.646				4,7
2016				3.532				-3,1
2017	3.695	3.746	3.766		4,6	6,1	6,6	
2018	3.896	3.988	4.043		5,4	6,5	7,4	
2019	4.100	4.234	4.329		5,3	6,2	7,1	
2020	4.254	4.433	4.569		3,7	4,7	5,5	
2021	4.396	4.622	4.803		3,4	4,3	5,1	
2022	4.541	4.818	5.050		3,3	4,3	5,1	
2023	4.686	5.019	5.303		3,2	4,2	5,0	
2024	4.816	5.207	5.550		2,8	3,8	4,6	
2025	4.858	5.304	5.705		0,9	1,8	2,8	
Crec. 2017-2025	3,48%	4,44%	5,33%					

ANEXO 3.9

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA
EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 5

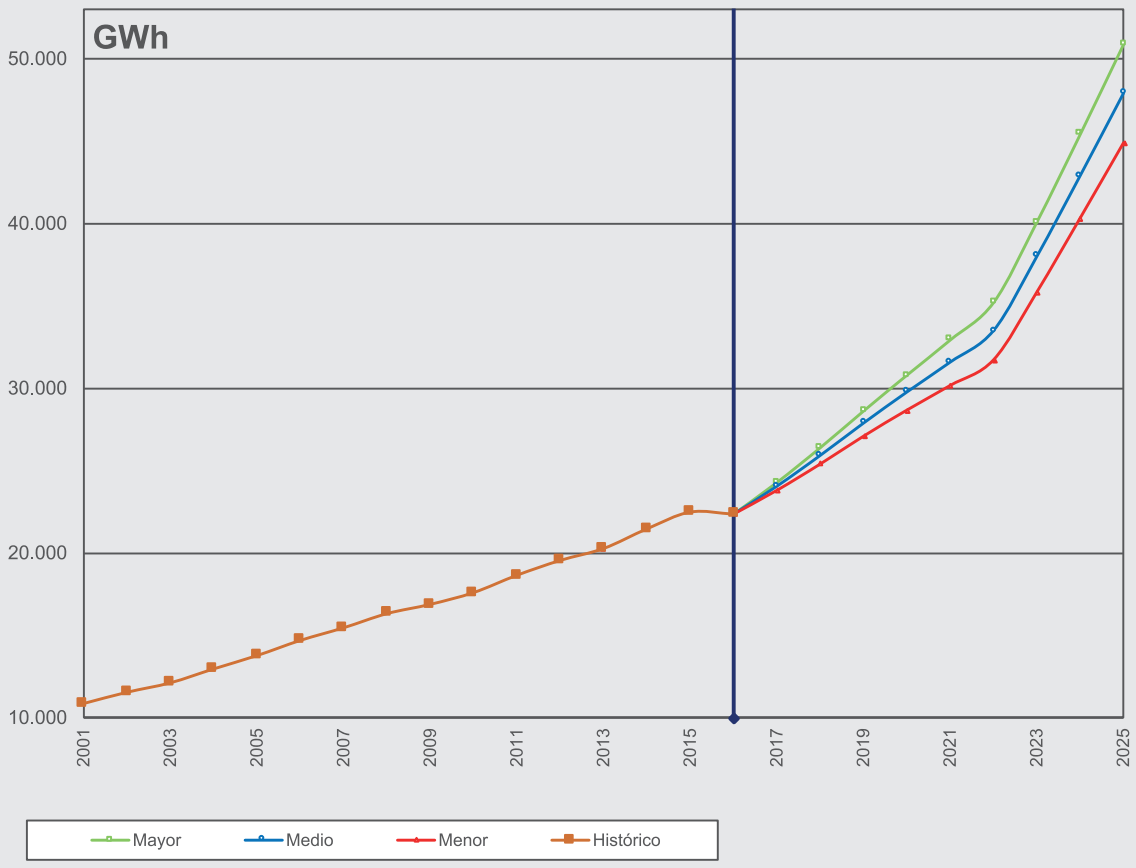


C3

ANEXO 3.10 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 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				20.269				3, 7
2014				21.461				5, 9
2015				22.481				4, 8
2016				22.355				-0,6
2017	23.800	24.050	24.272		6,5	7,6	8,6	
2018	25.395	25.917	26.380		6,7	7,8	8,7	
2019	27.088	27.881	28.609		6,7	7,6	8,4	
2020	28.669	29.765	30.782		5,8	6,8	7,6	
2021	30.164	31.579	32.916		5,2	6,1	6,9	
2022	31.721	33.497	35.188		5,2	6,1	6,9	
2023	35.837	37.999	40.074		13,0	13,4	13,9	
2024	40.329	42.901	45.395		12,5	12,9	13,3	
2025	44.898	47.906	50.854		11,3	11,7	12,0	
Crec. 2016-2025	8,06%	8,84%	9,56%					

ANEXO 3.10

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 5

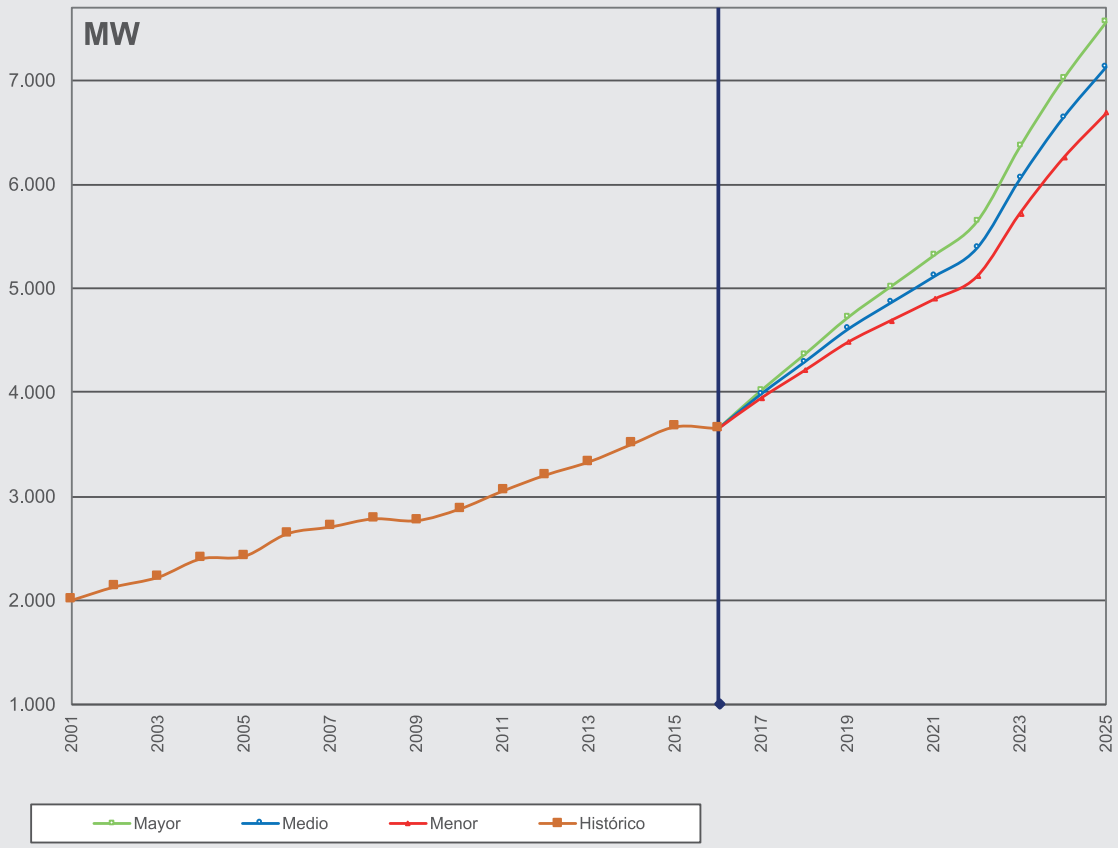


C3

ANEXO 3.11 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 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				3.332				3,9
2014				3.503				5,1
2015				3.670				4,8
2016				3.653				-0,5
2017	3.948	3.987	4.022		8,1	9,2	10,1	
2018	4.211	4.293	4.364		6,7	7,7	8,5	
2019	4.481	4.605	4.718		6,4	7,3	8,1	
2020	4.691	4.861	5.017		4,7	5,6	6,3	
2021	4.895	5.113	5.316		4,3	5,2	6,0	
2022	5.115	5.387	5.642		4,5	5,4	6,1	
2023	5.724	6.052	6.363		11,9	12,4	12,8	
2024	6.252	6.640	7.010		9,2	9,7	10,2	
2025	6.684	7.129	7.560		6,9	7,4	7,9	
Crec. 2017-2025	6,80%	7,53%	8,21%					

ANEXO 3.11

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS No. 5



C3

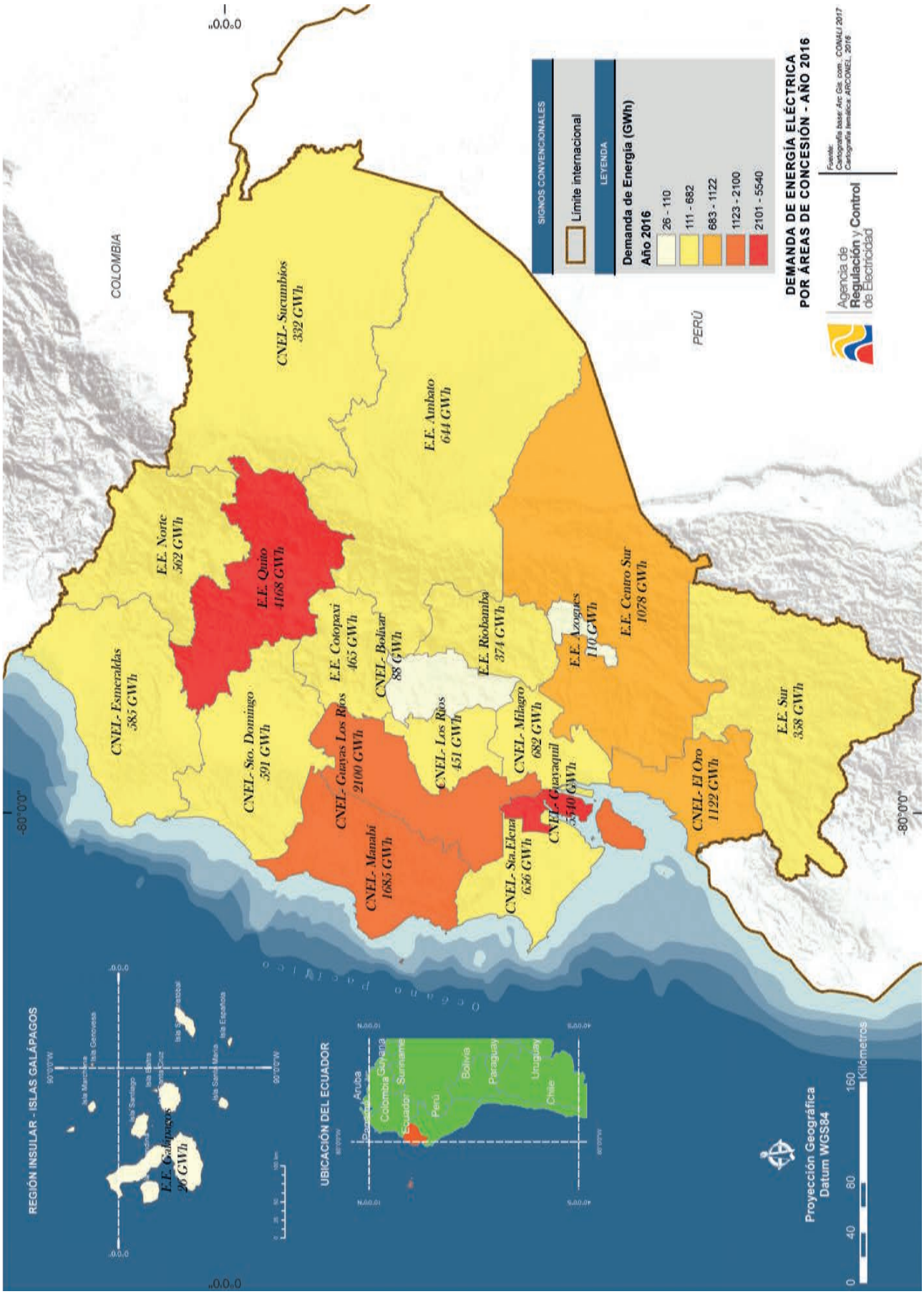
ANEXO 3.12 PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 5										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	88	93	97	102	107	112	116	121	126	132
CNEL-El Oro	1.122	1.176	1.232	1.294	1.356	1.418	1.483	1.548	1.613	1.689
CNEL-Esmeraldas	585	599	630	663	697	730	765	800	836	877
CNEL-Guayaquil	5.540	6.158	6.452	6.789	7.138	7.485	7.832	8.190	8.573	9.007
CNEL-Guayas Los Ríos	2.100	2.182	2.297	2.424	2.552	2.677	2.807	2.938	3.060	3.208
CNEL-Los Ríos	451	477	507	540	573	604	636	668	696	732
CNEL-Manabí	1.685	1.819	1.977	2.110	2.234	2.334	2.528	2.657	2.750	2.860
CNEL-Milagro	682	714	755	800	845	889	934	980	1.025	1.079
CNEL-Sta. Elena	656	700	740	787	861	912	955	999	1.044	1.096
CNEL-Sto. Domingo	591	608	649	693	738	781	826	871	915	971
CNEL-Sucumbíos	332	356	409	472	493	514	536	558	580	605
E.E. Ambato	644	673	708	746	784	821	860	899	938	983
E.E. Azogues	110	114	118	123	128	134	139	145	151	157
E.E. Centro Sur	1.078	1.110	1.175	1.271	1.358	1.412	1.465	1.522	1.577	1.638
E.E. Cotopaxi	465	481	499	520	542	563	588	613	638	665
E.E. Norte	562	596	710	736	764	870	898	1.005	1.031	1.061
E.E. Quito	4.168	4.317	4.536	4.841	5.089	5.334	5.591	5.855	6.122	6.434
E.E. Riobamba	374	387	605	621	685	702	720	739	757	777
E.E. Sur	358	372	391	412	435	459	486	516	546	582
ENERGÍA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I	21.594	22.932	24.488	25.945	27.377	28.751	30.165	31.626	32.976	34.555
E.E. Galápagos	52	53	54	57	59	62	64	67	70	73
ENERGÍA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA TOTAL NACIONAL	21.646	22.985	24.542	26.002	27.436	28.813	30.229	31.693	33.046	34.628

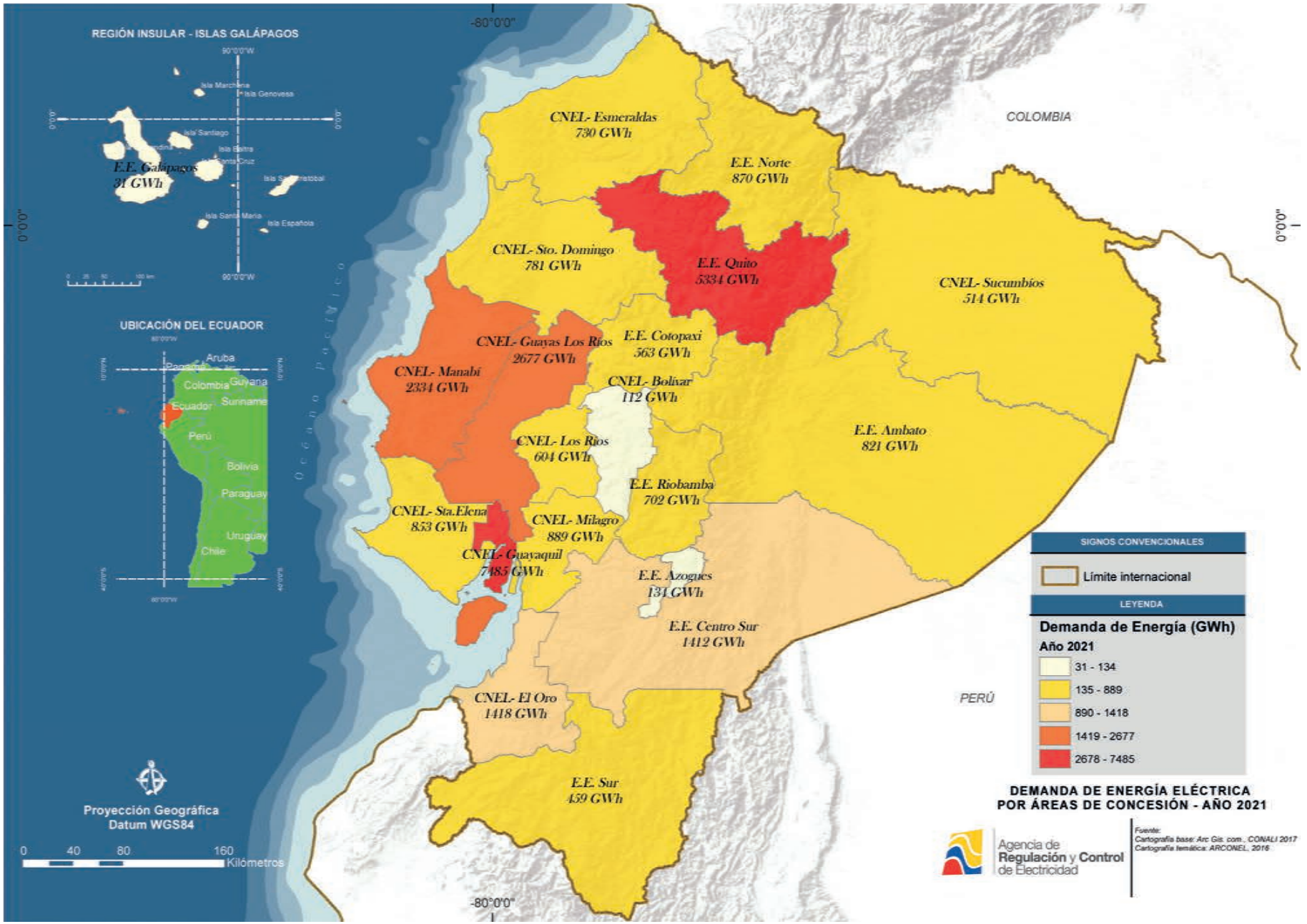
ANEXO 3.13										
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 5										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE POTENCIA (MW)									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Bolívar	17	18	19	20	21	22	23	23	24	24
CNEL-El Oro	173	181	190	200	208	216	224	232	240	243
CNEL-Esmeraldas	88	90	94	99	103	108	112	116	121	123
CNEL-Guayaquil	931	1.028	1.081	1.141	1.192	1.242	1.292	1.343	1.397	1.427
CNEL-Guayas Los Ríos	314	329	349	371	389	407	425	444	460	466
CNEL-Los Ríos	71	76	81	87	92	97	102	107	112	113
CNEL-Manabí	277	296	320	341	357	370	394	410	424	428
CNEL-Milagro	116	121	129	137	144	150	157	165	172	176
CNEL-Sta. Elena	105	112	119	127	137	144	150	156	163	166
CNEL-Sto. Domingo	89	93	100	107	114	121	128	135	142	147
CNEL-Sucumbíos	50	54	60	68	71	74	77	80	83	84
E.E. Ambato	111	117	123	130	136	142	148	154	159	162
E.E. Azogues	13	14	14	15	16	16	17	17	18	18
E.E. Centro Sur	172	178	188	202	212	219	226	233	240	241
E.E. Cotopaxi	84	87	90	94	98	101	105	109	113	115
E.E. Norte	92	99	113	118	122	134	138	149	153	155
E.E. Quito	705	728	763	817	851	885	921	958	995	1.019
E.E. Riobamba	62	64	90	94	102	104	107	110	113	114
E.E. Sur	60	63	66	70	74	78	83	88	93	95
POTENCIA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I	3.532	3.747	3.990	4.238	4.438	4.629	4.827	5.030	5.220	5.318
E.E. Galápagos	10	11	11	12	12	13	14	14	15	15
POTENCIA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA TOTAL NACIONAL	3.542	3.758	4.001	4.250	4.450	4.642	4.841	5.044	5.235	5.333

C3

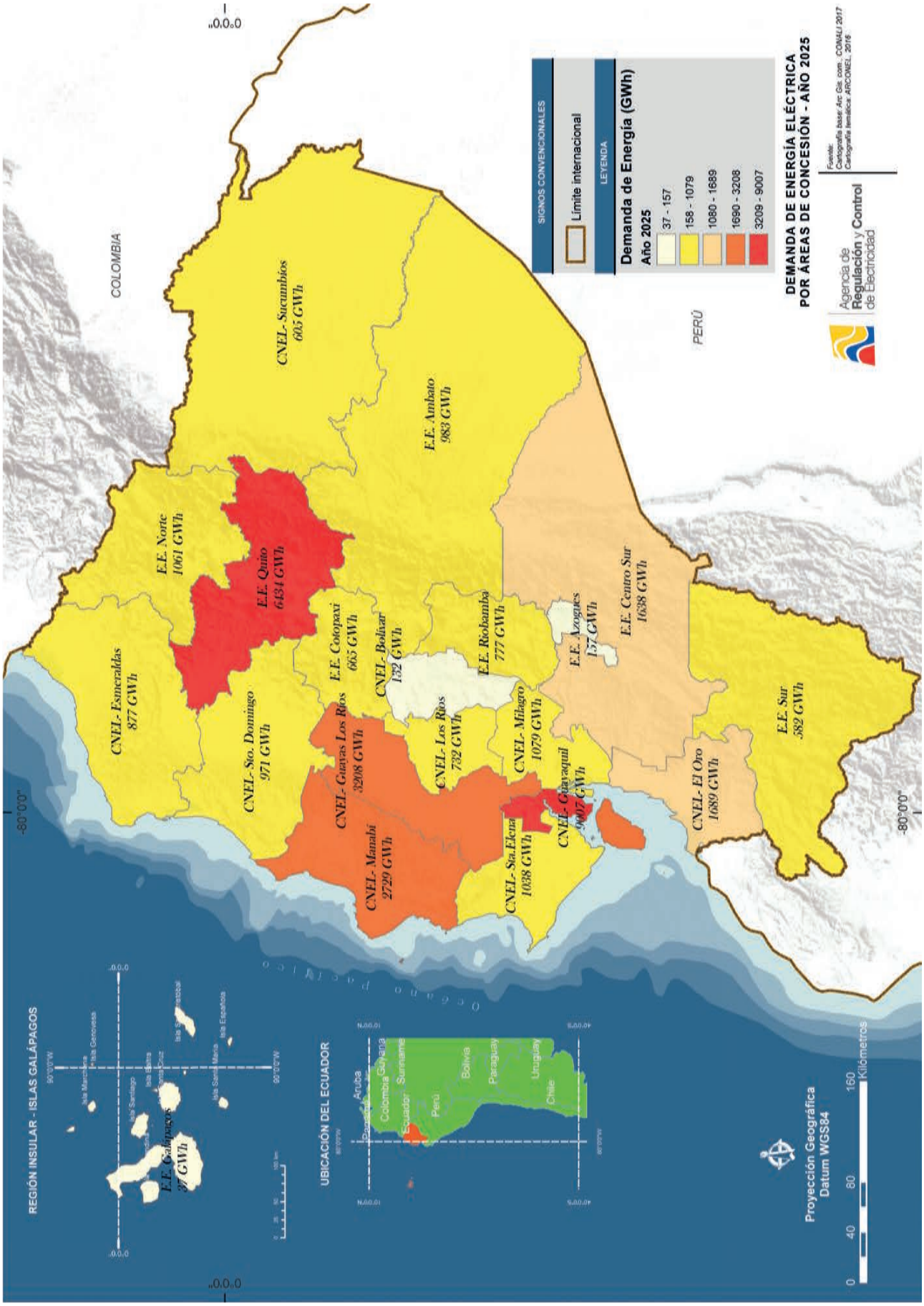
ANEXO 3.14 DESAGREGACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 5											
TIPO	GRUPO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TENDENCIAL	RESIDENCIAL	-	7.338	7.619	7.885	8.151	8.416	8.684	8.954	9.225	9.497
TENDENCIAL	COMERCIAL	-	3.918	4.112	4.346	4.591	4.848	5.116	5.397	5.692	6.000
TENDENCIAL	INDUSTRIAL	-	7.364	7.638	7.980	8.337	8.710	9.099	9.505	9.930	10.373
TENDENCIAL	ALUMB. PÚBLICO	-	1.149	1.170	1.191	1.211	1.231	1.251	1.270	1.289	1.308
EFIC. ENERGÉTICA	RESIDENCIAL	-									
EFIC. ENERGÉTICA	COMERCIAL	-	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-6	-7	-7
EFIC. ENERGÉTICA	INDUSTRIAL	-									
EFIC. ENERGÉTICA	ALUMB. PÚBLICO	-	-14	-27	-41	-54	-67	-67	-67	-67	-67
COCCIÓN EFICIENTE	RESIDENCIAL	-	261	576	915	1.253	1.561	1.878	2.198	2.480	2.938
CARGAS SINGULARES	INDUSTRIAL	-	302	529	851	1.205	1.589	2.033	2.269	2.306	2.295
INDUSTRIAS BÁSICAS	INDUSTRIAL	-	0	0	0	0	0	0	2.168	4.731	7.172
REFINERÍA DEL PACÍFICO	INDUSTRIAL	-	0	25	148	185	185	185	678	1.475	2.313
Energía no ingresada al MEM	DISTRIBUCIÓN	-	61	65	68	72	76	77	82	86	92
Energía de las cargas singulares	TRANSMISIÓN	-									
Pérdidas Técnicas/No técnicas Dist	DISTRIBUCIÓN	-	2.745	3.017	3.189	3.332	3.443	3.553	3.664	3.720	3.793
Pérdidas SNI	SNI.	-	928	1.194	1.352	1.485	1.591	1.694	1.885	2.040	2.198
TOTAL		-	24.050	25.917	27.881	29.765	31.579	33.497	37.999	42.901	47.906

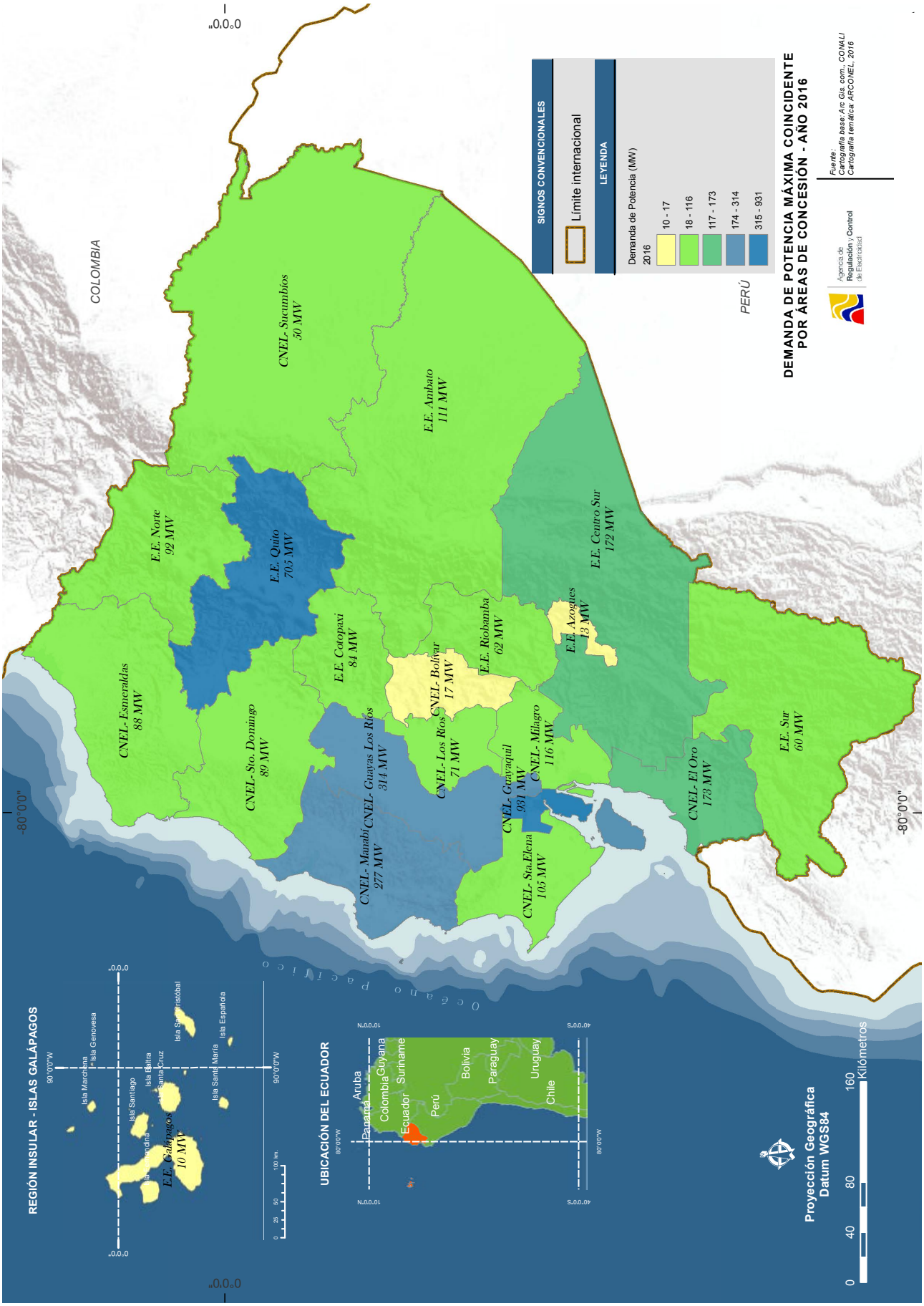
3.6.2 Mapas Demanda de Energía y Potencia por Áreas de Concesión

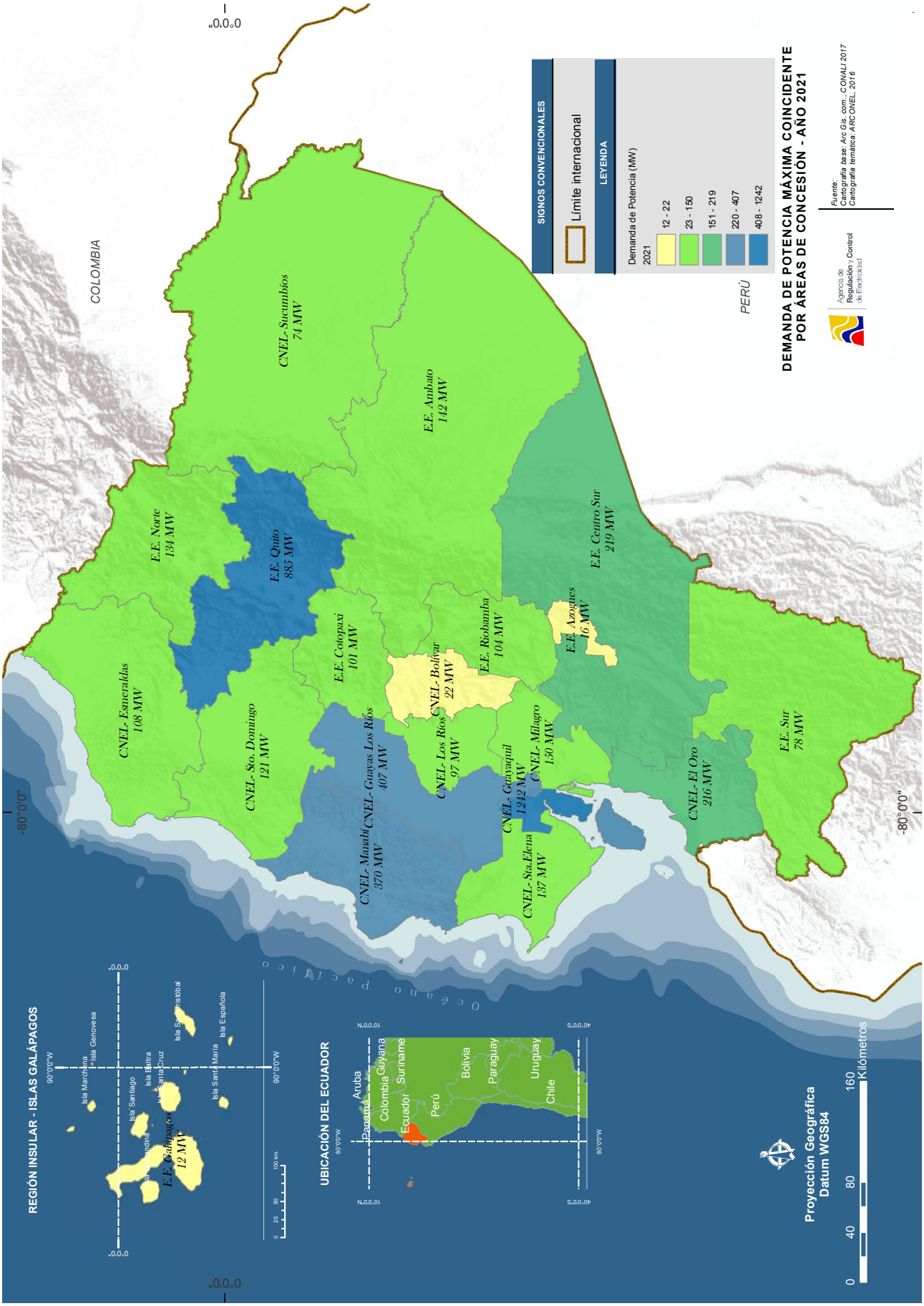


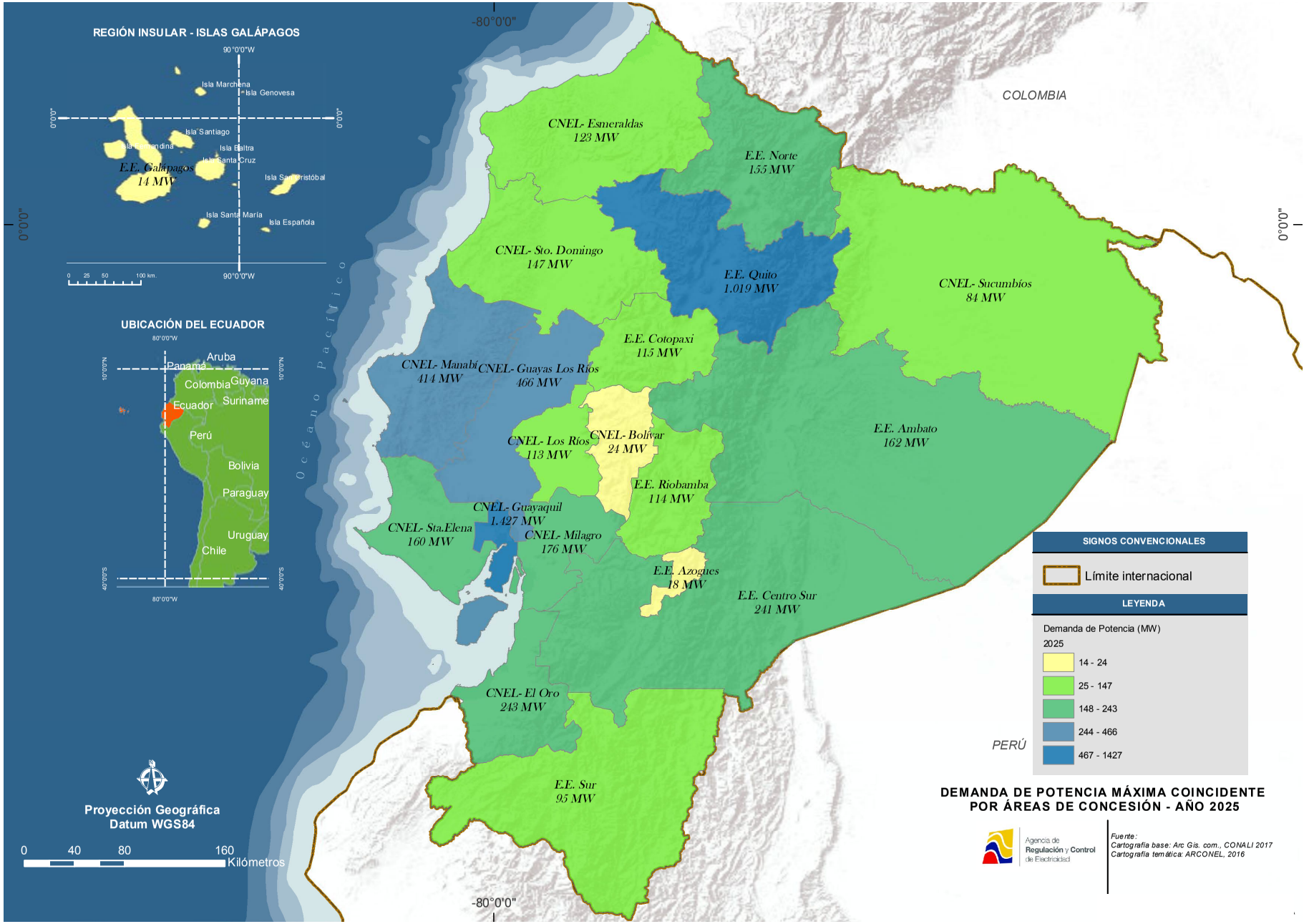


DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREAS DE CONCESIÓN - AÑO 2021


DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
POR ÁREAS DE CONCESIÓN - AÑO 2025
Agencia de Regulación y Control de Electricidad
LEYENDA
Demanda de Energía (GWh)
Año 2025
37 - 157
158 - 1079
1080 - 1689
1690 - 3208
3209 - 9007
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
COLOMBIA
PERÚ
CNEL- Sucumbíos 665 GWh
E.E. Norte 1061 GWh
E.E. Quito 6434 GWh
E.E. Ambato 983 GWh
CNEL- Esmeraldas 877 GWh
CNEL- Sto. Domingo 971 GWh
E.E. Cotopaxi 665 GWh
CNEL- Bolívar 132 GWh
CNEL- Los Ríos 732 GWh
E.E. Riobamba 777 GWh
E.E. Azogues 137 GWh
E.E. Centro Sur 1638 GWh
CNEL- Guayas Los Ríos 3208 GWh
CNEL- Manabí 2729 GWh
CNEL- Milagro 1079 GWh
CNEL- Guayaquil 9007 GWh
CNEL- Sta.Elena 1038 GWh
CNEL- El Oro 1689 GWh
E.E. Sur 582 GWh
E.E. Galápagos 27 GWh
REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
UBICACIÓN DEL ECUADOR
Aruba
Colombia
Guyana
Suriname
Ecuador
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
Proyección Geográfica
Datum WGS84
0
40
80
160
Kilómetros
-80°0'0"


DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE
POR ÁREAS DE CONCESIÓN - AÑO 2016
LEYENDA
Demanda de Potencia (MW)
2016
10 - 17
18 - 116
117 - 173
174 - 314
315 - 931
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
Agencia de Regulación y Control de Electricidad
Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com., CONALI
Cartografía temática: ARCONEL 2016
COLOMBIA
PERÚ
CNEL- Esmeraldas 88 MW
E.E. Norte 92 MW
CNEL- Sucumbíos 50 MW
E.E. Quito 703 MW
E.E. Ambato 111 MW
CNEL- Sto. Domingo 89 MW
E.E. Cotopaxi 84 MW
CNEL- Manabí 277 MW
CNEL- Guayas Los Ríos 314 MW
CNEL- Los Ríos 71 MW
CNEL- Bolívar 17 MW
E.E. Riobamba 62 MW
E.E. Azogues 13 MW
E.E. Centro Sur 172 MW
CNEL- Guayaquil 931 MW
CNEL- Milagro 116 MW
CNEL- Sta.Elena 105 MW
CNEL- El Oro 173 MW
E.E. Sur 60 MW
E.E. Galápagos 10 MW
REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
Isla Marchena
Isla Genovesa
Isla Santiago
Isla Pinta
Isla Santa Cruz
Isla San Cristóbal
Isla Santa María
Isla Española
UBICACIÓN DEL ECUADOR
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Ecuador
Suriname
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
Océano Pacífico
Proyección Geográfica
Datum WGS84
Kilómetros
0
40
80
160


DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE
POR ÁREAS DE CONCESIÓN - AÑO 2021
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
LEYENDA
Demanda de Potencia (MW)
2021
12 - 22
23 - 130
151 - 219
220 - 407
408 - 1242
Agencia de Regulación y Control de Electricidad
Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com, CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2016
COLOMBIA
PERÚ
CNEL- Sucumbíos 74 MW
E.E. Ambato 142 MW
E.E. Norte 134 MW
E.E. Quito 885 MW
E.E. Centro Sur 219 MW
CNEL- Esmeraldas 108 MW
E.E. Cotopaxi 101 MW
E.E. Riobamba 104 MW
E.E. Azogues 16 MW
CNEL- Bolívar 22 MW
CNEL- Sto. Domingo 121 MW
CNEL- Los Ríos 97 MW
CNEL- Milagro 150 MW
CNEL- Guayas Los Ríos 407 MW
CNEL- Manabí 370 MW
CNEL- Guayaquil 1242 MW
CNEL- Sta.Elena 137 MW
CNEL- El Oro 216 MW
E.E. Sur 78 MW
-80°0'0"
Océano Pacífico
REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
Isla Marchena
Isla Genovesa
Isla Santiago
Isla Pinzón
Isla Santa Cruz
Isla San Cristóbal
Isla Española
Isla Santa María
E.E. Galapagos 12 MW
UBICACIÓN DEL ECUADOR
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Suriname
Ecuador
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
Proyección Geográfica
Datum WGS84
0
40
80
160
Kilómetros



DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREAS DE CONCESIÓN - AÑO 2025

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com., CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL, 2016



4

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN



4.1 Introducción

La ambiciosa política energética impulsada por el gobierno nacional a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, que, partiendo de una adecuada planificación y una eficiente gestión empresarial, ha hecho posible la ejecución de obras de gran trascendencia para el desarrollo del Ecuador: los nueve proyectos emblemáticos (ocho hidroeléctricos y un eólico), incluido Coca Codo Sinclair, de 1.500 MW de capacidad, permiten abastecer adecuadamente las necesidades de demanda, cumpliendo con criterios de confiabilidad, calidad, economía y menor afectación ambiental.

El Plan de Expansión de Generación (PEG), herramienta fundamental de la planificación energética, se adapta al comportamiento dinámico del sistema eléctrico ecuatoriano y debe, por ello, ser actualizado periódicamente, conforme el crecimiento real y proyectado de la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de los sistemas eléctricos aislados, observando las políticas sectoriales y los lineamientos emitidos por las autoridades nacionales y sectoriales, en apego al Plan Nacional del Buen Vivir.

A modo introductorio se incluyen los objetivos y políticas empleados; luego, se describen los elementos básicos utilizados en el análisis de la expansión de la generación, los proyectos que se encuentran en construcción y en estudios, los programas computacionales utilizados, los resultados de las simulaciones, aspectos sobre las reservas de potencia y energía; y, la estimación de las emisiones de CO_2.

4.2 Objetivo General

Garantizar el abastecimiento interno de la demanda de potencia y energía eléctrica del país en condiciones de confiabilidad, calidad, economía y respeto por el ambiente, promoviendo el uso de recursos energéticos renovables, en un ámbito de soberanía energética, con la visión de convertir al Ecuador en un país exportador de electricidad dentro del mercado regional de energía eléctrica.

4.3 Objetivos Específicos

- Establecer las hipótesis para la expansión de la generación, tomando como punto de partida la proyección de la demanda; y, propendiendo al mejor aprovechamiento del potencial de fuentes renovables de energía eléctrica.

- Determinar los proyectos de generación considerados como candidatos, dentro de los estudios de expansión de la generación, con base en criterios como: tipo de tecnología, potencia instalable, energía media y firme, inversión total estimada, ubicación, nivel de estudios disponibles; y, factibilidad técnica-económica.

- Realizar estudios de soporte, con la ayuda de modelo computacionales, para establecer un plan de expansión óptimo en el segmento de generación.

- Determinar la inversión requerida, las reservas de potencia y energía, las necesidades de combustible y las emisiones de CO_2 para el período 2016 – 2025.

4.4 Políticas

El Plan de Expansión de Generación, parte integrante del Plan Maestro de Electricidad, está alineado con el Plan Nacional de Desarrollo; y, se fundamenta en las políticas emitidas por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos y por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, políticas que se detallan a continuación, en lo referente a la expansión de la generación.

4.4.1 Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos

El Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos (MICSE), en su "Catálogo de Políticas" emitido en noviembre de 2013, en la parte relacionada con la expansión de la generación de energía eléctrica, indica lo siguiente:

4.4.1.1 Política

Garantizar el suministro de energía eléctrica con criterios de eficiencia, sostenibilidad energética, calidad, continuidad y seguridad.

4.4.1.2 Lineamientos

a. Impulsar el desarrollo energético y tecnológico del sector eléctrico en toda su cadena de valor, incluyendo la investigación.
b. Mantener actualizado el inventario de fuentes de energía renovable, que permita cuantificar el potencial energético aprovechable para la generación eléctrica, propendiendo al cambio de la matriz energética del sector eléctrico.
c. Desarrollar infraestructura en toda la cadena de suministro: generación, transmisión y distribución.
d. Reducir la vulnerabilidad del sistema frente a variaciones hidrológicas a través de la implementación de fuentes de generación con alta firmeza.
e. Aprovechar el potencial de desarrollo de la bioenergía, sin detrimento de la soberanía alimentaria.
f. Fomentar intercambios energéticos regionales privilegiando el interés nacional.
g. Dar impulso a la generación distribuida, con especial énfasis en las mini y micro centrales hidroeléctricas.
h. Prestar el servicio eléctrico en condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.

4.4.2 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

En concordancia con los objetivos del Plan Nacional de Buen Vivir, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha definido las siguientes políticas energéticas relacionadas con la expansión de la generación:

a. La expansión de la generación deberá considerar cronogramas actualizados de ejecución de los proyectos previstos en un horizonte de mediano plazo y definir la expansión de largo plazo mediante una solución que sea robusta ante las incertidumbres en las variables de entrada.

b. La expansión deberá cumplir los niveles mínimos de reserva en energía y potencia establecidos por la normativa vigente, observando los distintos escenarios hidrológicos.

c. Considerar la capacidad instalada de generación y la oferta de energía eléctrica del sector hidrocarburífero.

d. ARCONEL establecerá la expansión óptima del parque generador considerando precios internacionales de combustible y coordinará directamente con EP Petroecuador sus previsiones de disponibilidad.

e. Los intercambios de energía con los países de la región se considerarán dentro de la expansión como intercambios de oportunidad que permiten optimizar los costos de operación, pero de ninguna manera constituirán una base para el abastecimiento.

f. La expansión de la generación deberá considerar una adecuada complementación de la matriz energética, para lo cual podrá establecer bloques de potencia y energía de diferentes fuentes primarias, que puedan ser cubiertos mediante proyectos estudiados y propuestos por iniciativa del Estado, privados y de economía popular y solidaria.

4.5 Elementos Básicos Utilizados en el Análisis

El establecimiento del plan de expansión de generación de energía eléctrica parte de las políticas y lineamientos citados en el numeral 4.4 e incorpora los siguientes elementos básicos para el análisis: crecimiento de la demanda (tanto en potencia como en energía), interconexiones internacionales e infraestructura de generación existente.

4.5.1 Crecimiento de la Demanda

En la Figura Nro. 4-1 se aprecian las etapas funcionales del sector eléctrico. Los valores de potencia expresados en el presente capítulo, salvo se indique lo contrario, se refieren a bornes de generador.

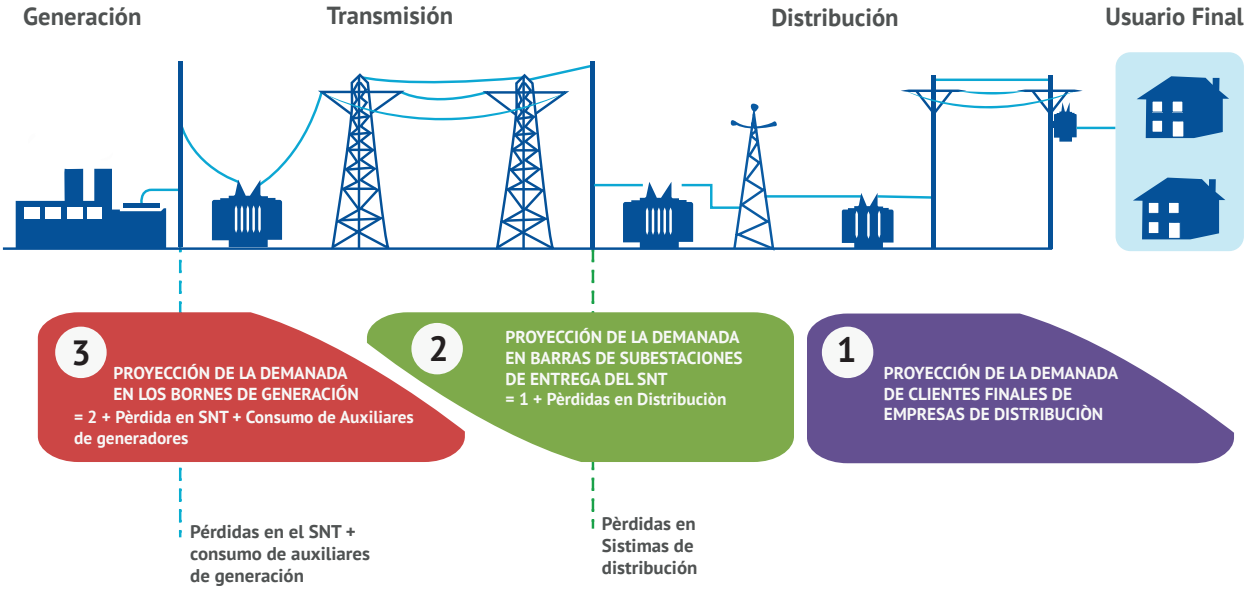


Figura Nro. 4-1: Etapas funcionales del sector eléctrico

En el estudio de proyección de la demanda eléctrica se consideraron cinco hipótesis de crecimiento, sin embargo, como se detalla a continuación, se presenta un Plan de Expansión de Generación, Caso Base; y con proyectos complementarios, el Caso Matriz Productiva.

Hipótesis 1: es la proyección tendencial de la demanda, denominada también crecimiento vegetativo.

Hipótesis 2: considera la Hipótesis 1 más la adición de cargas singulares (demandas industriales vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, transporte, bombeo, sistema petrolero público y privado); proyectos de eficiencia energética y abastecimiento a la ciudad del Conocimiento –Yachay.

Hipótesis 3: incluye las cargas de la Hipótesis 2 más el Programa Nacional de Cocción Eficiente (PEC).

Hipótesis 4: considera las cargas de la Hipótesis 3 más el abastecimiento completo a la Refinería del Pacífico y su industria asociada, incluyendo los procesos productivos de la zona en desarrollo y su asentamiento.

Hipótesis 5: incluye la demanda de la Hipótesis 4 y las cargas adicionales de las industrias básicas impulsadas por el Gobierno Nacional, tales como: industria del aluminio, petroquímica, industria del cobre, puerto comercial y astilleros; en concordancia con la política pública de Cambio de la Matriz Productiva.

Cada una de las Hipótesis planteadas representa diferentes exigencias de capacidad de generación. No obstante, el Plan de Expansión de Generación debe constituir una solución robusta, que permita enfrentar adecuadamente las incertidumbres en la demanda. Por ello, en el presente documento se analiza un **Caso Base** del Plan de Expansión de Generación, que considera la **Hipótesis 3** de crecimiento de la demanda, en virtud de alto grado de certeza en la ejecución de las cargas consideradas en dicho escenario. A los resultados de este Plan se lo denomina "PEG 2016 - 2025 Caso Base".

Por otro lado para la **Hipótesis 5** de crecimiento de la demanda; se analiza el requerimiento de las cargas en el cumplimiento del cambio de la matriz productiva, la incorporación de las industrias básicas y de la Refinería del Pacífico. A los resultados de este estudio se lo denomina "PEG 2016 - 2025 Caso Matriz Productiva". Conforme evolucione la demanda real de potencia y energía, se tomarán las decisiones de iniciar con la ejecución de los proyectos adicionales recomendados en el Caso Matriz Productiva; es decir, una vez que se tenga la certeza de la incorporación de las demandas de las industrias básicas así como de la Refinería del Pacífico, el análisis servirá para la toma de decisiones adecuadas.

En la **Figura Nro. 4-2** y **Figura Nro. 4-3** se presenta la demanda máxima de potencia del S.N.I y de energía, para las cinco hipótesis antes expuestas, con resolución anual. Información más detallada sobre la proyección de la demanda y las cinco hipótesis consideradas, se presenta en el Capítulo 3.

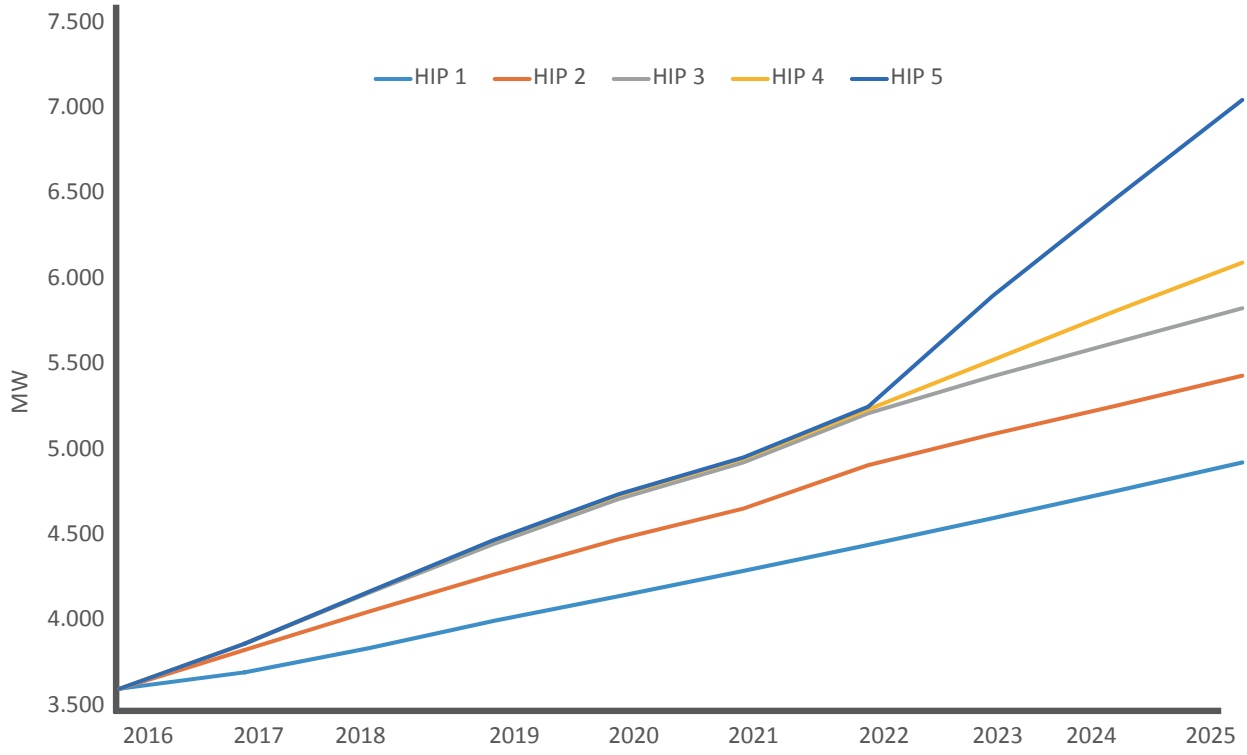


Figura Nro. 4-2: Proyección de la demanda máxima de potencia del S.N.I

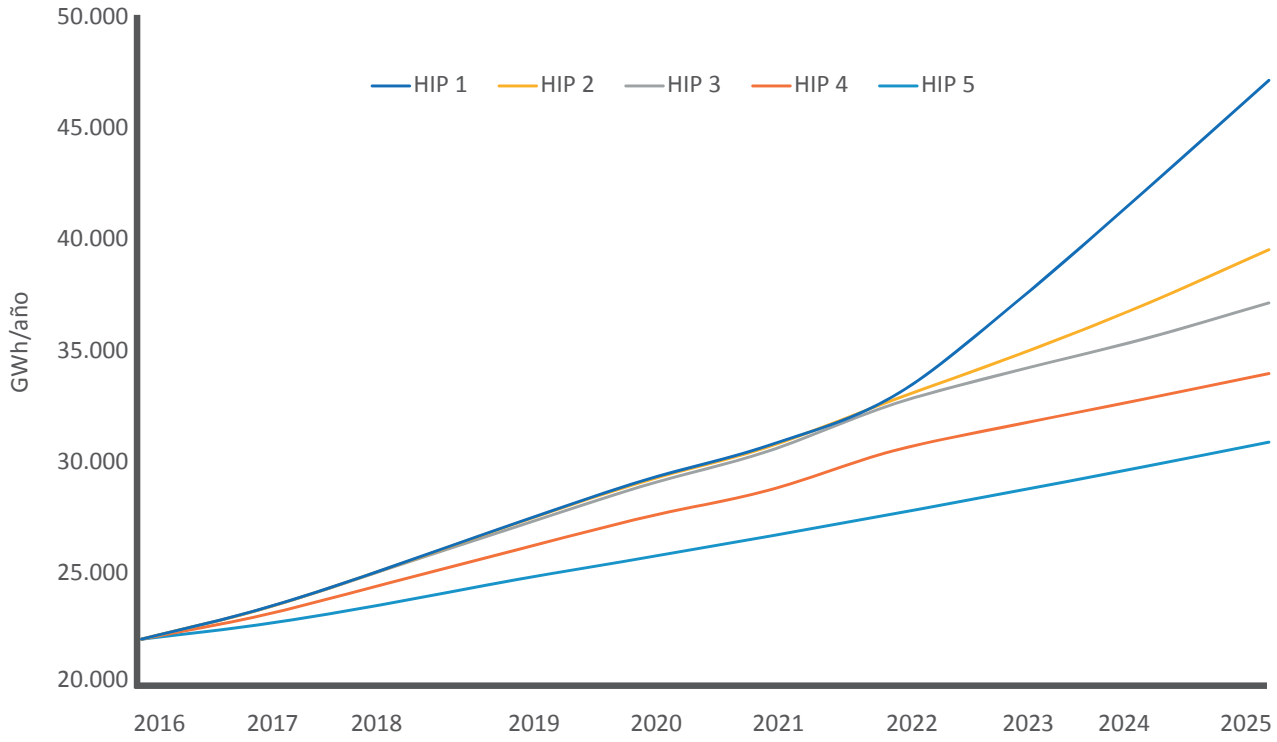


Figura Nro. 4-3: Proyección de la demanda de energía anual del S.N.I

4.5.2 Interconexiones Internacionales

Para definir el plan de expansión de generación no se han considerado las capacidades de importación de electricidad desde los países vecinos, de tal forma de poder garantizar el abastecimiento del país sólo con recursos de generación propios. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las interconexiones existentes con Colombia y Perú constituyen una oportunidad para tener potencia y energía de menor costo; y, eventualmente, para contingencias especiales. Esto permitirá alcanzar reducciones importantes en los costos de operación del sistema.

Bajo condiciones de abastecimiento local satisfechas, este Plan considera la exportación de energía eléctrica a los países vecinos, a partir de los excedentes que se obtendrían en regímenes hidrológicos medios y altos (alta hidraulicidad), cuando los precios de energía para oferta de exportación serían competitivos a nivel internacional.

4.5.3 Infraestructura Existente

El parque generador disponible para producción de electricidad en el Ecuador, al mes de diciembre de 2016, consta de 302 centrales eléctricas, con una potencia total efectiva de 7.606 MW, tal como se detalla en la Tabla Nro. 4-1.

Sistema	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Sistema Nacional Interconectado (S.N.I)	125	6.739
Sistemas No Incorporados	177	867
TOTAL	302	7.606
Demanda máxima del S.N.I hasta dic 2016		3.670
Reserva total de potencia del S.N.I.		83,6%

Tabla Nro. 4-1: Número de centrales y potencia efectiva del Ecuador

Los Sistemas No Incorporados incluyen todos aquellos sistemas que nos están conectados al Sistema Nacional Interconectado; y que generalmente sirven para proveer energía eléctrica a sitios de difícil acceso o para facilidades petroleras o mineras; un caso particular es el sistema eléctrico de las Islas Galápagos que, por estar separado del continente, se lo considera como aislado.

Por otro lado, se dispone de dos interconexiones internacionales: Colombia (525 MW) y Perú (110 MW).

En los siguientes párrafos se detallan aspectos sobre las fuentes de energía renovable y fuentes no renovables.

4.5.3.1 Fuentes de Energía Renovable

En el año 2016 (hasta el mes de diciembre) se incorporaron las siguientes centrales de generación:

- Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair: 1.500 MW.
- Hidroeléctrica Sopladora: 487 MW
- Hidroeléctrica Topo: 28,05 MW
- Hidroeléctrica Victoria: 10,32 MW
- Hidroeléctrica San José del Tambo: 8 MW
- Hidroeléctrica Mazar Dudas Alazán, 6,23 MW
- El Inga I (biomasa): 2 MW

Con las centrales anteriores, la capacidad efectiva en centrales de energía renovable alcanza los siguientes valores

Tipo	Con embalse		Sin embalse		Subtotal	
	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Hidroeléctrica	5	1.598	57	2.820	62	4.418
Biomasa	N/A	N/A	N/A	N/A	4	138
Eólica	N/A	N/A	N/A	N/A	3	21
Solar	N/A	N/A	N/A	N/A	32	26
SUBTOTAL					101	4.603

Tabla Nro. 4-2: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía renovable

Las principales centrales hidroeléctricas con embalse de regulación son: Paute - Molino de 1.100 MW de CELEC – Hidropaute (Presa Daniel Palacios, Embalse Amaluza); Marcel Laniado de Wind de 213 MW de CELEC – Hidronación (Embalse Daule Peripa); Mazar de 163 MW de CELEC-Hidropaute (Embalse Mazar); Pucará de 70 MW de CELEC – Hidroagoyán (Embalse Pisayambo); y Baba (42 MW).

Las principales centrales hidroeléctricas de pasada son: Coca Codo Sinclair (1.500 MW); Sopladora (487 MW); San Francisco (212 MW), Agoyán (156 MW), Manduriacu (65 MW); San Bartolo (50 MW), Cumbayá (40 MW), Abanico (38 MW), Nayón (29,7 MW), Ocaña (26,1), Saucay (24 MW), Guangopolo (20,9 MW), Saymirín (15,5 MW) y Calope (15 MW).



Figura Nro. 4-4: Presa de la Central Hidroeléctrica Manduriacu (65 MW)

Las tres centrales con unidades turbovapor que utilizan como combustible el bagazo de caña son: San Carlos (73,6 MW), Ecoelectric (35,2 MW) y Ecudos (27,6 MW).

Las centrales eólicas son: Villonaco (16,5 MW) ubicada en Loja; El Tropezón (2,40 MW) y Baltra (2,25 MW), ubicadas en las Islas Galápagos.

Las principales centrales solares fotovoltaicas son: Salinas (2 MWp) y Parque Fotovoltaico Puerto Ayora (1,5 MWp). A diciembre de 2016 operan 32 centrales fotovoltaicas, la mayoría de las cuales son del orden de 1 MWp, sumando una potencia de 26 MWp.



Figura Nro. 4-5: Central solar fotovoltaica Altgenotec (990 kWp), Guayas
Fuente ARCONEL, Estadística 2015

4.5.3.2 Fuentes de Energía no Renovable

A diciembre de 2016 se dispone de 201 centrales termoeléctricas en el Ecuador, tal como se detalla a continuación.

TIPO	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Motores de combustión interna (MCI)	178	1.606
Turbogás	16	965
Turbovapor	7	432
SUBTOTAL	201	3.003

Tabla Nro. 4-3: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía no renovable

Las principales centrales termoeléctricas con motores de combustión interna (MCI) son: Jaramijó (134 MW), Termoguayas (120 MW), Esmeraldas II (96 MW), Quevedo II (93 MW), Santa Elena II (82,2 MW), TPP Andes Petrol (65,4 MW), EPF-Edén Yuturi (62,7 MW); y, Guangopolo II (48 MW).

Las mayores centrales termoeléctricas con turbinas a gas (turbogás) son: Termogás Machala I (129 MW), Termogás Machala II (124 MW), Victoria II (102 MW), Aníbal Santos (97 MW), Enrique García – Pascuales (96 MW), Álvaro Tinajero (81,5 MW); y, Santa Rosa (50,4 MW).
Las principales centrales termoeléctricas con turbinas a vapor (turbovapor) son: Gonzalo Zevallos (146 MW), Trinitaria (133 MW), Esmeraldas I (125 MW) y Aníbal Santos (33 MW).
En el Anexo No. 4-1 se presenta un listado con todas las centrales de generación eléctrica del Ecuador.

4.6 Recursos para Generación Eléctrica

El cambio de la matriz energética propende al uso preferencial de fuentes renovables, complementado con el uso eficiente de las fuentes energéticas no renovables que se disponen en el Ecuador, con el propósito de lograr una disminución radical del uso de combustibles importados y derivados del petróleo.

La disponibilidad de recursos energéticos considerada para el Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025 se ha obtenido del "Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de producción eléctrica, 2015", en donde se identifica el potencial "técnico viable" por tipo de fuente natural de energía. Los recursos se clasifican en cinco grupos:

a. Recursos hidráulicos
b. Recursos geotérmicos
c. Recursos solares
d. Recursos eólicos
e. Recursos con biomasa y otras fuentes de energía
f. Recursos energéticos no renovables

El "Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de producción eléctrica" tiene el siguiente contenido [22] :

1. Proyectos hidroeléctricos de gran capacidad (potencia mayor o igual a 50 MW).
2. Proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad (potencia entre 10 y 49,99 MW).
3. Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad (potencia entre 1 y 9,99 MW).
4. Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica.
5. Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.
6. Atlas Bioenergético del Ecuador.
7. Proyectos geotérmicos y zonas geotermales.
8. Estudio de la energía de olas, corrientes y energía cinética de ríos en el Ecuador para generación eléctrica.
9. Proyectos adicionales con fuentes de energía renovable.
10. Mapas y planos complementarios.

22 Referencia WEB: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/inventario-de-recursos-energeticos-del-ecuador/

4.6.1 Potencial Hidroeléctrico

Los valores actualmente identificados del potencial hidroeléctrico con los que cuenta el Ecuador son:

• Potencial Hidroeléctrico Teórico Medio, estimado con caudales medios mensuales: 91.000 MW

• Potencial Técnicamente Factible: 31.000 MW (en 11 cuencas hidrográficas)

• Potencial Económicamente Factible: 22.000 MW (en 11 cuencas hidrográficas)

Con el objeto de determinar el potencial económicamente factible aprovechado, se toma en cuenta la capacidad hidroeléctrica instalada: 4.446 MW (4.418 de potencia efectiva) en 62 centrales hidroeléctricas. Con ello, el porcentaje del potencial económicamente factible aprovechado es del 20,21%; y el porcentaje del potencial económicamente factible por aprovechar asciende al 79,79%.

Una vez que se incorporen todos los proyectos hidroeléctricos que se encuentran actualmente en fase de construcción, se llegará a una potencia efectiva hidroeléctrica de 5.401 MW; con lo cual, el porcentaje aprovechado será el 24,55%.

En el Anexo No. 4-2 se presentan los proyectos hidroeléctricos, la mayoría identificados a nivel de inventario.

4.6.2 Potencial de Otras Fuentes Renovables

Según el "Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica", el potencial eólico – eléctrico bruto del país es de 1.691 MW, considerando zonas con una velocidad de viento promedio anual mayor a 7 m/s, el que generaría una energía media de 2.869 GWh. El potencial factible a corto plazo se ha estimado en valores de potencia instalable de 884 MW y energía media anual de 1.518 GWh. Cabe recalcar que este potencial se incrementaría si se incluyen las zonas con velocidades de viento promedio anuales bajas (entre 5 y 6 m/s).

Según el "Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica", el valor de insolación directa promedio del Ecuador continental es de 2.543 Wh/m2/día; la insolación difusa promedio es de 2.032 Wh/m2/día; y la insolación global promedio es de 4.575 Wh/m2/día.

En lo referente al potencial geotérmico del Ecuador, CELEC EP se encuentra estudiando varios sitios potenciales. Según el Inventario de recursos energéticos del Ecuador con fines de generación eléctrica, 2015, basados en estudios realizados por INECEL y por estudios de CELEC EP, los potenciales máximos son los siguientes:

• Chachimbiro. Potencial estimado 178 MWe
• Tufiño-Chiles-Cerro Negro (binacional): 330 MWe
• Chalupas: 283 MWe
• Chacana-Cachiyacu: 83 MWe
• Jamanco: 26 MWe

Según el "Atlas Bvioenergético del Ecuador", se tendría un recurso de biomasa en el país de 18.4 millones toneladas/año que incluye residuos agrícolas, pecuarios y forestales; con los cuales se tendría un potencial energético estimado de 230.959 TJ/año, lo que equivaldría a 12,7 TWh/año. Como referencia, según la información del Atlas Bioenergético del Ecuador, si se aprovechara el 50% de los residuos mayoritarios existentes en el país como: palma africana, banano y arroz, con un sistema asociado de almacenamiento; se estima un potencial teórico de aproximadamente 500 MW de generación firme durante todo el año.

Los mapas por tipo de fuente de energía, se anexa al final del Plan Maestro.

4.7 Centrales recientemente incorporadas, proyectos en construcción y estudios

4.7.1 Centrales Recientemente Incorporadas

En el año 2016 se incorporaron las centrales de generación indicadas en la Tabla Nro. 4-4.

Central	Empresa / Institución	Pública o privada	Tipo	Potencia nominal [MW]	Potencia efectiva [MW]
Coca Codo Sinclair	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	1.500,00	1.476,00
Paute Sopladora	CELEC EP - Hidro Paute	Pública	Hidroeléctrico	487,00	486,99
Topo	Pemaf Cía. Ltda	Privada	Hidroeléctrico	28,05	27,00
Victoria	Hidrovictoria S.A	Pública	Hidroeléctrico	10,32	10,00
San José del Tambo	Hidrotambo S.A	Privada	Hidroeléctrico	8,00	8,00
Mazar-Dudas: Alazán	CELEC EP - Hidroazogues	Pública	Hidroeléctrico	6,23	6,23
EPF-Pad L	Petroamazonas	Pública	Térmica	6,30	5,04
Vinita	Petroamazonas	Pública	Térmica	3,51	2,64
El Inga I	Gasgreen S.A	Privada	Biogás	2,00	1,76
Baltra Solar	E.E. Galápagos	Pública	Solar	0,07	0,07
		TOTAL		2.051	2.024

Tabla Nro. 4-4: Centrales de generación eléctrica incorporadas en 2016



Figura Nro. 4-6: Obra de captación de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (1500 MW)

4.7.2 Proyectos en Construcción

A diciembre de 2016, los proyectos de generación indicados en la Tabla Nro. 4-5 se encuentran en etapa de construcción. La mayoría de estos proyectos tienen su título habilitante y otros se encuentran en proceso de regularización.

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Toachi - Pilatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MWI	CELEC EP - Hidrotoapi	Pública	Hidroeléctrico	254,4	1.120	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
El Inga II	Gas Green S.A.	Privada	Biogás	3	23	Pichincha	Quito
Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	77	510	El Oro	Machala
Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Pública	Hidroeléctrico	275	1.291	Azuay / El Oro / Loja	Pucará / Saraguro / Pasaje
Chorrillos	CELEC EP - Gensur	Pública	Hidroeléctrico	4	23	Zamora Chinchipe	Zamora
Delsitanisa-gua	CELEC EP - Gensur	Pública	Hidroeléctrico	180	1.411	Zamora Chinchipe	Zamora
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidroazogues	Pública	Hidroeléctrico	7,2	45	Cañar	Azogues
Palmira Nanegal	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	10	77	Pichincha	Quito
San José de Minas	San José de Minas S.A.	Privada	Hidroeléctrico	6,0	37	Pichincha	Quito
Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	110	720	El Oro	Machala
Due	Hidroalto Generación de Energía S.A.	Privada	Hidroeléctrico	49,7	421	Sucumbíos	Gonzalo Pizarro
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Privada	Hidroeléctrico	10,2	83	Tungurahua	Baños de Agua Santa
Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	50,0	355	Napo	Quijos
Sigchos	Hidrosigchos C.A.	Privada	Hidroeléctrico	18,6	126	Cotopaxi	Sigchos
Pusuno	Elitenergy S.A.	Privada	Hidroeléctrico	39,5	217	Napo	Tena
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30	194	Zamora Chinchipe	Zamora
Normandía	Hidrowarm S.A.	Privada	Hidroeléctrico	48,2	351	Morona Santiago	Morona
SUBTOTAL				1.173	7.004		

Tabla Nro. 4-5: Proyectos de generación eléctrica en fase de construcción

4.7.3 Proyectos con Título Habilitante

Los proyectos que aún no están en etapa de construcción pero que ya tienen firmado el contrato correspondiente (título habilitante), son los siguientes:

Proyecto	Empresa / Institución	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Minas de Huascachaca	Elecaustro S.A.	Pública	Eólico	50	101	Loja	Santa Saraguro
Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cia. Ltda.	Privada	Hidroeléctrico	9	69	Cotopaxi	Pujilí
Subtotal				59	170		

Tabla Nro. 4-6: Proyectos de generación con título habilitante

4.7.4 Proyectos Declarados de Alta Prioridad

El proyecto Cardenillo ha sido declarado de Alta Prioridad para el sector eléctrico ecuatoriano y cuenta con estudios de factibilidad y diseño definitivo concluidos.

Proyecto	Empresa / Institución	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Paute - Cardenillo	CELEC EP - Unidad de Negocio Hidropaute	Pública	Hidroeléctrico	596	3.409	Morona Santiago	Méndez
Subtotal				596	3.409		

Tabla Nro. 4-7: Proyecto declarado de alta prioridad

En el Anexo No. 4-3 se detallan varios proyectos de generación, de iniciativas públicas y privadas, algunos de los cuales tienen trámites de obtención de títulos habilitantes, y otros se encuentran en etapa de estudios; sin embargo, por su grado de avance, no constituyen proyectos con suficiente certeza de ejecución, para ser incluidos en la expansión actual.

4.8 Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025 del S.N.I

En los numerales siguientes se presenta, en forma resumida, aspectos sobre los modelos utilizados en el Plan de Expansión de Generación del Sistema Nacional interconectado, tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva; las reservas de potencia y energía, estimación de combustibles y emisiones de CO_2 a la atmósfera; así como, la estimación de inversiones.

4.8.1 Modelos OPTGEN y SDDP

Para la definición del Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025 (PEG), se han utilizado dos herramientas computacionales: OPTGEN (Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales), y SDDP (Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red).

El programa OPTGEN, parte del pronóstico de la demanda y del inventario de proyectos; determina la expansión de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento); luego se integra con el SDDP considerando la incertidumbre de los caudales y las restricciones operativas de las centrales de generación.

El programa SDDP calcula la política operativa estocástica de mínimo costo a través de un análisis probabilístico, generando múltiples escenarios hidrológicos equiprobables, en función de lo cual se simulan múltiples despachos económicos futuros para cubrir la demanda eléctrica proyectada a futuro. De los resultados probabilísticos, se obtienen los despachos económicos con valor esperado, y con diferente probabilidad de excedencia.

Se verifica posteriormente el cumplimiento de los márgenes de reserva de energía así como los criterios de confiabilidad de abastecimiento energético VERE (Valor Esperado de Racionamiento de Energía) y VEREC (Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado) para reserva de potencia; se determina el consumo estimado de combustible y se estiman las emisiones de CO_2.

En el Anexo No. 4-4 se presenta el flujograma para el proceso de planificación de la expansión de generación.

Para las simulaciones realizadas en los estudios del Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025 se considera todo el parque generador del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I).

4.8.2 Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025

De las simulaciones realizadas con OPTGEN y SDDP, previo la verificación del cumplimiento de criterios técnicos y operativos, se obtuvo el Plan de Expansión de Generación:

a. Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025, **Caso Base.** Considera el abastecimiento de energía eléctrica para el crecimiento de la demanda con **Hipótesis 3**: crecimiento tendencial más cargas singulares, programas de eficiencia energética y Plan de Cocción Eficiente.

b. Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025, **Caso Matriz Productiva.** Considera el abastecimiento de energía eléctrica para el crecimiento de la demanda con **Hipótesis 5**: que contiene las cargas consideradas en la Hipótesis 3 y, adicionalmente, el abastecimiento completo a la Refinería del Pacífico y a las industrias básicas de aluminio, cobre, petroquímica y astilleros.

En la Tabla Nro. 4-8 y en la Figura Nro. 4-7 se presenta el resumen del Caso Base del PEG, en el que se detalla la fecha más probable de operación comercial (en función del avance de las obras y de los requerimientos sugeridos por el OPTGEN), el nombre del proyecto de generación, la empresa o institución a cargo, el estado actual (construcción, estudios, etc.), si el proyecto se financia con fondos públicos o privados, el tipo de tecnología (hidroeléctrico, termoeléctrico, Energías Renovables No Convencionales, entre otros), la potencia nominal (MW), la energía media anual estimada (GWh/año), y la ubicación (provincia y cantón).

En el Plan se incorporan bloques de proyectos los mismos que serán definidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, así como aspectos relacionados con la tecnología, capacidades mínimas, ubicación geográfica, procesos públicos de selección para participación de empresas privadas; y, mecanismos de ejecución y financiamiento.

En la Tabla Nro. 4-9 se presenta los proyectos de generación adicionales al Caso Base que se requieren en el Caso Matriz Productiva del PEG.



Tabla Nro. 4-8: Proyectos del PEG 2016 – 2025 del S.N.I Caso Base

Año	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2016	Mazar-Dudas: Alazán	CELEC EP - Hidroazogues	En operación comercial	Pública	Hidroeléctrico	6,23	39,1	Cañar	Azogues
2016	San José del Tambo	Hidrotambo S.A	En operación comercial	Privada	Hidroeléctrico	8,00	45,0	Bolívar	Chillanes
2016	El Inga I	Gas Green S.A	En operación comercial	Privada	Biogás	2,00	15,6	Pichincha	Quito
2016	Coca Codo Sinclair	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	En operación comercial	Pública	Hidroeléctrico	1.500,00	8.743,0	Napo y Sucumbíos	Chaco y Lumbaqui
2016	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En operación comercial	Pública	Hidroeléctrico	487,00	2.800,0	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez
2016	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	En operación comercial	Privada	Hidroeléctrico	29,20	222,0	Tungurahua	Baños
2017	Victoria	Hidrovictoria S.A. (EEQSA)	En operación comercial	Pública	Hidroeléctrico	10,00	64,0	may-17	Quijos
2017	El Inga II	Gas Green S.A	En construcción	Privada	Biogás	3,00	23,4	Pichincha	Quito
2017	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	Machala
2017	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	275,00	1.290,8	Azuay / El Oro / Loja	Pucará / Saraguro / Pasaje

Año	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2017	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidroazogues	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2017	Chorrillos	CELEC EP - Gensur	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,0	Zamora Chinchipe	Zamora
2017	Delsitanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	180,00	1.411,0	Zamora Chinchipe	Zamora
2017	Palmira Nanegal	Hidroequinoccio EP	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	10,00	77,0	Pichincha	Quito
2017 2018	Toachi - Pilatón (Sarapullo 49 MW. Alluriquín 205.4 MW)	CELEC EP - Hidrotoapi	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha. Tsáchila. Cotopaxi	Mejía. Sto. Domingo de los Tsáchilas. Sigchos
2017	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	5,95	37,0	Pichincha	Quito
2017	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Pública	Termoeléctrico	110,00	720,0	El Oro	Machala
2017	Due	Hidroalto Generación de Energía S.A	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	49,71	420,9	Sucumbíos	Gonzalo Pizarro
2017	Río Verde Chico	Hidrosierra S.A	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	10,20	82,9	Tungurahua	Baños de Agua Santa
2018	Sigchos	Hidrosigchos C.A	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	18,57	126,4	Cotopaxi	Sigchos
2018	Pusuno	Elitenergy S.A	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	39,50	216,9	Napo	Tena
2018	Sabanilla	Hidrelgen S.A	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	194,0	Zamora Chinchipe	Zamora

Año	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2018	Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
2018	Normandía	Hidrowarm S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	48,15	350,7	Morona Santiago	Morona
2022	Bloque de proyectos con Energías Renovables	Varias	En trámite de obtención del título habilitante	Privada y/o pública	Renovables	200,00	876,0	Varias	Varios
2023	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	Autogeneración minera. En trámite.	Privada	Hidroeléctrico	138,0	964,0	Zamora Chinchipe	El Pangui
2023	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidro-paute / Empresa concesionaria	Declarado de Alta Prioridad para el sector eléctrico. Certificado de calificación. Diseño definitivo concluido.	Privada y/o pública	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez
		TOTAL				4.149	24,182		

Tabla Nro. 4 - 9: Proyectos del PEG 2016 – 2025 del S.N.I Caso Matriz Productiva

Contiene los proyectos adicionales al Caso Base

Año	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]
2023	Bloque de Proyectos Hidroeléctricos	Estudios y selección a cargo del MEER	En estudios	Por definir	Hidroeléctrico	140	800
2023	Bloque de proyectos termoeléctricos o geotérmicos	CELEC EP - Empresas concesionarias	En estudios de Prefactibilidad inicial	Por definir	Geotérmico	150	1.120,00
2023	Santiago (G8), Fase I	CELEC EP - Hidropaute / Empresa concesionaria	Certificado de calificación. Diseño definitivo concluido	Por definir	Hidroeléctrico	600	2.470,00
2023	Santiago (G8), Fase II	CELEC EP - Hidropaute / Empresa concesionaria	Diseño definitivo concluido	Por definir	Hidroeléctrico	600	2.470,00
2023	Santiago (G8), Fase III	CELEC EP - Hidropaute / Empresa concesionaria	Diseño definitivo concluido	Por definir	Hidroeléctrico	600	2.470,00
2025	Santiago (G8), Fase IV	CELEC EP - Hidropaute / Empresa concesionaria	Diseño definitivo concluido	Por definir	Hidroeléctrico	600	2.470,00
SUBTOTAL (ADICIONAL AL CASO BASE)						2.690,00	11.800,00
TOTAL CASO MATRIZ PRODUCTIVA						6.838,70	35.981,50

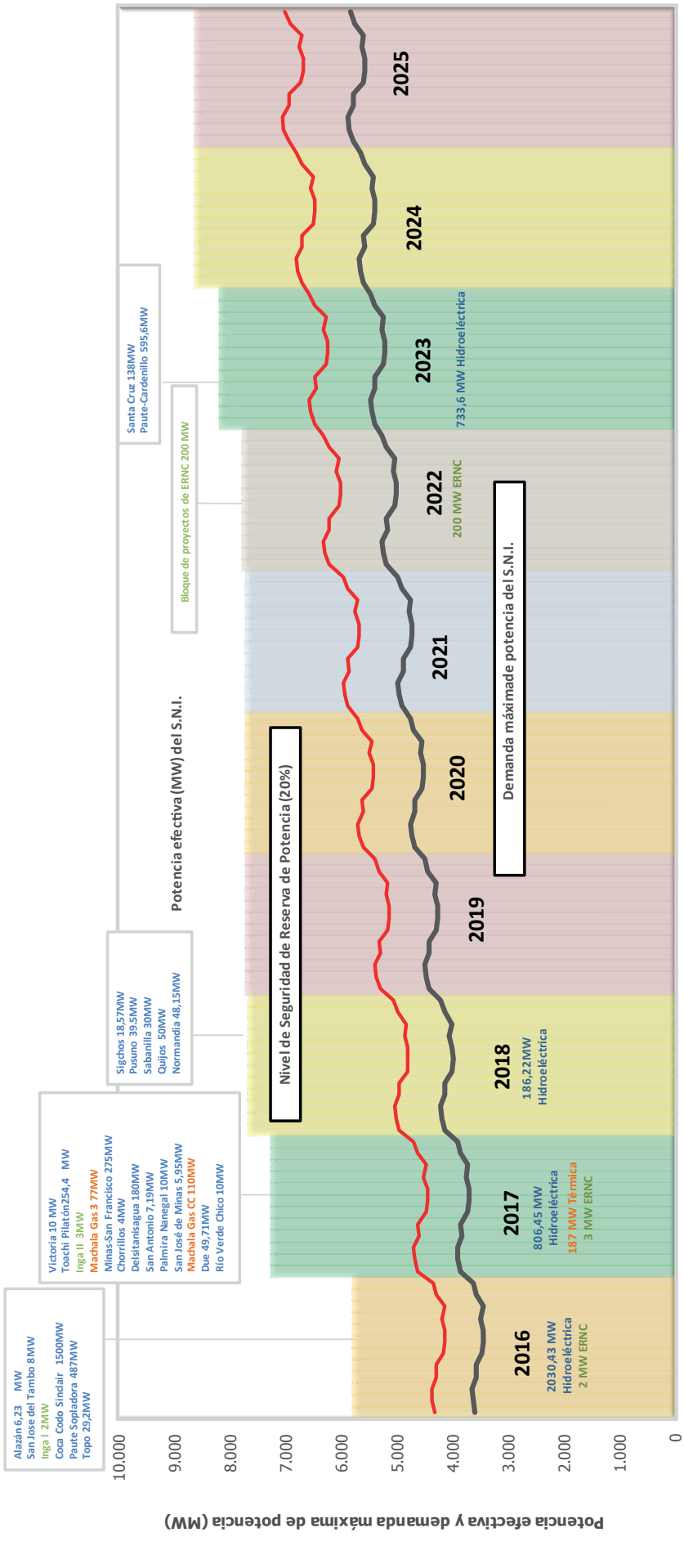


Figura Nro. 4-7: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SIN, PEG 2016 – 2025, Caso Base

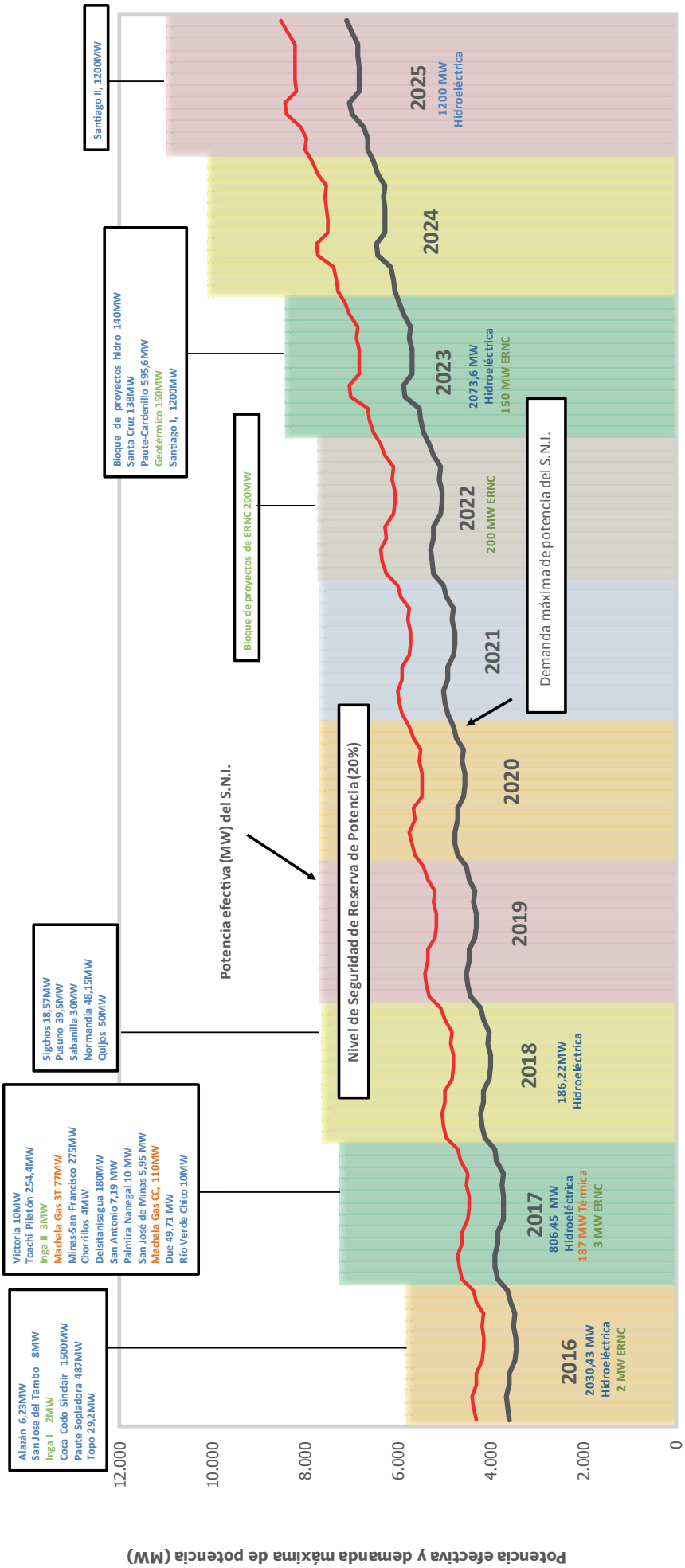


Figura Nro. 4-8: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SIN, PEG 2016 – 2025, Caso Matriz Productiva

4.8.3 Reservas de Potencia y Energía del S.N.I, PEG 2016 - 2025

Con el objeto de determinar un criterio sobre la reserva mínima de potencia y energía ante diferentes escenarios hidrológicos, se elaboró un diagnóstico de la generación del sector eléctrico, en el que se tomó en cuenta la seguridad en el abastecimiento de la demanda, el índice general energético, los índices de reserva de potencia y energía, la ejecución de los planes de mantenimiento de generación, el índice de indisponibilidad de generación y el índice de pronóstico de caudales promedio semanales. En el Anexo No. 4-5 se detallan los índices antes expuestos.

En función del diagnóstico antes citado, para el Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025, tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, se ha adoptado el criterio de garantizar una reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico semi-seco (con 75 % de probabilidad de excedencia), y una reserva mínima de potencia del 20%, sin considerar las interconexiones internacionales. Adicionalmente, se ha realizado una verificación del VERE y VEREC, metodología utilizada en varios países de América Central y de Sudamérica.

Se presentan los resultados de reservas de energía para dos escenarios hidrológicos: hidrología media e hidrología semi-seca:

4.8.3.1 Hidrología Media

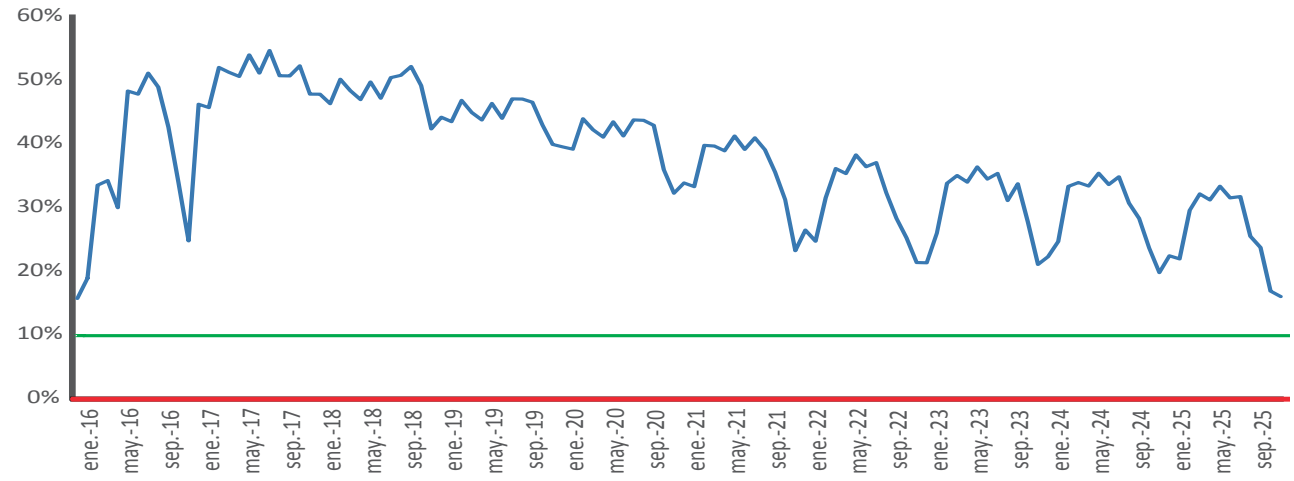


Figura Nro. 4-9: Reserva de energía con hidrología media, Caso Base



Figura Nro. 4-10: Reserva de energía con hidrología media, Caso Matriz Productiva

C4

4.8.3.2 Hidrología Semi – Seca

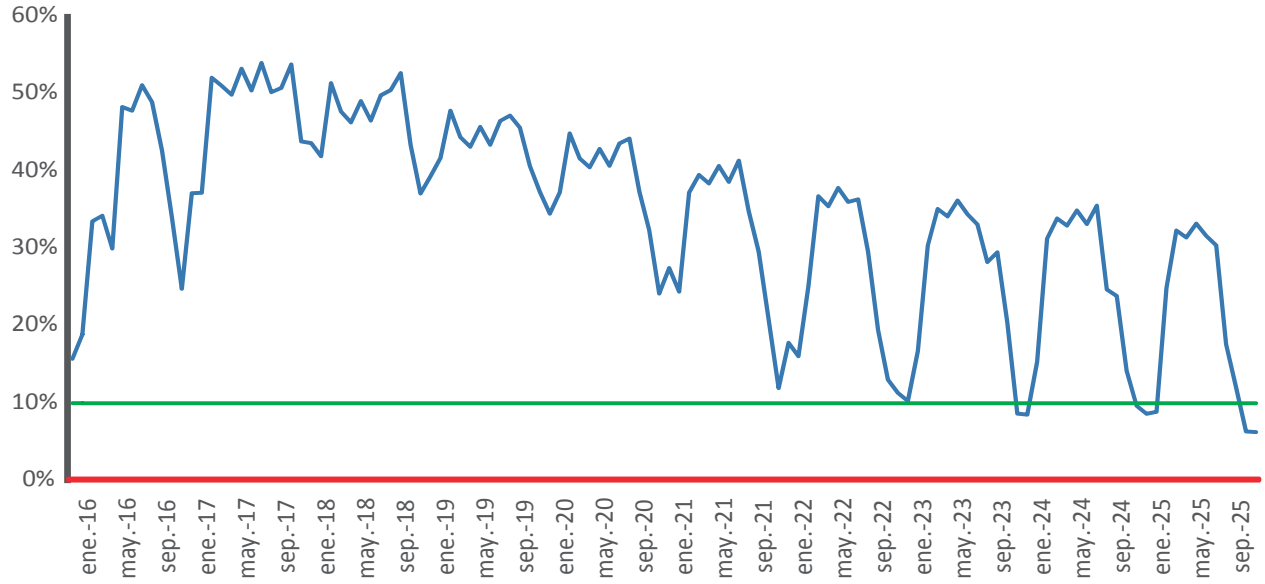


Figura Nro. 4-11: Reserva de energía con hidrología semi-seca, Caso Base

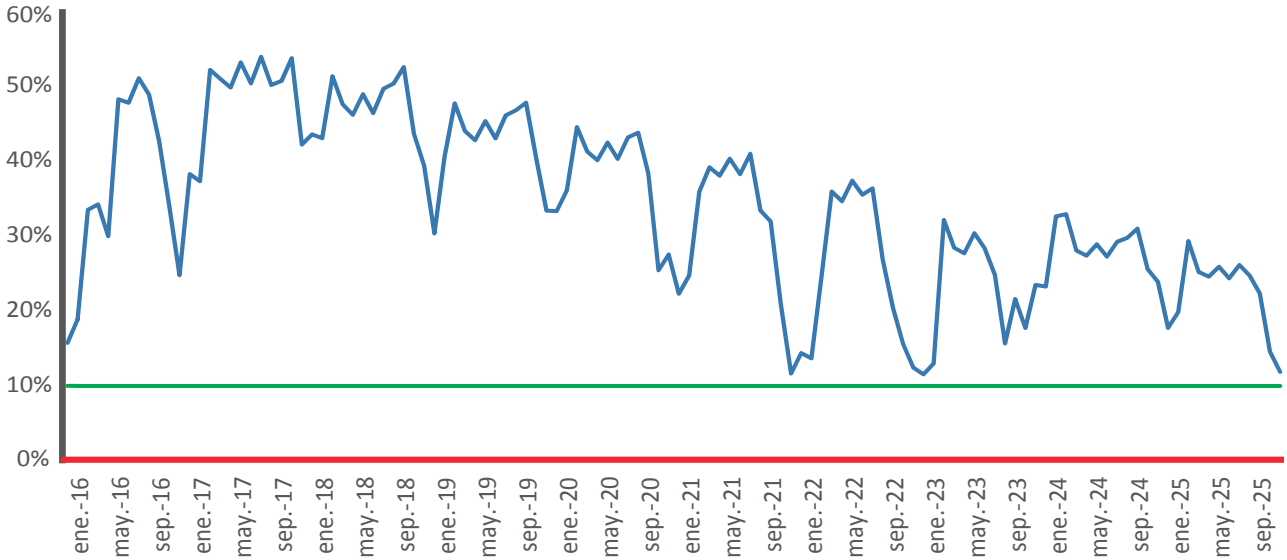


Figura Nro. 4-12: Reserva de energía con hidrología semi-seca, Caso Matriz Productiva

4.8.3.3 Reserva de Potencia

La reserva de potencia se mantiene prácticamente superior al 20% en todo el período, tanto para el Caso Base del Plan de Expansión de Generación como para el Caso Matriz Productiva, tal como se puede observar en la Figura Nro. 4-13 y en la Figura Nro. 4-14.

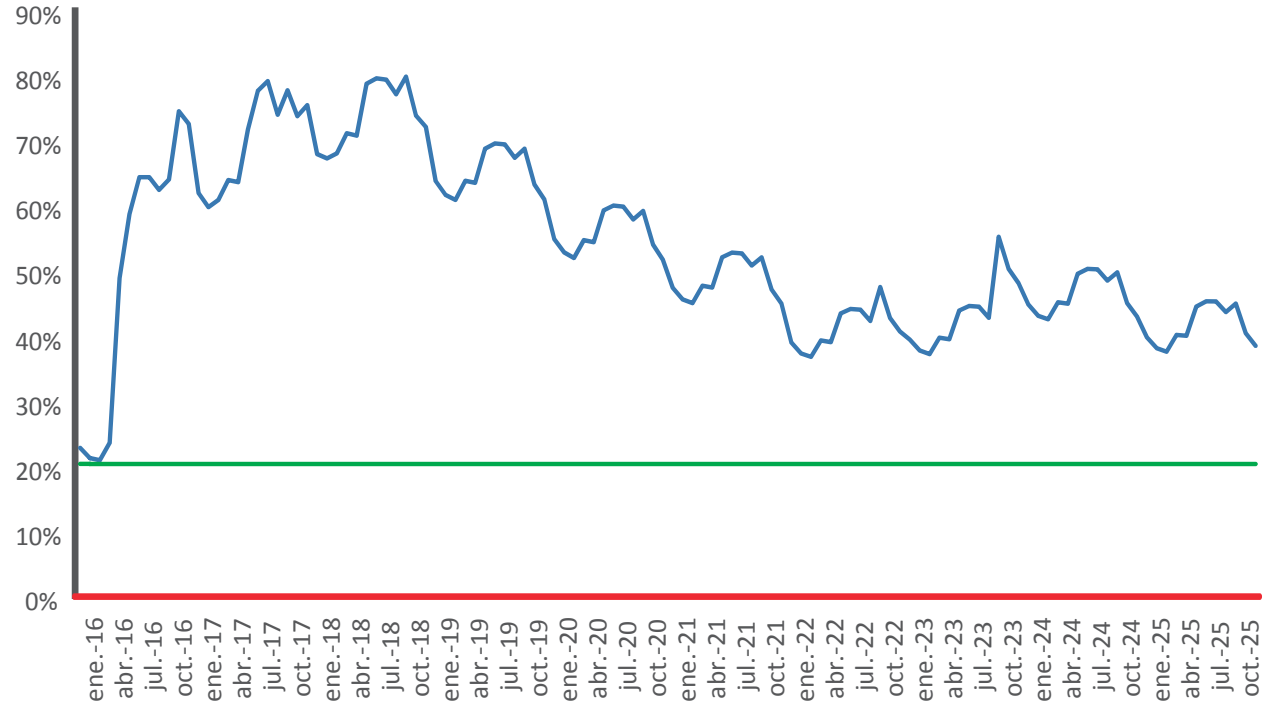


Figura Nro. 4-13: Reserva de potencia del S.N.I, Caso Base



Figura Nro. 4-14: Reserva de potencia del S.N.I, Caso Matriz Productiva

4.8.3.4 Composición de la Generación con Hidrología Promedio

En la Figura Nro. 4-15 y Figura Nro. 4-16 se presentan los resultados de la estimación de la composición de la generación para el PEG Caso Base y para el Caso Matriz Productiva, respectivamente, para una condición hidrológica promedio.

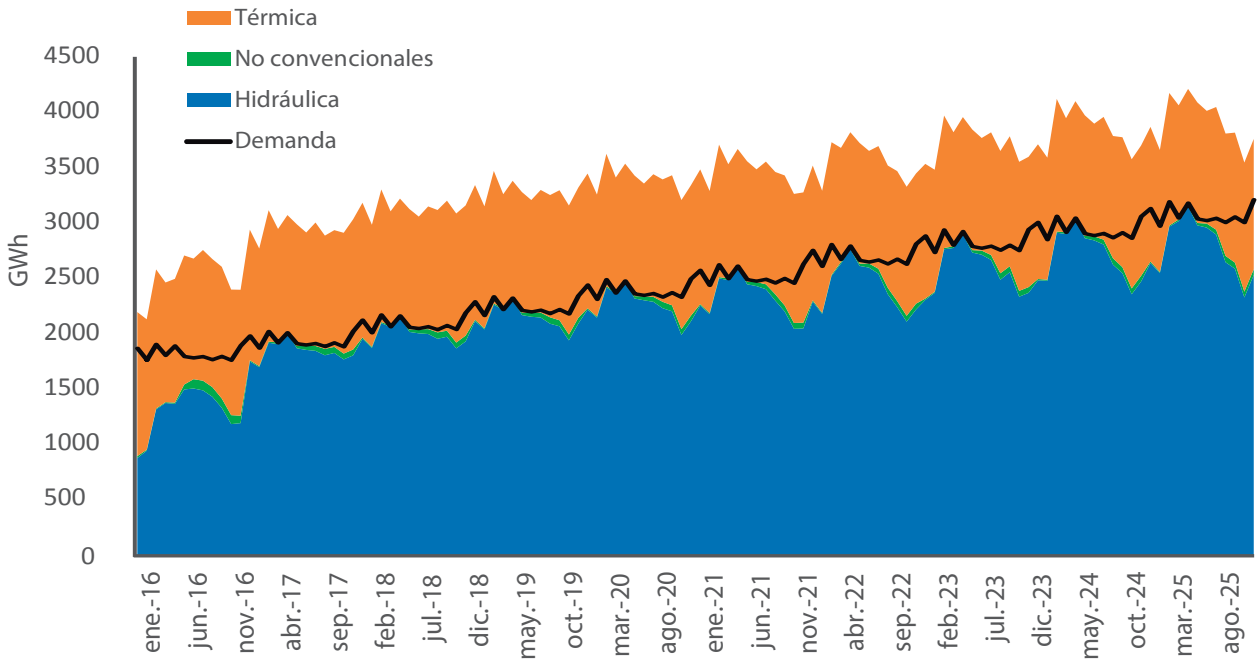


Figura Nro. 4-15: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base (GWh/mes)

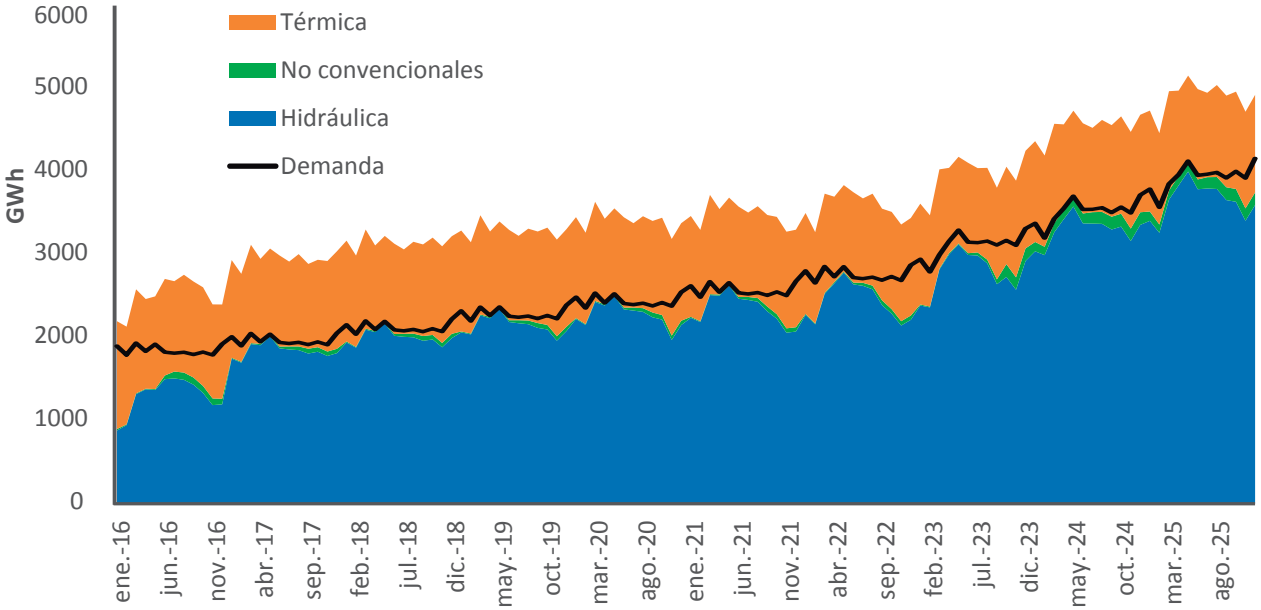


Figura Nro. 4-16: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz productiva (GWh/mes)

4.8.3.5 Composición de la Generación con Hidrología Semi-Seca

En la Figura Nro. 4-17 y Figura Nro. 4-18 se presentan los resultados de la estimación de la composición de la generación para el PEG Caso Base y para el Caso Matriz Productiva, respectivamente, para una condición hidrológica semi-seca (75% de probabilidad de ocurrencia o excedencia).

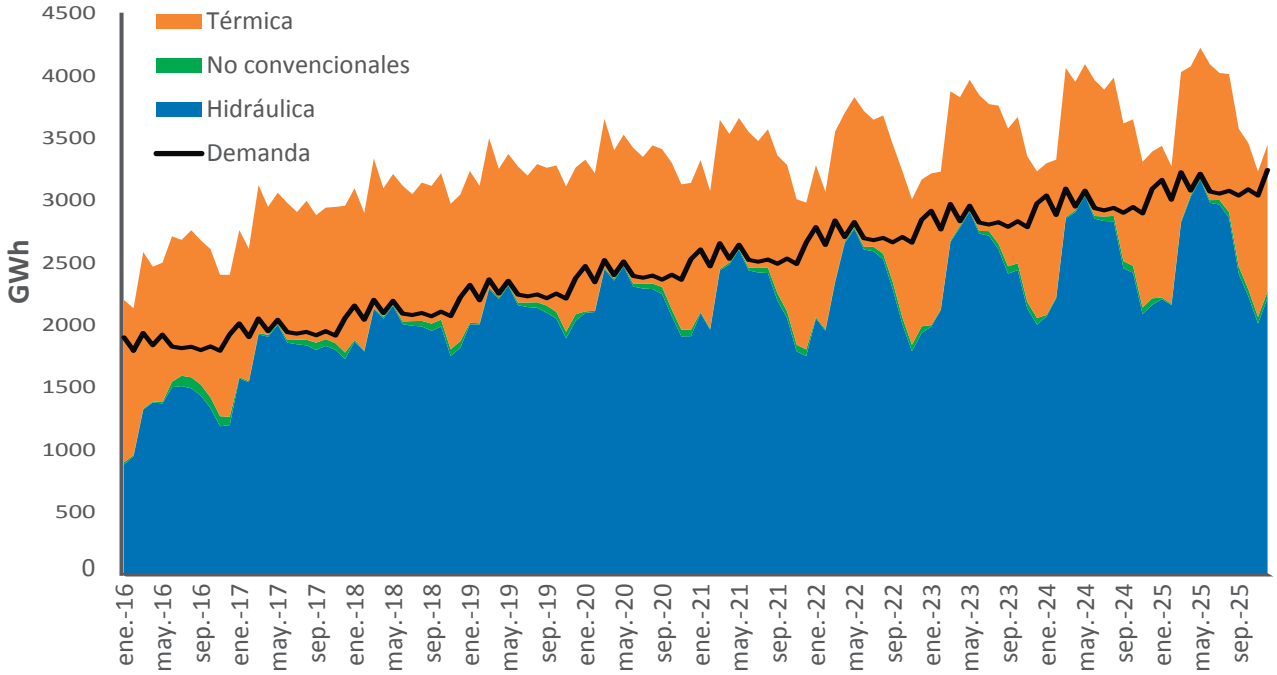


Figura Nro. 4-17: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base (GWh/mes)

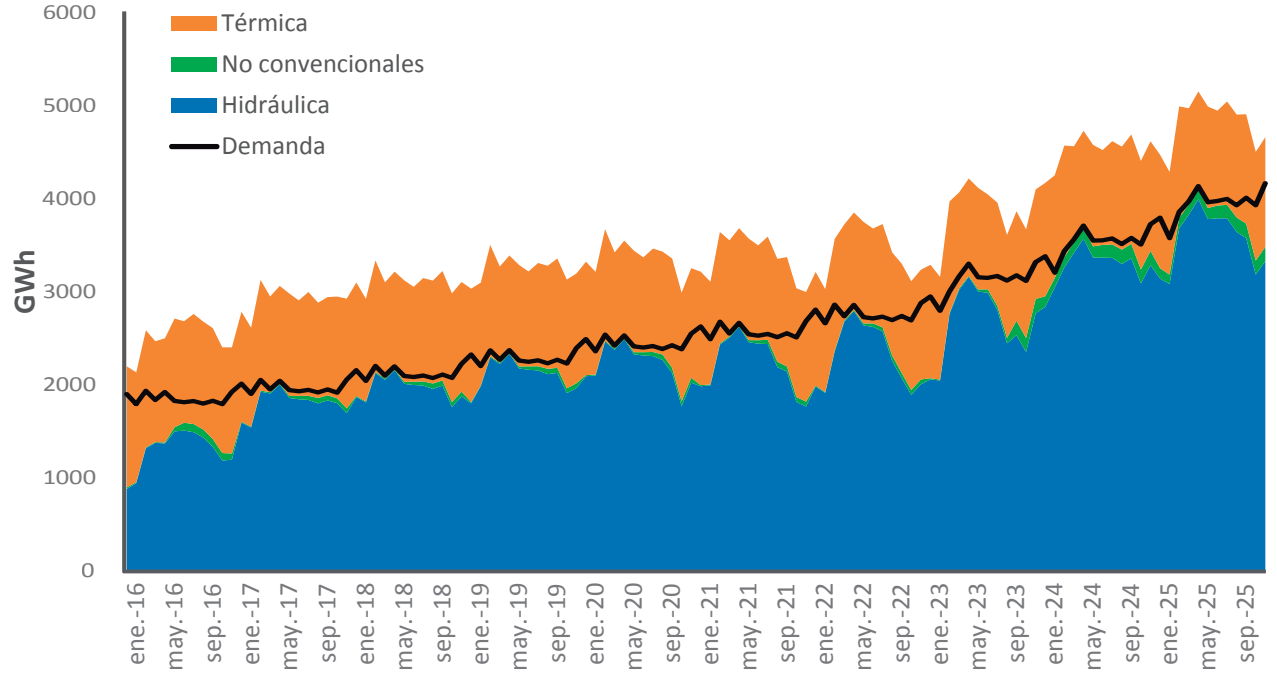


Figura Nro. 4-18: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva (GWh/mes)

4.8.3.6 Criterio de Confiabilidad VERE y VEREC

En un país, con un parque generador hidroeléctrico predominante se recomienda el uso de criterios de confiabilidad que permitan estimar los posibles racionamientos.

Algunos países de Centroamérica y Sudamérica utilizan en su planeación los denominados "Índices de verificación de racionamientos de energía en el horizonte del planeamiento operativo": VERE y VEREC. Estos índices deben ser verificados para establecer la viabilidad de los programas de mantenimiento para un determinado mes.

4.8.3.6.1 Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE)

Es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este límite de confiabilidad, está expresado en porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor de 1%, obtenido como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de energía mediante reducción de voltaje y frecuencia, sin desconexión de circuitos (en algunos países de Latinoamérica se utiliza el 1,5%).

4.8.3.6.2 Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC)

Es el valor esperado del porcentaje de racionamiento con respecto a la demanda, cuyo valor límite es el 1,5% de la demanda de energía y el número de casos de racionamiento, cuyo límite es 5% del total de escenarios hidrológicos considerados. Por tanto, en un análisis que contempla 100 escenario hidrológicos, el VEREC no debe superar el 1,5% de la demanda mensual de energía en más de 5 escenarios hidrológicos. (En algunos países de Latinoamérica se utiliza el 2 %).

El criterio adoptado para el presente PEG 2016 – 2025 ha sido:

- VERE: límite máximo 1%
- VEREC: límite máximo 1,5%

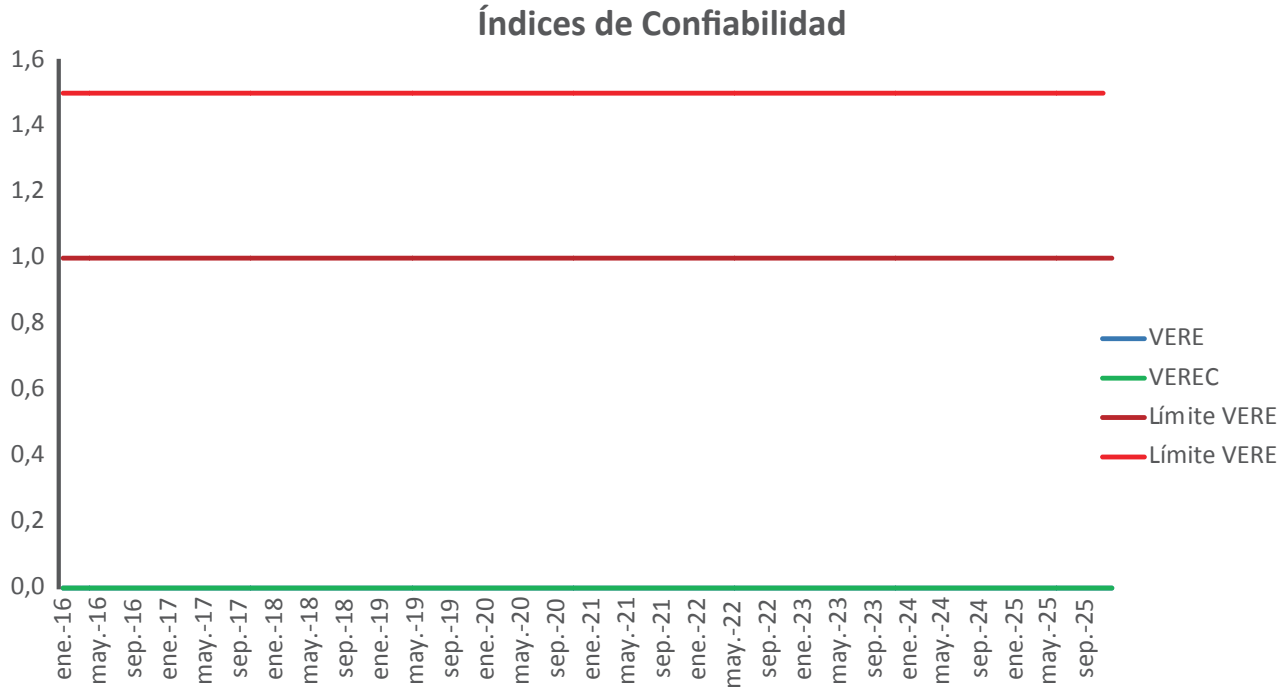


Figura Nro. 4-19: Índices de confiabilidad VERE y VEREC

Los valores obtenidos en los índices de confiabilidad son prácticamente cero, tanto para el Caso Base y Caso Matriz Productiva. Por consiguiente el riesgo de desabastecimiento de energía es nulo.

Con base a los criterios de planificación establecidos, y conforme a los resultados obtenidos del nivel de reservas, VERE y VEREC, el PEG permite garantizar el normal abastecimiento eléctrico ante posibles incertidumbres adicionales a las consideradas.

4.8.4 Consumo de Combustibles y Emisiones de CO_2

El consumo estimado de combustibles para condiciones hidrológicas medias se presenta en la Tabla Nro. 4-10 y en la Figura Nro. 4-20: Consumo estimado de combustibles, Hidrología media, Caso Base ; así como en la Tabla Nro. 4-11 y en la Figura Nro. 4-21.

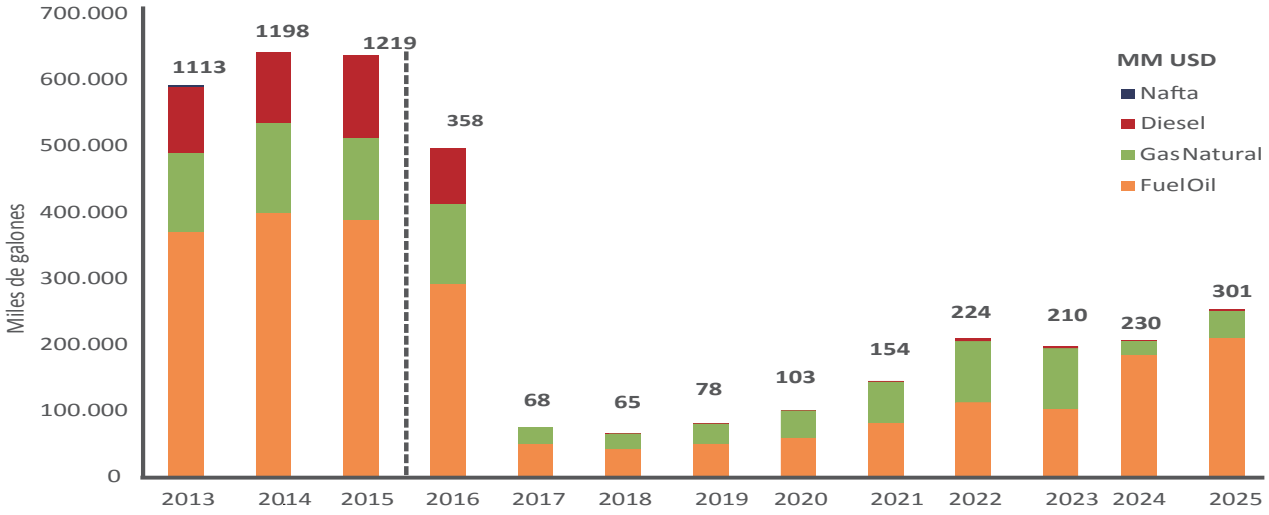


Figura Nro. 4-20: Consumo estimado de combustibles, Hidrología media, Caso Base
Valores superiores de las barras expresados en millones de dolares MM USD

En la Figura Nro. 4-20: Consumo estimado de combustibles, Hidrología media, Caso Base y en la Figura Nro. 4-21 se han incluido una estimación de los montos económicos requeridos, en millones de dólares, para la compra de combustibles a precios internacionales. Los valores de los años 2013 a 2015 son estadísticos y se han estimado con los siguientes precios: diésel: 2,80 USD/galón; fuel oil: 2 USD/galón; nafta: 2 USD/galón; gas natural: 5,6 USD/KPC.

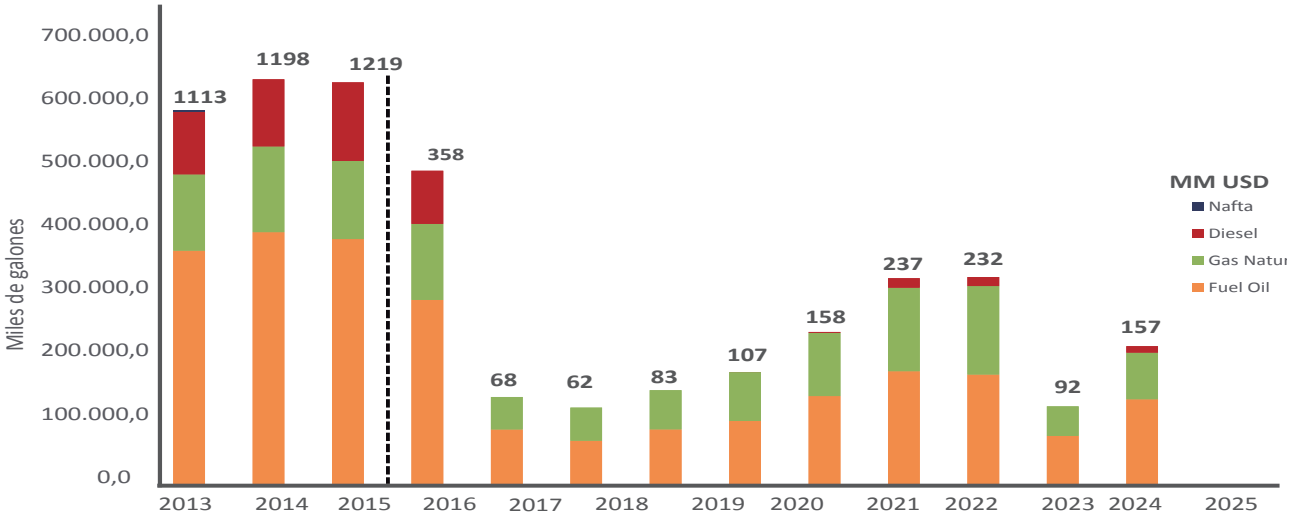


Figura Nro. 4-21: Consumo estimado de combustibles, Hidrología media, Caso Matriz Productiva
Valores superiores de las barras expresados en millones de dolares MM USD

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]*	Fuel Oil [galón]
2013	16.206	2.706	98.740	26.524	343.514	120.809	370.038
2014	18.223	0	106.342	30.486	368,784	135.841	399.269
2015	16.605	0	124.567	52.645	335,749	123.780	388.394
2016	16.147	0	84.114	43.346	248,728	120.370	292.074
2017	3.475	0	0	33.876	15,709	25.900	49.585
2018	3.174	0	11	33.649	11,548	23.658	45.197
2019	3.874	0	174	34.020	12,298	28.877	46.318
2020	5.125	0	382	35.629	22,254	38.206	57.883
2021	8.187	0	980	36.080	42,875	61.029	78.955
2022	11.896	0	2.963	40.327	67,183	88.678	107.510
2023	9.836	0	3.385	39.523	59,640	73.324	99.163
2024	9.636	0	5.187	41.230	61,891	71.828	103.121
2025	11.510	0	8.287	46.975	83,490	85.800	130.465
Total	133.894	2.706	435.133	494.309	1.673.662	998.102	2.167.972

Tabla Nro. 4-10: Consumo estimado de combustibles, Caso Base

*Se utilizó el poder calorífico superior del gas 1017 BTU/pie³; y el poder calorífico superior del Fuel Oil 136429 BTU/galón.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]*	Fuel Oil [galón]
2013	16.206	2.706	98.740	26.524	343.514	120.809	370.038
2014	18.223	0	106.342	30.486	368.784	135.841	399.269
2015	16.605	0	124.567	52.645	335.749	123.780	388.394
2016	16.147	0	84.114	43.346	248.728	120.370	292.074
2017	3.363	0	0	34.190	15.746	25.072	49.936
2018	3.138	0	14	33.841	8.288	23.391	42.129
2019	4.044	0	142	34.178	16.013	30.147	50.191
2020	5.540	0	140	35.869	23.331	41.98	59.200
2021	8.399	0	1.011	37.521	44.039	62.608	81.560
2022	12.382	0	3.798	41.638	71.441	92.301	113.079
2023	12.345	0	2.821	40.306	62.456	92.025	102.762
2024	2.774	0	537	34.705	11.070	20.679	45.775
2025	5.438	0	2.826	38.488	31.874	40.533	70.362
Total	124.605	2.706	425.051	483.736	1.581.033	928.857	2.064.769

Tabla Nro. 4-11: Consumo estimado de combustibles, Caso Matriz Productiva

Como se observa, con el ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas en los años 2016 y 2017, se produce una fuerte disminución del consumo promedio de combustibles, especialmente diésel, fuel oil 4 y fuel oil 6, lo que representa ingentes ahorros para el erario nacional.

Entre los múltiples resultados de la simulación de la expansión de la generación, se dispone de la estimación de emisiones de CO_2 a la atmósfera, considerando un factor de emisión asociado al tipo de combustible utilizado. Los factores utilizados son de uso generalizado en la mayoría de los países de Sudamérica y Centroamérica y se encuentran detallados en el documento "Cálculo del factor de emisión", disponible para descarga en el sitio web de CENACE: www.cenace.org.ec. En la Figura Nro. 4-22 y en la Figura Nro. 4-23 se presenta la estimación de emisiones de CO_2 para condiciones hidrológicas medias, donde se puede observar que dichas emisiones disminuirían drásticamente para el 2017 y años siguientes, con el consecuente beneficio ambiental para el país.

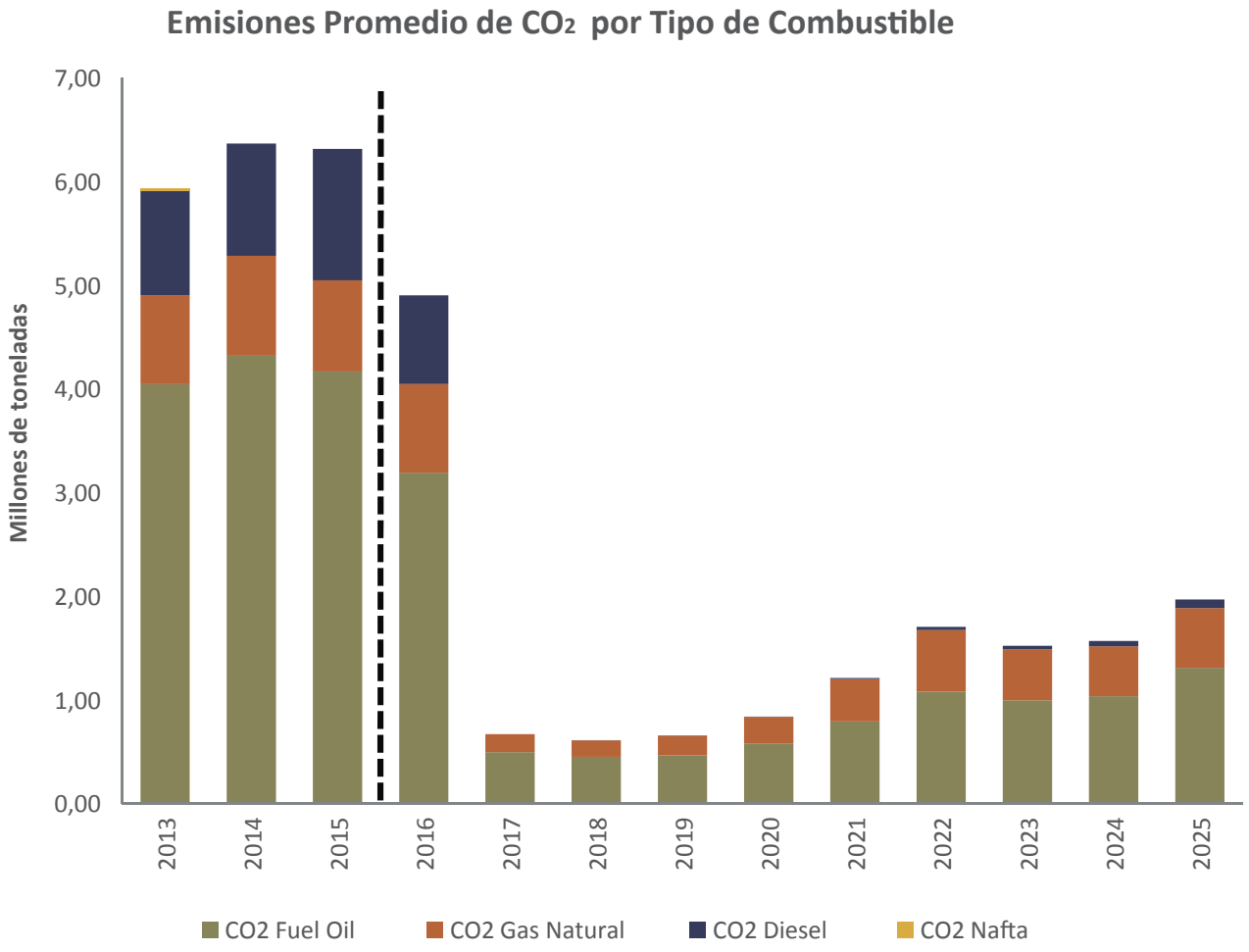


Figura Nro. 4-22: Emisiones estimadas de CO_2, hidrología media, Caso Base

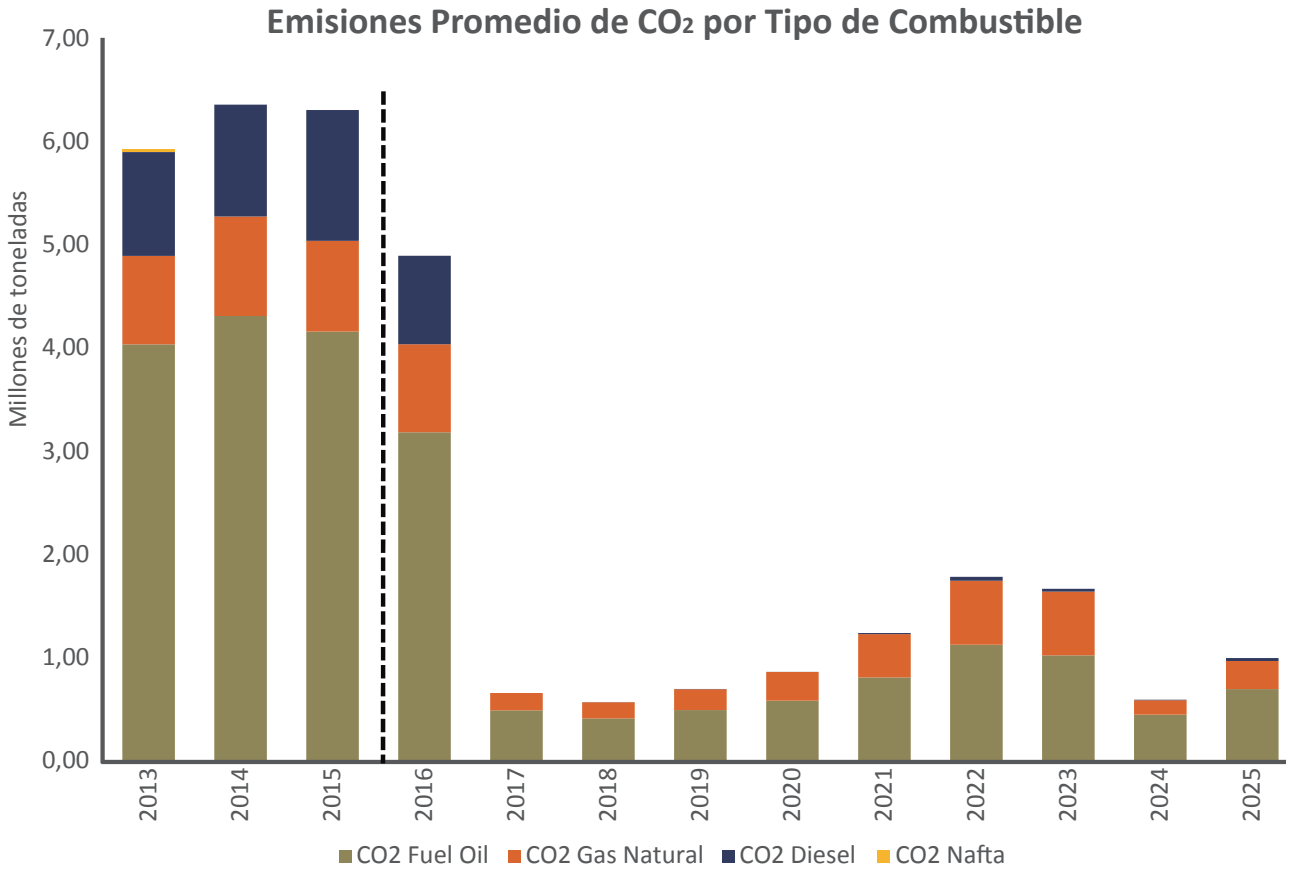


Figura Nro. 4-23: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Matriz Productiva

4.8.5 Inversiones Estimadas en el PEG 2016 – 2025 del S.N.I

Un resumen de las inversiones totales de los proyectos del S.N.I, estimadas para el periodo 2016 – 2025 se presentan en la tabla y figuras siguientes:

Año	Inversión estimada (MM USD)	
	Caso Base	Caso Matriz Productiva
2016	869	869
2017	475	490
2018	349	719
2019	247	761
2020	403	1.051
2021	506	1.222
2022	765	1.127
2023	743	1.078
2024	533	912
2025	530	661
Subtotal 2017-2025	4.551	8.021
Total 2016-2025	5.420	8.890

Tabla Nro. 4-12: Inversiones públicas y privadas estimadas, Caso Base y Caso Matriz Productiva

Como se puede apreciar en la Tabla Nro. 4-12, las diferencias entre la inversiones estimadas para el Caso Base del PEG y para el Caso Matriz Productiva, son significativas a partir del año 2018. La toma de decisiones sobre la ejecución de los proyectos adicionales considerados en el Caso Matriz Productiva está estrechamente relacionada a la incorporación de las cargas adicionales de la Refinería del Pacífico, la Industria Petroquímica, la industria del Cobre, los Astilleros y, finalmente, la industria del Aluminio. Al ser la industria del Aluminio la más demandante, su ejecución está condicionada al desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Santiago (G8), que en su desarrollo total contará con 3.600 MW de potencia instalada. En la Figura Nro. 4-24 y en la Figura Nro. 4-25 se presenta la estimación de inversiones para el PEG Caso Base y para el Caso Matriz Productiva, respectivamente.

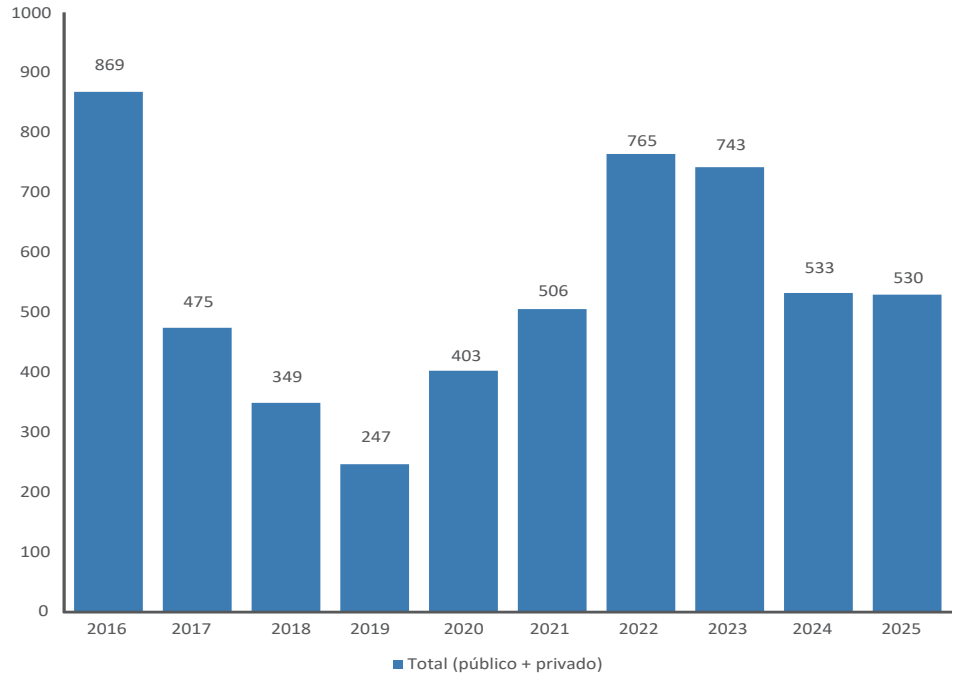


Figura Nro. 4-24: Inversiones estimadas (en millones de USD), PEG del S.N.I, Caso Base

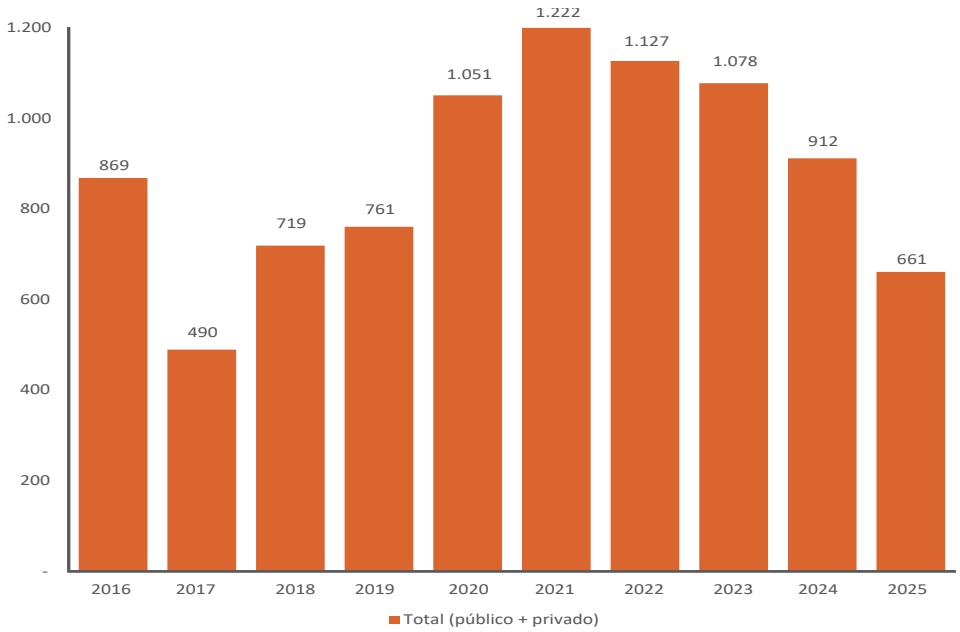


Figura Nro. 4-25: Inversiones estimadas (en millones de USD), PEG del S.N.I, Caso Matriz Productiva

4.8.5.1 Mapa de Ubicación de Proyectos

En el Figura Nro. 4-26 se presenta la ubicación de los proyectos de generación considerados en el Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025, Caso Base. En el mismo mapa se aprecia al Proyecto Hidroeléctrico Santiago (3.600 MW), del Caso Matriz Productiva.

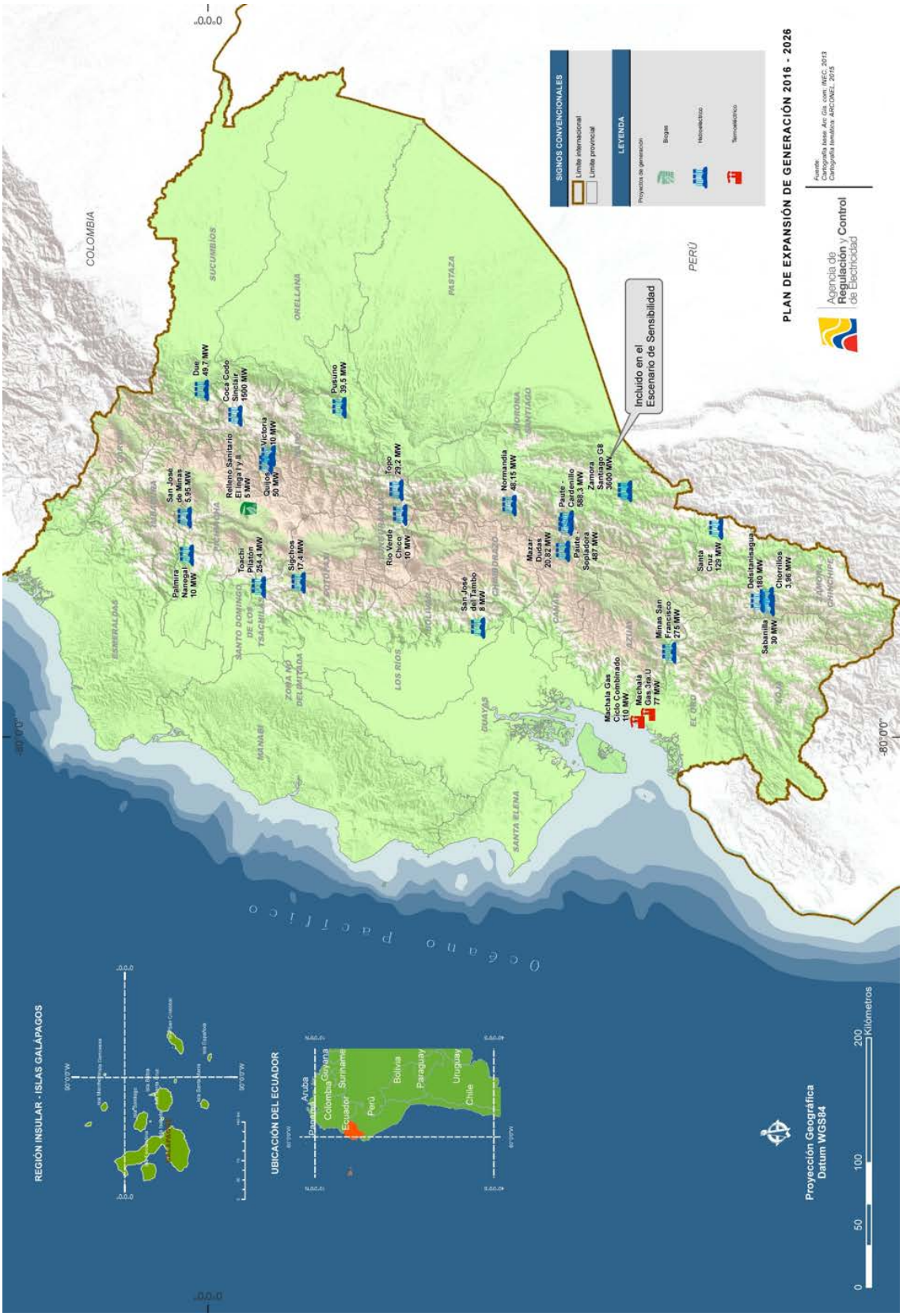


Figura Nro. 4-26: Ubicación de los proyectos del Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025, del S.N.I

4.9 Plan de Expansión de Generación en el Sistema Aislado Galápagos

El Plan de expansión del sistema eléctrico para la provincia de Galápagos se sustenta en las políticas y objetivos de: La Constitución de la República del Ecuador, Plan Nacional del Buen Vivir, y Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPEE-.

El principal lineamiento constituye el impulso al desarrollo del sector sustentablemente; con los criterios de soberanía energética y aprovechamiento de recursos renovables disponibles, con la finalidad de reducir el uso de combustibles fósiles para generación eléctrica.
Por tanto, la dotación de un servicio seguro, confiable, de calidad, eficiente y amigable con el medio ambiente, exige la necesidad de implementar centrales con los más modernos avances tecnológicos en generación renovable no convencional, con la finalidad de coadyuvar al desarrollo sostenible de la región insular.

4.9.1 Antecedentes Iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en Galápagos”

El Estado ecuatoriano mantiene como política la conservación ambiental de las Islas Galápagos, por esta razón en 1986 el Gobierno del Ecuador declara al Archipiélago de Galápagos como Reserva de la Biosfera y en 1990 Santuario de Ballenas. En el año 2001 fue incluida por la ONU en la lista de Patrimonios Naturales de la Humanidad, además en 1998 se aprobó la Ley Orgánica de Régimen Especial para la Conservación y Desarrollo Sustentable de la Provincia de Galápagos, donde se estableció La Reserva Marina de Galápagos, reconociéndose de esta manera su enorme valor ecológico, cultural, educacional y económico para la conservación y mantenimiento de especies únicas en el mundo.

El constante transporte de combustibles fósiles por medio marítimo hacia las Islas hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan accidentes y derrames. Así mismo y debido al uso de combustibles fósiles para generación de electricidad, se emiten gases nocivos para el medio ambiente, provocando significantes impactos ambientales en una zona que posee un elevado endemismo que permite separarla como una región biogeográfica única, constituyéndose en un refugio de especies amenazadas y un atractivo turístico.

El Gobierno Nacional aspira que la aplicación de tecnologías energéticas sustentadas en el aprovechamiento de fuentes renovables y no convencionales de energía, disminuya la transportación de combustibles fósiles y por ende la emisión de gases de efecto invernadero.
En el año 2007, el Gobierno del Ecuador declaró en situación de riesgo a las Islas Galápagos y ordenó asignar la máxima prioridad a la conservación de su biodiversidad y así superar la grave crisis institucional, ambiental y social que viven las islas.

Ante la problemática energética existente en las Islas, el Gobierno del Ecuador promueve desde el año 2007 la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos”, que plantea el objetivo de disminuir el uso de derivados del petróleo en esa zona de alta sensibilidad ambiental y social como parte importante de la estrategia nacional de conservación del Archipiélago, en cumplimiento de los compromisos que ha asumido el Estado Ecuatoriano con la comunidad internacional y sus organismos especializados.

Para la ejecución de la iniciativa en el ámbito de su competencia, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) se encuentra diseñando y ejecutando un conjunto de proyectos que apuntan a sustituir la generación eléctrica basada en energía térmica de origen fósil por energía renovable basada en los recursos solar y eólico principalmente.

4.9.2 Matriz de Generación de Energía Eléctrica

En la Figura Nro. 4-27, se puede observar la matriz de generación de energía eléctrica de la provincia de Galápagos, la misma que actualmente se ve influenciada por el ingreso de operación de centrales de generación no convencional, como es el caso de las centrales fotovoltaicas en Santa Cruz

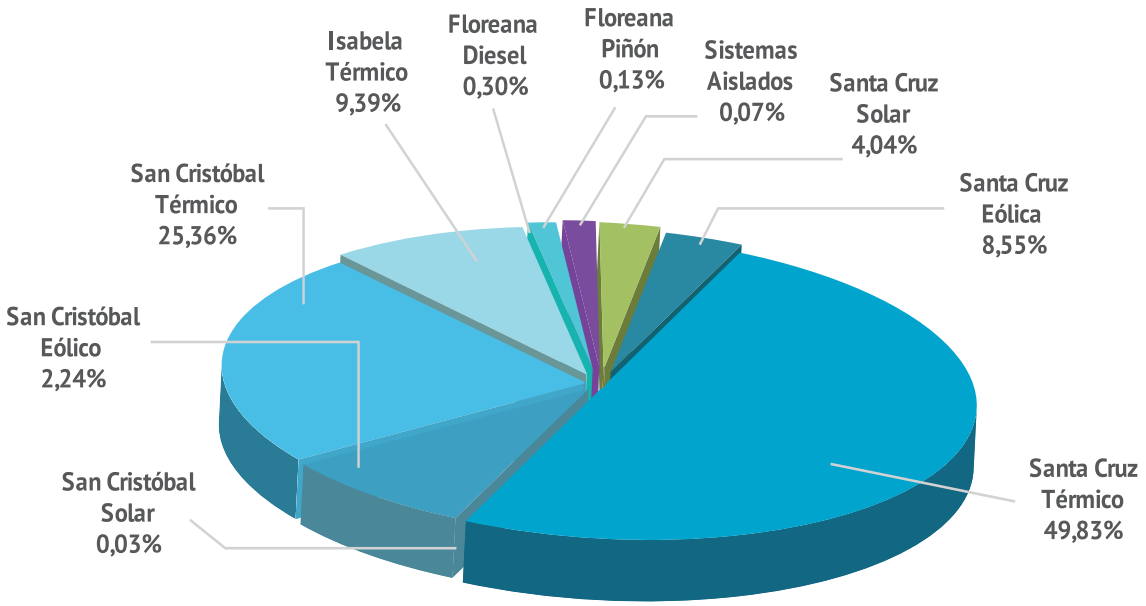


Figura Nro. 4-27: Matriz de generación de energía eléctrica de Galápagos 2016

Como se muestra en la figura anterior, es notable el aporte de los sistemas térmicos de generación para satisfacer la demanda de la provincia, los mismos que son indispensables para dar estabilidad en la operación del sistema de potencia, así como, confiabilidad de servicio a cada isla.

El desarrollo de los proyectos bajo la Iniciativa "Cero Combustibles", han logrado cambiar la matriz de generación eléctrica a partir del 2006, desplazando la participación del parque térmico de un 100% a una participación del 85%, permitiendo así que los recursos renovables y disponibles en las islas aporten el 15% de la energía.

Durante el periodo 2007-2016 se implementaron algunos proyectos de energía renovable, que permitieron la reducción acumulada de 3 millones de galones de diésel para la generación de electricidad, evitando así la emisión de aproximadamente 26,7 mil toneladas de CO_2 significando un ahorro de 2,73 millones de dólares.

4.9.3 Infraestructura Existente en Galápagos

El parque de generación en Galápagos se conforma de sistemas aislados para cada una de las islas, los cuales están compuestos en su mayor parte por centrales termoeléctricas, seguida por centrales de generación de fuente renovables como: parques eólicos, motores duales que utilizan biocombustibles (aceite de piñón), centrales fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía.

Los sistemas de generación de las islas Galápagos se detallan a continuación:

Isla	Térmico	Eólico	Fotovoltaica	Baterías
	kW	kW	kW	kWh
San Cristóbal	8.390	2.400	12,5	
Santa Cruz - Baltra	13.900	2.250	1.565	4 000 Pb-Acido 268 Ion-litio
Isabela	2.850	-----	-----	
Floreana	283 (138 Dual*)	-----	21	192

Tabla Nro. 4-13: Potencia Nominal Instalada - Galápagos

4.9.3.1 Centrales en San Cristóbal

El sistema de generación en la Isla San Cristóbal, actualmente dispone de las siguientes centrales de generación:

1) El Parque Eólico San Cristóbal, ubicado en Cerro "El Tropezón", parroquia El Progreso, el cual dispone de 3 turbinas de 800 kW con una potencia total instalada de 2,4 MW. En el año 2016 el sistema produjo 16 GWh de energía eléctrica.

2) Se dispone de 9,3 MW en capacidad térmica diésel instalada, con el detalle que se muestra en la Tabla Nro. 4-14.

Unidad No.	Año de Fabricación	Potencia Nominal (kW)	Potencia Efectiva (kW)
1	1991	650	560
2	2009	986	880
3	1993	650	560
4	1993	650	560
5	2014	1 000	920
6	2014	850	760
7	2015	1.700	1.500
8	2015	1.700	1.500
9	2011	1.100	960

Tabla Nro. 4-14: Parque térmico- San Cristóbal

A continuación se presenta la participación en la producción de electricidad por tipo de tecnología:

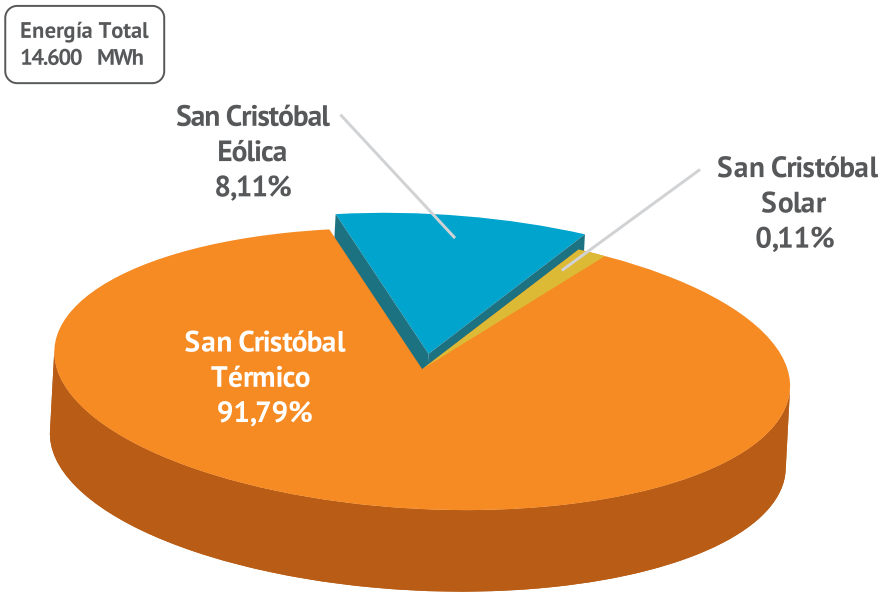


Figura Nro. 4-28: Matriz de generación Sistema San Cristóbal 2016, (ELECGALAPAGOS)

4.9.3.2 Centrales del Sistema Baltra - Santa Cruz

El sistema de generación Baltra Santa Cruz, actualmente dispone de la siguiente infraestructura:

1) Parque Eólico de 2,25 MW de potencia instalada. Se integra al sistema eléctrico a través de la S/E-Baltra por medio de la línea de subtransmisión de 34,5 kV hasta la S/E Pto. Ayora. El parque aporta al abastecimiento de la demanda del cantón Santa Cruz e isla Baltra en alrededor del 13,7% anual [23].

2) Parque Fotovoltaico de 65 kWp, se ubica en el límite sur occidental de la zona urbana de Puerto Ayora, aporta al sistema con el 6,48%.

3) Un sistema de almacenamiento en baterías recargable Ion-Li (500 kW; 268 kWh) y Plomo-Acido (500 kW; 4.000 kWh). Este permite aprovechar el recurso solar de la isla, regular las fluctuaciones del parque eólico y almacenar los excedentes de energía.

Con el aprovechamiento de fuentes renovables de energía, se abastece una demanda de energía de 30 GWh.

4) Se dispone de 13,9 MW en capacidad térmica diésel instalada, con el detalle que se muestra en la Tabla Nro. 4-15.

Unidad No.	Año de Fabricación	Potencia Nominal (kW)	Potencia Efectiva (kW)
1	1990	650	550
2	1990	650	540
3	1990	650	540
4	1990	1.100	880
5	1990	650	540
6	2011	1.700	1.400
7	2011	1.700	1.400
8	2011	1.700	1.400
9	2011	1.700	1.400
10	2011	1.700	1.400
11	2011	1.700	1.400

Tabla Nro. 4-15: Parque térmico - Santa Cruz.

La composición de aportes energéticos del año 2016 se muestra en la Figura Nro. 4-29.

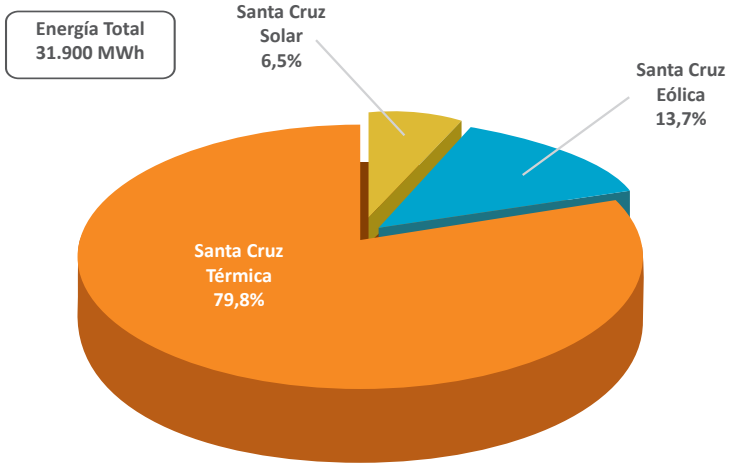


Figura Nro. 4-29: Matriz de generación Sistema Baltra Santa Cruz 2016, (ELECGALAPAGOS

23 Balance Eléctrico 2015,ELECGALAPAGOS

4.9.3.3 Centrales en Isabela

El sistema de generación en la Isla Isabela, se conforma por una central térmica diésel con una potencia instalada de 2,6 MW, como muestra el detalle la Tabla Nro. 4-16.

Unidad No.	Año de Fabricación	Potencia Nominal (kW)	Potencia Efectiva (kW)
1	1990	650	400
2	2010	545	400
3	2001	510	350
4	2010	545	400
5	2014	1 000	660

Tabla Nro. 4-16: Parque térmico Isabela.

Fuente: CELEC-EP UN Termopichincha.

El sistema de Isabela abastece una demanda de energía de 5 GWh al año.

Actualmente está en construcción el proyecto Híbrido isla Isabela, que contará con una potencia instalada de: 0,92 MWp fotovoltaico, 1,62 MW térmico dual (piñón diésel) y 258 kWh de capacidad de almacenamiento lón-litio. Con la puesta en operación de este proyecto se estima una participación del 44% de energía renovable y del 56% de energía térmica.

4.9.3.4 Centrales en Floreana

El sistema de generación en la isla Floreana es un sistema híbrido con las siguientes centrales:

1) Planta fotovoltaica Perla Solar de 21 kWp, se encuentra integrada por un sistema de acumulación por medio de baterías de 192 kWh.

2) Un sistema de generación dual, con una potencia instalada de 138 kW en capacidad térmica dual (piñón-diésel), y 160 kW en térmico diésel tal como lo muestra la Tabla Nro. 4-17.

Unidad No.	Año de Fabricación	Potencia Nominal (kW)	Potencia Efectiva (kW)
1	2010	75	69
2	2010	75	69
3	2011	65	60
4	2010	105	100

Tabla Nro. 4-17: Parque térmico Floreana.

Fuente: CELEC-EP UN Termopichincha.

Este sistema abastece una demanda de energía anual de 250 MWh con una participación del 36,9% de fuentes renovables, tal como lo indica la Figura Nro. 4-30.

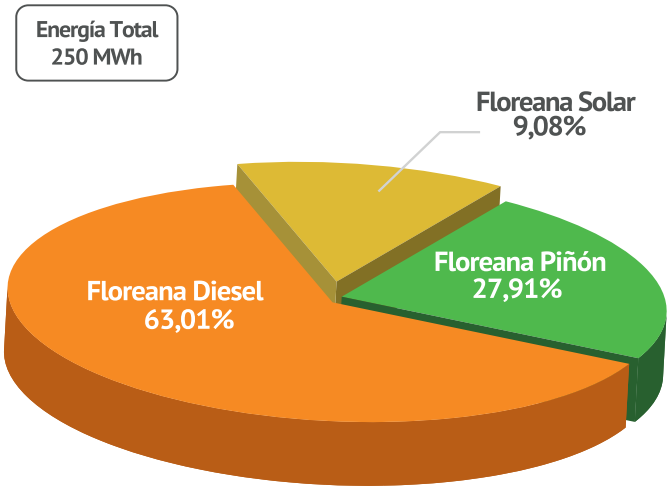


Figura Nro. 4-30: Matriz de generación Isla Floreana 2016, (ELECGALAPAGOS)

4.9.4 Plan de Expansión de la Generación para Galápagos

La expansión del sistema de generación se ajusta al estudio de la demanda de cada una de las islas y se alinea a la política orientada a garantizar el desarrollo económico del archipiélago en función de la preservación del medio ambiente. Por tanto, el plan de expansión garantizará la máxima penetración renovable, seguridad, calidad y confiabilidad del servicio con los mejores niveles de cobertura. La Tabla Nro. 4-18, muestra la planificación de los nuevos proyectos.

Sistema Eléctrico	Proyecto	Potencia	Año	Costo(MM USD)	Estado actual
San Cristóbal	Automatización del Sistema Híbrido de Generación	N/A	2017	0,5	Proyecto con Estudio de Factibilidad. Dispone de financiamiento
	Proyecto Fotovoltaico	1,4 [MWp]	2021	8,5	Proyecto con Estudio de Factibilidad. Dispone de financiamiento de cooperación del 90%
	Fotovoltaico	3,1 [MWp]	2023	18,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
	Eólico	2,25 [MW]	2021	9,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
	Eólico II	2,25 [MW]	2023	9,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
Baltra – Santa Cruz	Segunda fase Eólico Baltra	4,75 [MW]	2021	16	Proyecto con estudio de prefactibilidad. No dispone de financiamiento
	Ampliación FV Baltra	135 [kWp]	2020	1,0	Proyecto con estudio de factibilidad. No dispone de financiamiento.
	Fotovoltaico	2,1 [MW]	2021	12	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
	Tercera fase Eólico Baltra	4,75 [MW]	2023	20	Proyecto con estudio de prefactibilidad. No dispone de financiamiento
	Fotovoltaico II	3,1 [MW]	2023	18	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento

Sistema Eléctrico	Proyecto	Potencia	Año	Costo (MM USD)	Estado actual
Isabela	Proyecto Híbrido	1,625 [MW] Térmico. 0,922 [MWp] FV 258 [kWh] Baterías	2018	11,14	Proyecto en Ejecución. Dispone del financiamiento del 100%.
	Fotovoltaico	1,5 [MWp]	2021	9	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
	Fotovoltaico II	1,5 [MWp]	2023	9	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento
Floreana	Fotovoltaico	0,2 [MWp]	2023	1,5	Proyecto conceptual. No dispone de financiamiento

Tabla Nro. 4-18: Plan de Expansión - Islas Galápagos

4.9.1.1 Proyectos para el Corto Plazo

Los proyectos a ser incorporados, abastecerán la demanda proyectada de las islas al corto plazo [24] y además desplazarán el uso de combustible fósil en la generación eléctrica. Los proyectos son los siguientes:

4.9.4.1.1 Proyecto Sistema Híbrido Isabela

El Proyecto "Sistema Híbrido Isla Isabela", está concebido para reducir el consumo de combustible mediante el máximo aprovechamiento de la energía fotovoltaica. El diseño incluye una planta fotovoltaica de 0,922 MWp, banco de baterías de 258 kWh e inversor de 900 kW, generadores térmicos duales con potencia combinada de 1,625 MW instalados.

Se encuentra en fase de implementación, y se estima la entrada en operación en inicios del año 2018.

4.9.4.1.2 Automatización del Sistema Hibrido San Cristóbal

Actualizar y automatizar todo el sistema híbrido eólico – diésel, para lograr la máxima penetración de energía renovable en la red eléctrica de San Cristóbal.
Se espera un aporte energético de 3,9 GWh/año proveniente del parque eólico instalado, además de la reducción 350 mil gal/año de diésel para generación de electricidad, lo que evitará la emisión de aproximadamente 3.148 t CO_2/año.
El presupuesto referencial es de 500 mil dólares y se espera la entrada en operación a partir del segundo semestre del año 2017.

4.9.4.1.3 Segunda fase del Parque Eólico Baltra - Santa Cruz

Ampliación del parque eólico de la Isla Baltra, mediante el incremento de 4,75 MW de potencia. Con este proyecto se estima lograr un aporte energético de aproximadamente 12 GWh/año, y una reducción de diésel en la generación de energía eléctrica de aproximadamente 1 millón de galones/año evitando la emisión de 7.200 toneladas de CO_2 al año.
Se estima un presupuesto referencial de 16 millones de dólares con su entrada en operación prevista a inicios del 2021.

24 Balance Eléctrico 2015,ELECGALAPAGOS

4.9.4.1.4 Ampliación Proyecto Fotovoltaico Isla Baltra

Ampliación del parque fotovoltaico de la Isla Baltra, mediante el incremento a 200 kWp de potencia. El proyecto aportará al sistema 140 MWh/año, con la reducción de diésel en la generación de energía eléctrica de aproximadamente 12.000 gal/año evitando emitir aproximadamente 84 t CO_2/año. Se ha estimado el presupuesto en USD 1 millón para su ejecución. La entrada en operación está prevista a inicios del 2020.

4.9.4.2 Proyectos para el Mediano y Largo Plazo

La participación de fuentes de energía renovable en las Islas Galápagos en el mediano y largo plazo "Escenario de crecimiento Renovable", toma como referencia los proyectos que aseguren una máxima participación de fuentes de energía renovable, evitando la incorporación de generación térmica diésel.

La Figura Nro. 4-31, muestra la participación de la incorporación cronológica de la potencia renovable en el mix de generación, resultado de la simulación de las condiciones de recurso renovable, disponibilidad de las plantas e incremento de demanda.

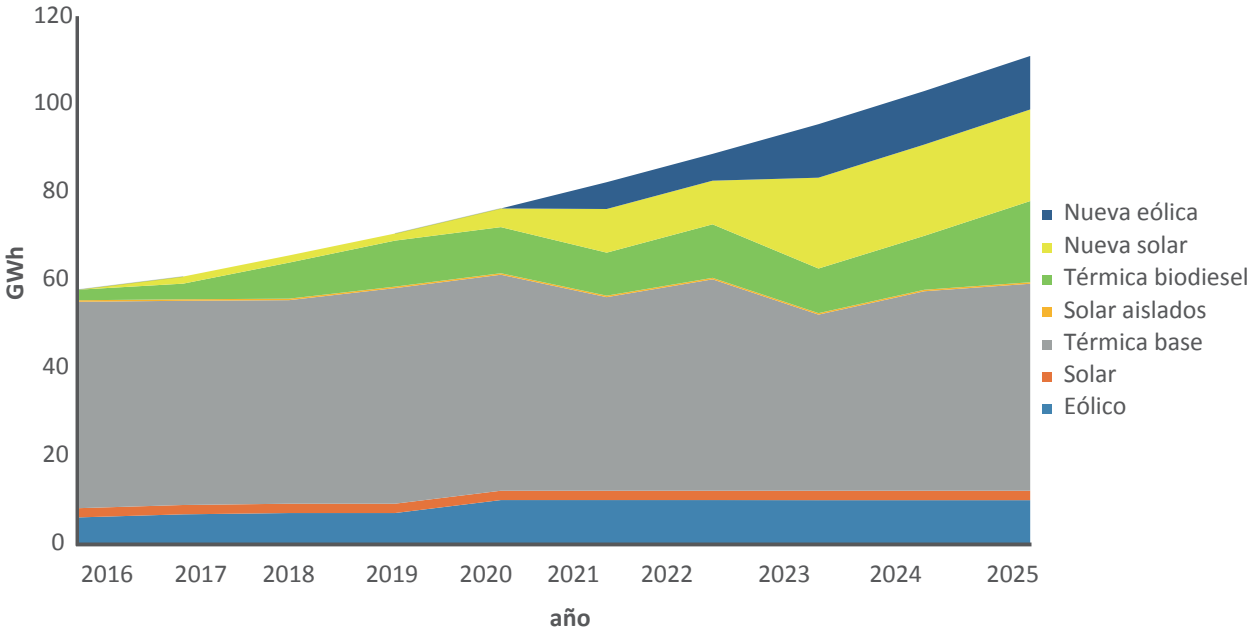
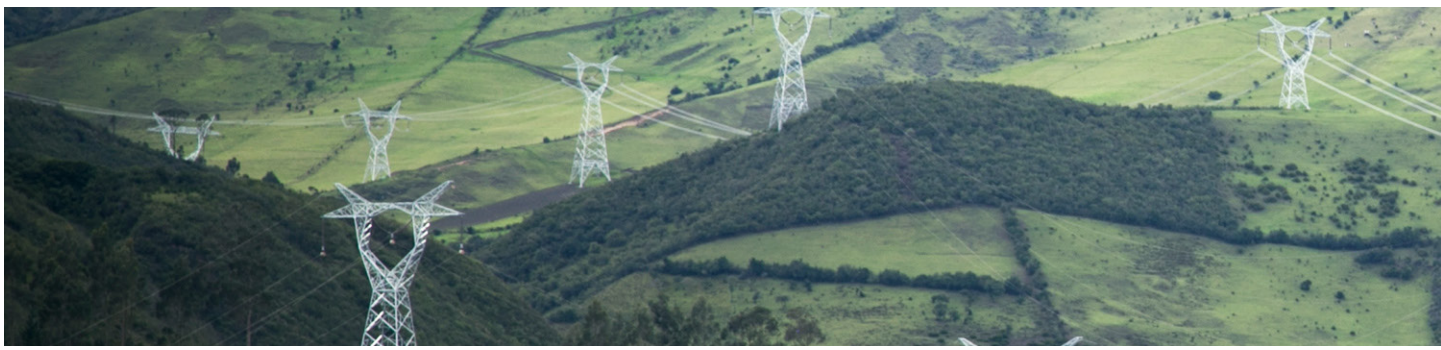


Figura Nro. 4-31: Escenario de crecimiento Renovable.



Con la incorporación de estos proyectos, se obtendrá una participación de cerca de 60% de fuentes renovables en el año 2023 y sobre el 55% en el año horizonte.

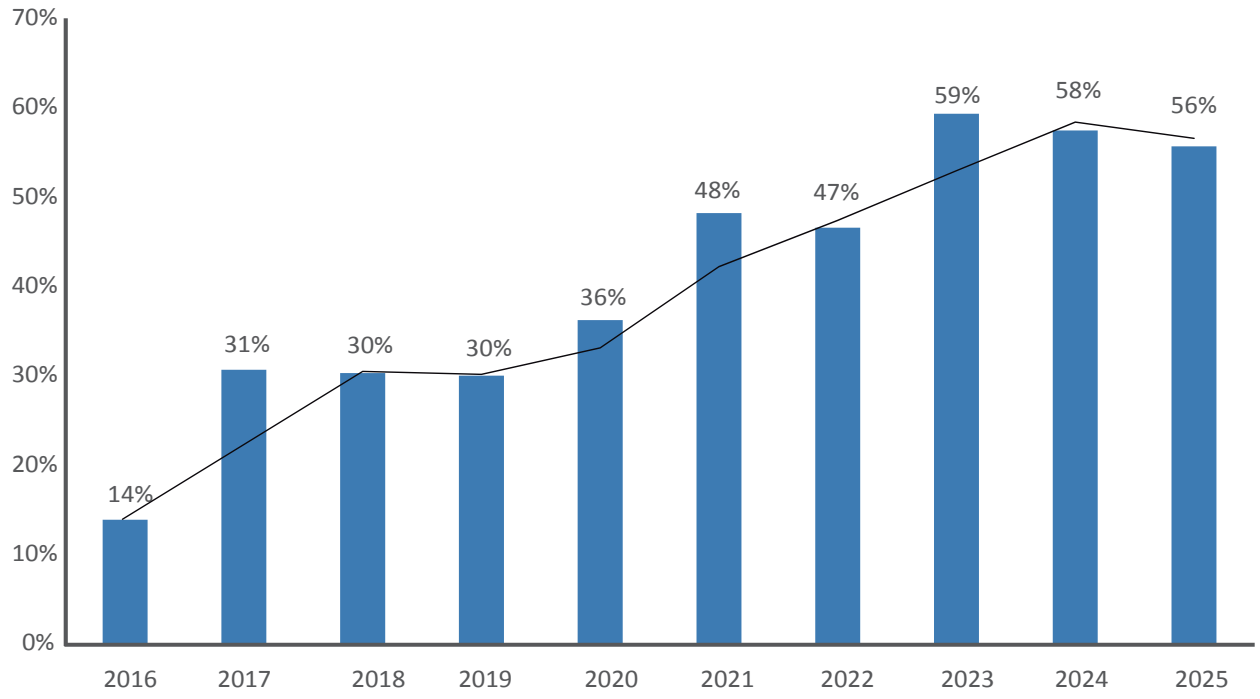


Figura Nro. 4-32: Escenario de crecimiento Renovable.

4.9.4.3 Evaluación de Recurso Renovable Disponible

Se ha empleado una metodología que se basa en técnicas espaciales para evaluación multicriterio (EMC) dentro de sistemas de información geográfica, para ello se considera la estacionalidad del recurso renovable, cercanía a la red de interconexión, restricciones del Parque Nacional Galápagos y accesibilidad.

4.9.4.4 Resultados de Evaluación de Recurso Solar para Generación Eléctrica

La Figura Nro. 4-33, muestra la ubicación de las zonas con mejor valoración del recurso solar.



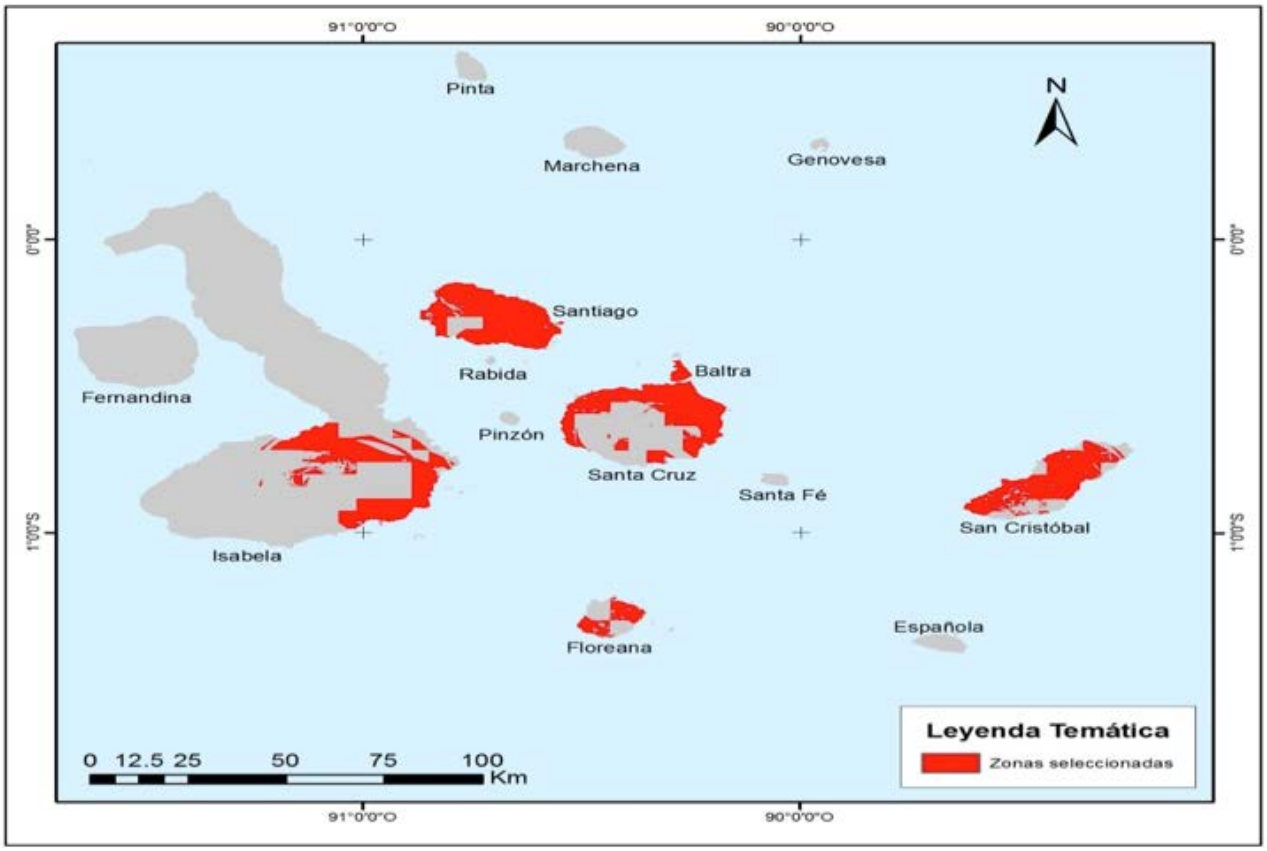


Figura Nro. 4-33: Zonas con importante recurso solar para aprovechamientos fotovoltaicos.

Zonas:

- Las costas de la isla Santa Cruz [25]

- Puerto Villamil al sur de la Isla Isabela y se descarta las zonas con mayor cercanía a los volcanes existentes por su actividad de ciclo corto (los ciclos eruptivos se presentan cada seis años aproximadamente).

- En la franja costera de la Isla Baltra [26]

- En la Isla Floreana [27] se observa que las zonas con mayor potencial están ubicadas al norte y sur de la isla

- En la Isla San Cristóbal se observa que en gran parte de su extensión posee potencial solar explotable.

4.9.4.4.1 Resultados de Evaluación de Recurso Eólico para Generación Eléctrica

La siguiente imagen muestra la ubicación de las zonas con mejor valoración del viento, de las cuales se seleccionó una zona ubicada al norte de la isla Santa Cruz y tres zonas ubicadas al sur-este de la isla San Cristóbal (Figura Nro. 4-34).

Estas áreas presentan características similares en cuanto a pendiente del terreno, altitud, presencia de viento, zonas urbanas, vías y subestaciones según los mapas.

25 En esta isla se cuenta con una instalación de 1.500 kWp, lo cual ratifica el potencial existente en el sitio
26 Actualmente cuenta con una granja fotovoltaica, por lo tanto, con este análisis se ratifica que la isla tiene toda su extensión territorial aprovechable de recurso solar.
27 Ésta cuenta con una capacidad instalada de 20,9 kWp ratifica el potencial de este sitio.

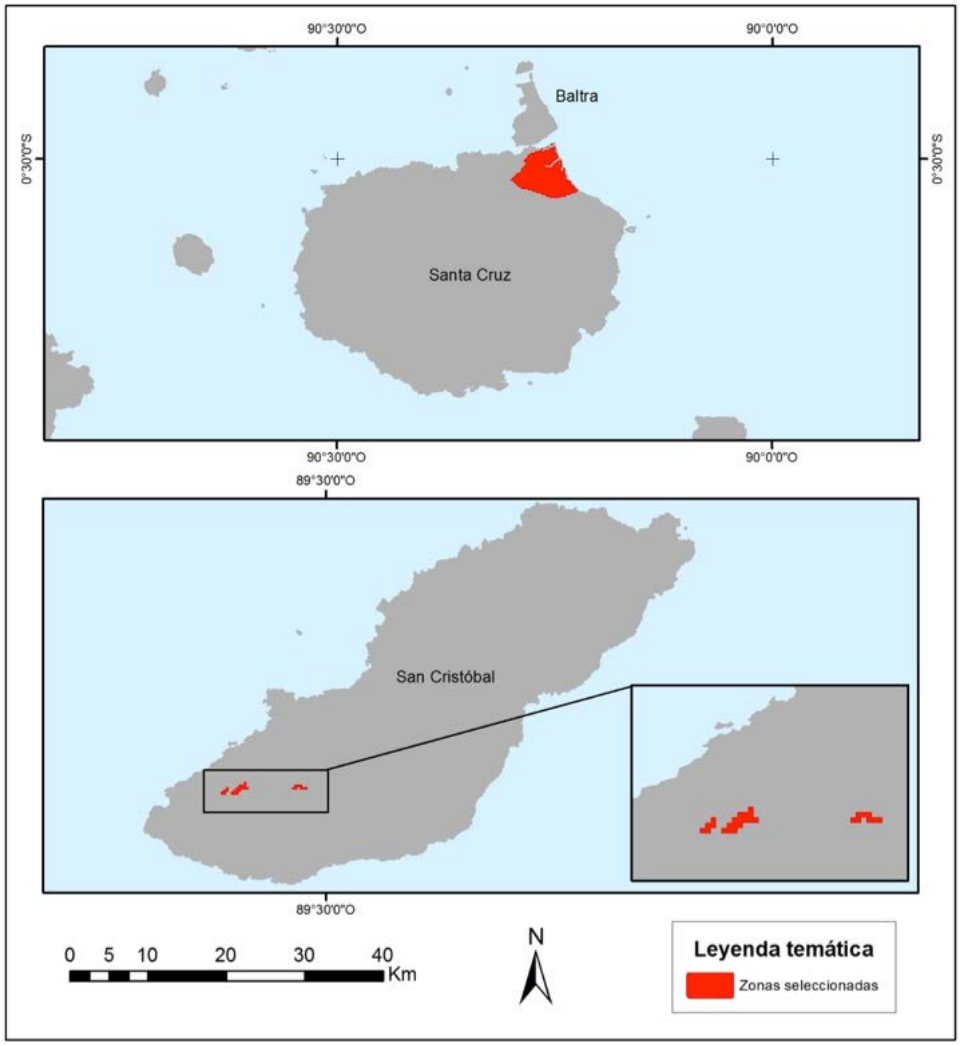


Figura Nro. 4-34: Zonas con importante recurso eólico.

4.9.5 Proyectos de Energía en Sistemas Aislados

La Empresa Pública Petroamazonas desde el año 2012 viene realizando un proyecto a través del cual pretende cambiar la matriz energética que emplea en los campos petroleros donde opera (para disminuir el consumo de combustibles fósiles, especialmente el diésel); y, a la vez, conectarse con el Sistema Nacional Interconectado para aprovechar los excedentes de energía hidroeléctrica.

Al proyecto se lo denomina OGE & EE (Optimización de la Generación Eléctrica & Eficiencia Energética). En el presente Plan se ha considerado en la proyección de la demanda, una potencia inicial de 33 MW, la misma que podría incrementarse una vez que se desarrolle la infraestructura eléctrica necesaria para el efecto.

Sus principales objetivos [28] son:

- Optimizar el uso del gas asociado para generación eléctrica
- Disminuir el uso de diesel para generación eléctrica
- Interconexión eléctrica de las operaciones petroleras
- Reducir emisiones de CO_2 a la atmósfera
- Generar energía eléctrica de menor costo a las comunidades dentro del área de influencia
- Cambio de la Matriz Energética Sector Petrolero Ecuatoriano

28 Fuente Petroamazonas EP.

4.10 Anexos

4.10.1 Anexo No 4.1: Centrales de Generación Existentes Ordenadas de Mayor a Menor Potencia Efectiva

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	S.N.I	Hidráulica	1.500,00	1.476,00
CELEC-Hidropaute	Paute	Azuay	S.N.I	Hidráulica	1.075,00	1.100,00
CELEC-Hidropaute	Sopladora	Azuay	S.N.I	Hidráulica	487,00	486,99
CELEC-Hidroagoyán	San Francisco	Tungurahua	S.N.I	Hidráulica	230,00	212,00
CELEC-Hidronación	Marcel Laniado	Guayas	S.N.I	Hidráulica	213,00	213,00
Electroquil	Electroquil	Guayas	S.N.I	Térmica	200,00	192,38
CELEC-Hidropaute	Mazar	Azuay	S.N.I	Hidráulica	170,00	170,00
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	S.N.I	Hidráulica	160,00	156,00
Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	Guayas	S.N.I	Térmica	150,00	120,00
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	Guayas	S.N.I	Térmica	146,00	140,00
CELEC-Termoesmeraldas	Jaramijo	Manabí	S.N.I	Térmica	140,00	128,88
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	El Oro	S.N.I	Térmica	138,56	130,60
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala II	El Oro	S.N.I	Térmica	136,80	119,00
CELEC-Electroguayas	Trinitaria	Guayas	S.N.I	Térmica	133,00	133,00
CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	Esmeraldas	S.N.I	Térmica	132,50	125,00
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	S.N.I	Térmica	115,00	102,00
CNEL-Guayaquil	Aníbal Santos (Gas)	Guayas	S.N.I	Térmica	113,27	97,00
CELEC-Electroguayas	Enrique García	Guayas	S.N.I	Térmica	102,00	96,00
Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	Orellana	No Incorporado	Térmica	101,18	69,78

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	Pichincha	S.N.I	Térmica	71,10	51,00
CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	Imbabura	S.N.I	Hidráulica	63,36	65,00
CELEC-Termopichincha	Guangopolo2	Pichincha	S.N.I	Térmica	52,20	48,00
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	S.N.I	Hidráulica	49,95	49,95
Repsol	REPSOL YPF-SPF-3	Orellana	No Incorporado	Térmica	45,28	44,30
CELEC-Termopichincha	Jivino III	Sucumbíos	S.N.I	Térmica	44,00	42,00
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	Orellana	No Incorporado	Térmica	42,90	35,00
CELEC-Hidronación	Baba	Los Ríos	S.N.I	Hidráulica	42,20	42,00
CELEC-Electroguayas	Santa Elena III	Santa Elena	S.N.I	Térmica	41,70	40,00
Agip	Agip Oil - CPF	Pastaza	No Incorporado	Térmica	40,34	36,23
E.E. Quito	Cumbayá	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	40,00	40,00
Petroamazonas	CPF	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	38,59	26,59
Hidroabanico	Hidroabanico	Morona Santiago	S.N.I	Hidráulica	38,45	37,99
Generoca	Generoca	Guayas	S.N.I	Térmica	38,12	34,40
Ecoelectric	ECOELECTRIC	Guayas	S.N.I	Biomasa	36,50	35,20
CNEL-Guayaquil	Aníbal Santos (Vapor)	Guayas	S.N.I	Térmica	34,50	20,00
E.E. Quito	G. Hernández	Pichincha	S.N.I	Térmica	34,32	31,20
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	S.N.I	Térmica	33,25	27,30
Petroamazonas	Oso	Napo	No Incorporado	Térmica	31,55	22,84
Repsol	REPSOL YPF-SPF-1	Orellana	No Incorporado	Térmica	30,10	19,00
Ecudos	Ecudos A-G	Cañar	S.N.I	Biomasa	29,80	27,60
E.E. Quito	Nayón	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	29,70	29,70
Petroamazonas	Secoya	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	29,43	26,02
Ecuagesa	TOPO	Tungurahua	S.N.I	Hidráulica	28,05	27,00

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Palo Azul PGE	Orellana	No Incorporado	Térmica	26,90	22,18
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	Guayas	S.N.I	Térmica	26,27	20,00
Elecaustro	Ocaña	Cañar	S.N.I	Hidráulica	26,10	26,10
Petroamazonas	Cuyabeno	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	24,66	14,57
Elecaustro	Saucay	Azuay	S.N.I	Hidráulica	24,00	24,00
Petroamazonas	Sacha	Orellana	No Incorporado	Térmica	23,31	19,25
CELEC-Termoesmeraldas	Miraflores	Manabí	S.N.I	Térmica	22,80	19,00
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	Pichincha	S.N.I	Térmica	22,50	21,80
Petroamazonas	POWERON Auca Pozos	Orellana	No Incorporado	Térmica	22,22	15,56
Petroamazonas	Sacha Norte 1	Orellana	No Incorporado	Térmica	21,23	6,32
E.E. Quito	Guangopolo	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	20,92	20,92
CELEC-Termoesmeraldas	Manta II	Manabí	S.N.I	Térmica	20,40	17,34
CELEC-Termopichincha	Sacha	Orellana	No Incorporado	Térmica	20,40	18,60
E.E. Sur	Catamayo	Loja	S.N.I	Térmica	19,74	17,17
Elecaustro	El Descanso	Azuay	S.N.I	Térmica	19,20	17,20
Repsol	REPSOL YPF-SPF-2	Orellana	No Incorporado	Térmica	17,44	15,03
Petroamazonas	Yuralpa	Napo	No Incorporado	Térmica	17,15	6,99
Enermax	Calope	Cotopaxi	S.N.I	Hidráulica	16,60	15,00
CELEC-Gensur	Villonaco	Loja	S.N.I	Eólica	16,50	16,50
Petroamazonas	Limoncocha	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	16,24	7,77
Elecaustro	Saymirín	Azuay	S.N.I	Hidráulica	15,52	15,52
Hidrosibimbe	Sibimbe	Los Ríos	S.N.I	Hidráulica	15,37	14,20
CELEC-Termopichincha	Santa Cruz	Galápagos	No Incorporado	Térmica	14,81	12,79
EMAAP-Q	Recuperadora	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	14,70	14,50
Petroamazonas	Auca Sur	Orellana	No Incorporado	Térmica	14,58	12,70
Petroamazonas	CELEC SACHA	Orellana	No Incorporado	Térmica	14,40	11,20
Petroamazonas	Payamino	Orellana	No Incorporado	Térmica	14,00	8,81

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Guanta	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	12,41	9,77
Petroamazonas	Sacha Sur	Orellana	No Incorporado	Térmica	12,37	9,61
Petroamazonas	Palo Azul PGE	Orellana	No Incorporado	Térmica	12,00	11,00
Petroamazonas	Shushufindi	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	11,75	10,00
Petroamazonas	Coca	Orellana	No Incorporado	Térmica	11,64	8,64
Petroamazonas	RS ROTH Aguarico	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	11,09	7,00
CELEC-Termopichincha	Jivino II	Sucumbíos	S.N.I	Térmica	11,00	10,00
CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	Esmeraldas	S.N.I	Térmica	10,50	8,50
Petroamazonas	VHR	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	10,43	8,58
E.E. Riobamba	Alao	Chimborazo	S.N.I	Hidráulica	10,40	10,00
Hidrovictoria	Victoria	Napo	S.N.I	Hidráulica	10,32	10,00
Petroamazonas	Sansahuari	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	10,28	6,49
CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	Sucumbíos	S.N.I	Térmica	10,00	7,20
CELEC-Termopichincha	Secoya	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	10,00	8,00
CELEC-Termopichincha	Sistemas Aislados Orellana y Sucumbíos	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	9,60	9,40
Sipec	MDC-CPF	Orellana	No Incorporado	Térmica	9,55	7,40
Petroamazonas	Shushufindi Estación Sur-oeste	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	9,53	5,69
Petroamazonas	Arcolands Shushufindi	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	9,35	7,50
Agip	Agip Oil - Sarayacu	Napo	No Incorporado	Térmica	9,00	7,78
Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	Orellana	No Incorporado	Térmica	8,68	7,09
EMAAP-Q	El Carmen	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	8,40	8,20
Petroamazonas	JUSTICE Culebra	Orellana	No Incorporado	Térmica	8,16	6,00
Petroamazonas	JUSTICE Shushufindi Sur	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	8,16	6,00
E.E. Norte	Ambi	Imbabura	S.N.I	Hidráulica	8,00	7,85

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Andes Petro	Nantu B	Orellana	No Incorporado	Térmica	2,88	2,55
CELEC-Termopichincha	Puná Nueva	Guayas	No Incorporado	Térmica	2,80	2,52
Andes Petro	Hormiguero SUR	Orellana	No Incorporado	Térmica	2,72	2,72
Perlabí	Perlabí	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	2,70	2,46
Petroamazonas	Itaya B	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	2,55	1,10
CELEC-Termopichincha	Payamino	Orellana	S.N.I	Térmica	2,50	1,80
Petroamazonas	Santa Elena	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	2,50	1,31
E.E. Galápagos	San Cristóbal	Galápagos	No Incorporado	Eólica	2,40	2,40
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	S.N.I	Hidráulica	2,40	2,40
Petroamazonas	Dumbique	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	2,33	1,85
Ecoluz	Loreto	Orellana	S.N.I	Hidráulica	2,30	2,20
Sipec	PBH-PAR12	Orellana	No Incorporado	Térmica	2,30	1,65
CELEC-Termopichincha	Dayuma	Orellana	S.N.I	Térmica	2,25	1,80
CELEC-Termopichincha	Loreto	Orellana	S.N.I	Térmica	2,25	1,80
E.E. Galápagos	Baltra Eolico	Galápagos	No Incorporado	Eólica	2,25	2,25
Petroamazonas	Yamanunka	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	2,19	1,20
Petroamazonas	Gacela	Orellana	No Incorporado	Térmica	2,06	1,48
Gasgreen	Gasgreen	Pichincha	S.N.I	Biogas	2,00	1,76
Gransolar	Salinas	Imbabura	S.N.I	Solar	2,00	2,00
UCEM	PLANTA CHIMBORAZO	Chimborazo	No Incorporado	Hidráulica	2,00	1,90
Andes Petro	Sunka 1	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,93	1,60
Tecpetrol	PLANTA DE AGUA	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,90	1,52
Petroamazonas	Tumali	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,78	0,77
E.E. Quito	Los Chillos	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	1,76	1,76
Ocp	Terminal Marítimo	Esmeraldas	No Incorporado	Térmica	1,72	1,72
E.E. Cotopaxi	El Estado	Cotopaxi	No Incorporado	Hidráulica	1,70	1,66

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Repsol	REPSOL YPF-SSFD	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,67	0,95
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	1,65	1,65
Andes Petro	Lago Agrio LTF	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,64	1,28
Petroamazonas	Yanaq.Oeste	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,64	1,15
Petroamazonas	Frontera	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,63	1,06
Moderna Alimentos	Kohler	Pichincha	S.N.I	Térmica	1,60	1,40
Andes Petro	CPH	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,59	1,27
E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galápagos	No Incorporado	Solar	1,52	1,52
Petroamazonas	Auca	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,51	1,08
Petroamazonas	Auca 51	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,50	1,05
Andes Petro	Mariann 4A	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,49	1,25
Petroamazonas	Angel Norte	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,45	1,24
Tecpetrol	ESTACIÓN SUR	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,44	1,15
Petroamazonas	Tangay	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,37	0,60
Andes Petro	Penke B	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,36	1,09
Petroamazonas	Lobo	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,34	1,05
Tecpetrol	BERMEJO SUR 1008	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,33	1,06
E.E. Norte	La Playa	Carchi	S.N.I	Hidráulica	1,32	1,10
Andes Petro	Mariann 5-8	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,29	1,05
Andes Petro	Pindo	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,28	1,02
Andes Petro	Kupi 4	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,27	1,00
Andes Petro	Mariann 9	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,27	0,97
I.m. mejía	La Calera	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	1,25	1,00
Andes Petro	Hormiguero B	Orellana	No Incorporado	Térmica	1,18	0,83
Andes Petro	Mariann 30	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	1,09	0,80

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Tecpetrol	SUBESTACIÓN 4B	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,57	0,46
Andes Petro	Fanny 50	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,55	0,32
Andes Petro	Kupi 1	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,55	0,50
Sipec	PBH-HUA02	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,54	0,45
Enersol	Enersol 1-500	Manabí	S.N.I	Solar	0,50	0,49
Sipec	PBH-ESTACION	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,50	0,40
Andes Petro	Shiripuno	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,45	0,40
Andes Petro	Sunka 2	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,45	0,36
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	S.N.I	Hidráulica	0,44	0,40
Andes Petro	CDP	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,41	0,33
SERMAA EP	Atuntaqui	Imbabura	S.N.I	Hidráulica	0,40	0,32
E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	Morona Santiago	No Incorporado	Solar	0,37	0,37
Andes Petro	Chorongo A	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,37	0,30
Andes Petro	Dorine G	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,37	0,27
Tecpetrol	ESTACIÓN NORTE	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,36	0,29
Petroamazonas	Pacayacu	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,35	0,28
Orion	Estacion Ocano	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,35	0,11
Petroamazonas	SRF Shushufindi	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,33	0,10
Petroamazonas	Tuntiak	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,33	0,10
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi II	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	0,30	0,30
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Cotopaxi	No Incorporado	Hidráulica	0,30	0,26
CELEC-Termopichincha	Floreana	Galápagos	No Incorporado	Térmica	0,29	0,24
Sipec	PBH-PSO02	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,28	0,23
Petroamazonas	Pichincha	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,27	0,17

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo de tecnología	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Jaguar	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,23	0,16
Electrocordova	Electrocórdova	Imbabura	S.N.I	Hidráulica	0,20	0,20
Tecpetrol	BERMEJO ESTE	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,19	0,15
Tecpetrol	BERMEJO NORTE 19	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,19	0,15
Orion	Estacion Peña Blanca	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,18	0,05
Ocp	Chiquilpe	Pichincha	No Incorporado	Térmica	0,16	0,16
Ocp	Puerto Quito	Pichincha	No Incorporado	Térmica	0,16	0,16
Orion	Estacion Ron	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,14	0,08
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	Pichincha	S.N.I	Hidráulica	0,10	0,09
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Tungurahua	S.N.I	Hidráulica	0,10	0,06
E.E. Galápagos	Baltra Solar	Galápagos	No Incorporado	Solar	0,07	0,07
Orion	Estacion CFE	Sucumbíos	No Incorporado	Térmica	0,06	0,04
Andes Petro	Nantu E	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,06	0,05
EMAAP-Q	Carcelen	Pichincha	No Incorporado	Hidráulica	0,06	0,06
Andes Petro	Cami	Orellana	No Incorporado	Térmica	0,05	0,04
E.E. Galápagos	Floreana Perla Solar	Galápagos	No Incorporado	Solar	0,02	0,02
E.E. Galápagos	San Cristobal Solar Eolicsa	Galápagos	No Incorporado	Solar	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar aislados	Galápagos	No Incorporado	Solar	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Isabela Solar aislados	Galápagos	No Incorporado	Solar	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Floreana Solar aislados	Galápagos	No Incorporado	Solar	0,01	0,01
				Total	8.226,42	7.606,11

4.10.2 Anexo No. 4-2 Proyectos Hidroeléctricos del Inventario de Recursos Energéticos

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Santiago G8	Santiago	3.600	Diseño definitivo	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
Santiago G9 y G10	Zamora	3.180	Prefactibilidad	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza / Gualaquiza
Verdeyacu Chico	Verdeyacu	1.172	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Catachi	Mulatos	748	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Chespí - Palma Real	Guayllabamba	460	Diseño definitivo	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cedroyacu	Chalupas	270	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
El Retorno	Zamora	261	Inventario	Santiago	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora
Tortugo	Guayllabamba	201	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Abitagua	Pastaza	198	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Lligua-Muyo	Pastaza, Muyo	170	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Llurimaguas	Guayllabamba	162	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Chirapi	Guayllabamba	160	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Calderón	Guayllabamba	147	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Parambas	Mira	145	Prefactibilidad	Mira	Pacífico	Imbabura	Ibarra
Los Bancos	Blanco	92,2	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Palanda 2	Palanda	84,7	Inventario	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
San Pedro	Guayllabamba	83,4	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Las Cidras	Isimanchi	77,3	Inventario	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Lelia	Toachi	62,3	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Pilatón-Santa Ana	Pilatón-Sta. Ana-Chictoa	58,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cubí	Guayllabamba	53,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cuyes	Cuyes	51,3	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Gualaquiza
Isimanchi	Isimanchi	51,1	Inventario	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Mira 2	Mira	47,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Cinto	Saloya / Cinto	45,8	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Milpe	Blanco	43,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Vacas Galindo 2	Intag	42,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Mira	Mira	41,0	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Pamplona	Intag	40,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
La Barquilla	Chingual	40,1	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbíos	Cascales
Guayabal	Mira	39,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Numbalá	Numbalá	39,2	Inventario	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
Calderón II	San Pedro	38,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Negro (2)	Negro	36,0	Inventario	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Puniyacu	Puniyacu	35,6	Inventario	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Alluriquín	Toachi	34,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Yacuchaqui	Toachi	32,2	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sucúa	Tutanangoza	31,6	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Sucúa
Gualleturo	Cañar	27,7	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	Cañar
Las Juntas	Toachi	27,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sarapullo	Sarapullo	27,0	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cosanga	Cosanga	27,0	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos
Langoa	Langoa	26,0	Prefactibilidad	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Paquishapa	Paquishapa	26,0	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Chingual	Chingual	25,6	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbíos	Gonzalo Pizarro
Victoria 2	Pastaza	25,0	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Quijos-1	Quijos	24,2	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos
Chilma	Chilma	23,7	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Santiago G8	Santiago	3.600	Diseño definitivo	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
Santiago G9 y G10	Zamora	3.180	Prefactibilidad	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza / Gualaquiza
Verdeyacu Chico	Verdeyacu	1.172	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Catachi	Mulatos	748	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Chespí - Palma Real	Guayllabamba	460	Diseño definitivo	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cedroyacu	Chalupas	270	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
El Retorno	Zamora	261	Inventario	Santiago	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora
Tortugo	Guayllabamba	201	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Abitagua	Pastaza	198	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Lligua-Muyo	Pastaza, Muyo	170	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Llurimaguas	Guayllabamba	162	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Chirapi	Guayllabamba	160	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Calderón	Guayllabamba	147	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Parambas	Mira	145	Prefactibilidad	Mira	Pacífico	Imbabura	Ibarra
Los Bancos	Blanco	92,2	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Palanda 2	Palanda	84,7	Inventario	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
San Pedro	Guayllabamba	83,4	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Pilatón-Santa Ana	Pilatón-Sta. Ana-Chictoa	58,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cubí	Guayllabamba	53,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cuyes	Cuyes	51,3	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Gualaquiza
Isimanchi	Isimanchi	51,1	Inventario	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Mira 2	Mira	47,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Cinto	Saloya / Cinto	45,8	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Milpe	Blanco	43,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Vacas Galindo 2	Intag	42,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Mira	Mira	41,0	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Pamplona	Intag	40,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
La Barquilla	Chingual	40,1	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbíos	Cascales
Guayabal	Mira	39,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Numbalá	Numbalá	39,2	Inventario	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
Calderón II	San Pedro	38,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Negro (2)	Negro	36,0	Inventario	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Puniyacu	Puniyacu	35,6	Inventario	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Alluriquín	Toachi	34,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Yacuchaqui	Toachi	32,2	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sucúa	Tutanangoza	31,6	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Sucúa
Gualleturo	Cañar	27,7	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	Cañar
Las Juntas	Toachi	27,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sarapullo	Sarapullo	27,0	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cosanga	Cosanga	27,0	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Langoa	Langoa	26,0	Prefactibilidad	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Paquishapa	Paquishapa	26,0	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Chingual	Chingual	25,6	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbíos	Gonzalo Pizarro
Victoria 2	Pastaza	25,0	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Quijos-1	Quijos	24,2	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos
Chilma	Chilma	23,7	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán
El Cañaro	Yanuncay	5,60	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca
Chinambi	Chinambi	5,00	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Tandayapa	Alambí	5,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Pucayacu 1	Quindigua	4,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí
Huarhuallá	Huarhuallá	4,60	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Riobamba
Ambato	Ambato	4,00	Inventario	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Ambato
Chillayacu	Chillayacu	3,92	Inventario	Jubones	Pacífico	El Oro	Pasaje
Chimbo-Guaranda	Illangama	3,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Guaranda
Guápulo	Quebrada El Batán	3,20	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
La Concepción	Santiaguillo	3,17	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Rircay	Rircay	3,10	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel
Solanda	Solanda	3,00	Inventario	Catamayo	Pacífico	Loja	Loja

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
El Laurel	La Plata	2,37	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán
Chuquiraguas	Chuquiraguas	2,35	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí
Ganancay	Ganancay	2,29	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Campo Bello	Suquibí	1,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Guaranda
Intag 2	Intag	1,70	Diseño definitivo	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Salunguire	Salunguire	1,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Chillanes
Mariano Acosta	Chamachán	1,68	Inventario	Mira	Pacífico	Imbabura	Pimampiro
Tululbi	Tululbi	1,60	Inventario	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
M,J, Calle	Canal de riego	1,44	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	La Troncal
Vacas Galindo 1	Intag	1,20	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Mirador 1	Gala	1,15	Prefactibilidad	Naranjal-Pagua	Pacífico	Azuay	Pucará
Río Luis-2 (2)	Luis	1,13	Inventario	Puyango	Pacífico	El Oro	Portovelo
TOTAL		13.029					

4.10.3 Anexo No. 4.3: Proyectos de Generación en Fase de Estudios

A) CON TRÁMITE DE OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE

Proyecto	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Chontal	Pública	Hidroeléctrico	194,0	1,044	Pichincha e Imbabura	Quito y Cotacachi
Ecohidro	Privada	Hidroeléctrico	50,0	287	Carchi	Mira
Mira 1	Privada	Hidroeléctrico	50,0	271	Carchi	Tulcán
Piatúa	Privada	Hidroeléctrico	30,0	131	Pastaza	Santa Clara
Ibarra Fugua	Privada	Hidroeléctrico	30,0	210	El Carchi	Bolívar
Anzu	Privada	Hidroeléctrico	29,5	208	Pastaza	Santa Clara
Angamarca Sinde	Pública	Hidroeléctrico	29,1	241	Cotopaxi y Bolívar	Pangua y Guaranda
Soldados Yanuncay	Público	Hidroeléctrico	21,8	116	Azuay	Cuenca
Tambo Uno	Privada	Hidroeléctrico	19,5	111	Cañar	Cañar y Tambo
Palanda	Privada	Hidroeléctrico	16,8	134	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Papallacta-Blanco Grande	Privada	Hidroeléctrico	14,7	120	Napo	Quijos
León	Privada	Hidroeléctrico	10,2	62	Azuay	Oña
Espejo I	Privada	Hidroeléctrico	7,8	39	Carchi	Espejo
Chalpi Grande	Pública	Hidroeléctrico	7,4	42	Napo	Quijos
Oña	Privada	Hidroeléctrico	5,0	28	Azuay y Loja	Oña y Saraguro
Energías del Agro San Juan	Privada	Biomasa (bagazo)	3,5	21	Guayas	Guayaquil
El Batán	Pública	Hidroeléctrico	3,3	18	Pichincha	Quito
La Rinconada	Privada	Hidroeléctrico	3,0	17	Napo	Quijos
Baijón	Privada	Hidroeléctrico	3,0	17	Azuay	Oña
Tutupano	Privada	Hidroeléctrico	2,2	12	Azuay	Oña
El Troje	Pública	Hidroeléctrico	1,3	7	Pichincha	Quito
Ulba	Privada	Hidroeléctrico	1,0	8	Tungurahua	Baños
El Laurel	Privada	Hidroeléctrico	1,0	6	Carchi	Mira
SUBTOTAL			534	3,150		

B) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE DISEÑO DEFINITIVO CONCLUIDO

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Chespí-Palma Real	Público	Hidroeléctrico	460,0	2.000	Pichincha	Quito
La Unión	Público	Hidroeléctrico	94,1	412	El Oro	Pasaje
Angamarca	Privado	Hidroeléctrico	66,0	300,0	Cotopaxi	Pangua
Apaquí	Privado	Hidroeléctrico	36,00	235	Carchi	Bolívar
Infiernillos	Pública y/o privada	Hidroeléctrico	19,60	120,7	Loja	Saraguro
Río Luis	Privado	Hidroeléctrico	15,00	83,0	El Oro	Portovelo / Zaruma
Chinambí	Pública o privada	Hidroeléctrico	9,90	45,2	Carchi	Mira
Sardinas Grande	Pública o privada	Hidroeléctrico	6,60	42,8	Napo	Archidona
Valladolid	Privado	Hidroeléctrico	5,85	39	Zamora Chinchipe	Palanda
Huapamala	Público	Hidroeléctrico	5,20	30	Loja	Saraguro
Caluma Pasagua	Público	Hidroeléctrico	3,45	21	Bolívar	Caluma
Tigreurco	Público	Hidroeléctrico	3,44	21	Bolívar	Guaranda
	Subtotal		725	3,349		

C) PROYECTOS EN ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Pot. [MW]	Energía media [GWh/año]	Prov.	Cantón
Ocaña II	Elecaustro S.A.	En estudios de factibilidad y diseño definitivo	Público	Hidroeléctrico	24,00	145	Cañar	Cañar
Tahuín	Por definir	En estudios de factibilidad y diseño definitivo	Público	Hidroeléctrico	2,50	18	El Oro	Arenillas
		Subtotal			26,5	163,0		

D) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD CONCLUIDA

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Tortugo	CELEC EP	Factibilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	201,0	864	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
Chirapí	CELEC EP	Factibilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	169,2	968	Pichincha	Quito
Llurimguas	CELEC EP	Factibilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	162,0	718	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
Tránsito	Revocado a Hidrotransit S.A	Factibilidad. Revocado, certificado permiso. Hidrotransit S.A	Privado	Hidroeléctrico	3,14	20	Santo Domingo de los Tsáchilas	Santo Domingo de los Tsáchilas
		Subtotal			535	2.570		

E) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD CONCLUIDO

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Pot. [MW]	Energía media [GWh/ año]	Provincia	Cantón
Abitagua	CELEC EP Hidroagoyán	Prefactibilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	198,20	1.336	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Lligua Muyo	Por definir	Prefactibilidad concluida	Público o privado	Hidroeléctrico	170,0	1.242	Tungurahua	Baños
Parambas	Por definir	Prefactibilidad concluida	Público o privado	Hidroeléctrico	144,5	965	Imbabura	Ibarra
Villonaco II: Membrillo - Ducal	CELEC EP Gensur	Prefactibilidad concluida	Público	Eólico	50,00	200	Loja	Loja
Jondachi Sardinas	CELEC EP - Termopichincha	Prefactibilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	24,0	137	Napo	Archidona
SUBTOTAL					586,7	3.880		

Adicionalmente, debe indicarse que se encuentran en etapa de estudios:

a. Proyecto Hidroeléctrico Zamora Santiago G9. Prefactibilidad. Potencia estimada: 2.320 MW.

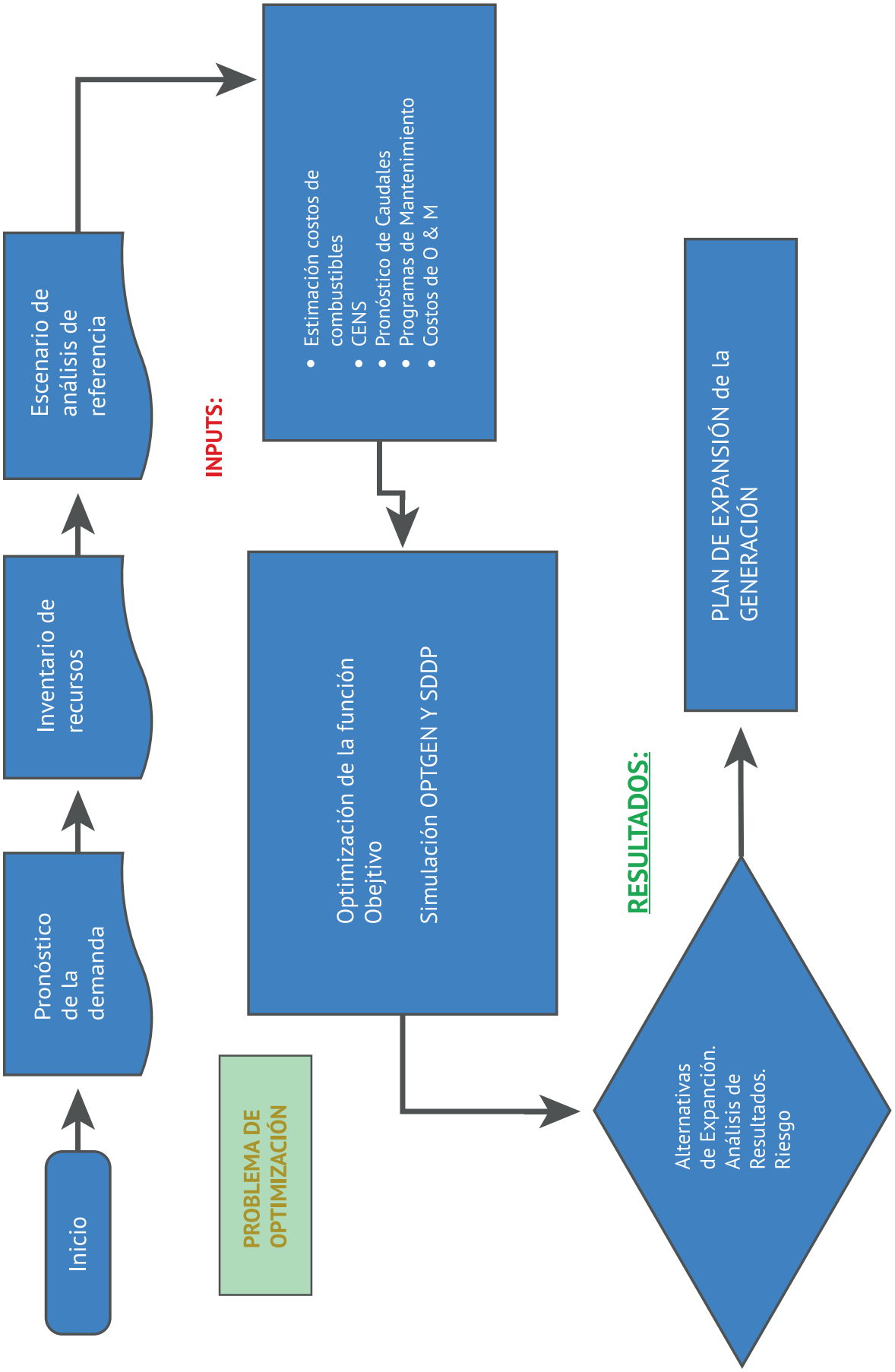
b.Proyectos geotérmicos: Chachimbiro, Binacional Tufiño Chiles Cerro Negro; Chalpatán, Chacana y Jamanco.

c. Proyectos hidroeléctricos de la cuenca alta del Guayllabamba: Cubí, Calderón, San Pedro. Estudio de prefactibilidad. Potencia estimada: 300 MW.

Por otro lado, se han identificado zonas de generación eólica y solar que presentan una complementariedad energética durante el estiaje coincidente de las vertientes del Amazonas y del Pacífico. Se han identificado proyectos eólicos con alto factor de planta mensual durante el estiaje como son: Salinas II (15 a 40 MW) en Imbabura, y El Aromo (65 MW) en Manabí.



4.10.4 Anexo No. 4.4 : Flujograma del Proceso de Planificación de la Expansión de la Generación



4.10.5 Anexo No. 4.5: Índices Utilizados en el Diagnóstico de la Generación en el S.N.I

Descripción	Formulación	Frecuencia de cálculo	Señal de alerta	Motivación	Información Fuente
Índice General Energético (GWh)	Diferencia entre el embalse equivalente real y embalse equivalente esperado	Semanal[1]	Cuando el embalse equivalente real es menor al esperado	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva que cubra las incertidumbres en los pronósticos de los caudales, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos y cálculo)
Reserva de potencia (%)	$\frac{\text{Potencia Disponible(MW)-Potencia Despachada(MW)}}{\text{Potencia Disponible (MW)}}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva de potencia para cubrir los desbalances de generación vs. carga	CENACE (base de datos)
Reserva de energía (%)	$\frac{\text{Energía Disponible (MWh) - Energía Despachada(MWh)}}{\text{Energía Disponible (MWh)}}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva hidráulica y térmica que cubra los periodos de estiaje, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos)
Ejecución de los planes de mantenimiento de generación (%)	(Número de mantenimientos ejecutados/Número de mantenimientos programados) * 100	Mensual	Cuando el indicador sea menor al 95 %	Reducción de la indisponibilidad en el parque generador	CENACE (base de datos)
Índice de indisponibilidad de generación (%)	$\frac{\sum Potencia\ Indisponible \cdot Horas\ Indisponibles}{\sum Potencia\ Total \cdot Horas\ Totales}$	Mensual	Mayor que el 7 % para las térmicas y que el 3 % para las hidráulicas	Reducción de los índices de indisponibilidad del parque generador	CENACE (base de datos)
Pronóstico de caudales promedio semanales (%)	$\left(1-\frac{No.\,de\ semanas\ con\ desvío}{No.\,de\ semanas\ del\ trimestre}\right)\cdot 100$ Desvío: el caudal semanal real debe estar dentro de los límites superior e inferior del intervalo pronosticado por el CENACE [29]	Trimestre	Cuando el indicador esté por debajo del 95 %	Correcto manejo de los embalses en la coordinación hidro - térmica	CENACE (base de datos)

29 Los límites inferior y superior del desvío se establecen semanalmente por el CENACE a partir de la desviación estándar del pronóstico, con un nivel de confianza del 80%





5

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN



5.1 Introducción

El Plan de Expansión de la Transmisión (PET) se elaboró con una visión integral del sistema eléctrico ecuatoriano, priorizando la atención al crecimiento de la demanda, cuya prospectiva considera a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de cargas especiales, el cambio de las matrices energética y productiva del país, la interconexión del sector petrolero con el Sistema Nacional de Transmisión y también los lineamientos establecidos por el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), en lo relacionado a la integración eléctrica regional.

La planificación y desarrollo de los proyectos del sistema de transmisión, están a cargo la Empresa Pública Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP y se gestionan a través de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, quien elaboró el plan de expansión de la red de transmisión requerida por el Sistema Nacional Interconectado, en el período 2016-2025, para garantizar la transmisión de potencia desde las centrales de generación a los centros de consumo, viabilizando además, la factibilidad de interconexión eléctrica con los países vecinos.

En este Capítulo se presenta el resultado de los análisis eléctricos y económicos de obras alternativas para la expansión de la red de transmisión, planteadas a partir de un diagnóstico de las condiciones operativas actuales del Sistema (2016) y de las obras de transmisión en construcción que entrarán en operación en el corto plazo. Posteriormente se indica en orden cronológico las obras, equipamiento y presupuesto referencial requerido para la expansión del sistema de transmisión en la próxima década, las cuales permitirán garantizar en el SNI los niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico.

5.2 Objetivo

Establecer los proyectos y obras que se requieren ejecutar en el período 2016-2025 para la expansión de la infraestructura de transmisión del Sistema Nacional Interconectado; la cual permitirá la interconexión de los nuevos proyectos de generación con los centros de consumo, considerando además, la viabilidad de proyectos de interconexión eléctrica con los países vecinos, cumpliendo con las exigencias de confiabilidad, seguridad y calidad establecidas en las regulaciones vigentes.

5.3 Políticas

El Plan de Expansión de la Transmisión PET 2016-2025, se fundamenta en las políticas establecidas en la Constitución de la República del Ecuador, específicamente en el Art. 314 *"El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley. El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia,responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación".*

Asimismo el PET 2016-2025 considera las políticas y objetivos planteados en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017, 7.7 a) "Implementar tecnologías, infraestructuras y esquemas tarifarios, para promover el ahorro y la eficiencia energética en los diferentes sectores de la economía", 11.1

a) "Aprovechar el potencial energético basado en fuentes renovables, principalmente de la hidroenergía, en el marco del derecho constitucional al acceso al agua y de la conservación del caudal ecológico" 11.1 u) "Fomentar intercambios energéticos regionales para asegurar el abastecimiento interno de productos y servicios energéticos y favorecer la seguridad y la integración energética regional", y los objetivos, políticas y lineamientos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable para la elaboración del Plan Maestro de Electrificación 2016-2025.

Entre los lineamientos establecidos por el MEER para la elaboración de la Expansión de la Transmisión, se tienen:

• Priorizar la confiabilidad y seguridad de la red de transmisión para el suministro de energía eléctrica a la demanda, dentro de niveles de calidad establecidos en la normativa.

• Además de la implementación de nuevo equipamiento, considerar la repotenciación y reconfiguración de la infraestructura existente, con fines de tener una red de transmisión óptimamente robusta y confiable.

• Con la finalidad de tener un crecimiento técnico – económico óptimo del sistema eléctrico, en todas sus etapas, la expansión de los sistemas de transmisión y subtransmisión de las empresas distribuidoras, se realizará coordinadamente.

5.4 Expansión del Sistema de Transmisión

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

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

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

5.5 Situación Actual del Sistema Nacional de Transmisión

5.5.1 Topología Actual del Sistema Nacional de Transmisión

En el cuadro indicado a continuación, se presenta un resumen de los efectos sobre la operación del sistema de cambios topológicos importantes en la red y de la entrada de nuevas obras de transmisión en el 2016.

Fecha de Entrada en Operación	Obra	Objetivo	Zona
Enero 2016	Instalación provisional de una Subestación Móvil 138/69 kV en la Subestación Posorja	Disminuir la cargabilidad del transformador ATQ 138/69 kV 33 MVA en la subestación Posorja	Suroccidental
Enero 2016	Entrada en operación de la subestación Yanacocha 138/69 kV	Atención de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A	Suroriental
Enero 2016	Entrada en operación de la subestación Cumbaratza 138/69 kV	Atención de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. en la provincia de Zamora Chinchipe	Suroriental
Marzo 2016	Entrada en operación de la línea de transmisión 500 kV, Línea 1 Inga – San Rafael	Entrada de La Etapa 1 del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (750 MW) y reforzamiento del suministro de energía a la zona norte del Sistema Nacional Interconectado	Nororiental
Abril 2016	Entrada en operación provisional del Proyecto Hidroeléctrico Sopladora	Conexión provisional del Proyecto Hidroeléctrico Sopladora a un punto de seccionamiento de la línea de transmisión 230 kV Zhoray – Sinincay	Suroriental
Junio 2016	Energización de las líneas de transmisión 230 kV, Sopladora – Milagro y Sopladora - Esclusas	Confiabilidad del suministro de energía a la zona de Guayaquil desde el Proyecto Hidroeléctrico Sopladora. Descarga del sistema de transmisión 230 kV Molino – Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales	Suroccidental
Junio 2016	Instalación provisional de una Subestación Móvil 230/69 kV en la Subestación Dos Cerritos	Abastecimiento del crecimiento de la demanda de CNEL EP Guayas - Los Ríos, y disminución de la cargabilidad del transformador 230/69 kV en la subestación Dos Cerritos	Suroccidente
Junio 2016	Cambio provisional de topología del sistema de transmisión 230 kV en la zona de Molino	Evento causa la indisponibilidad temporal de la línea de transmisión 230 kV Molino – Pascuales, que para su restablecimiento provisional se opta por la desconexión de un circuito de la línea de transmisión 230 kV Molino – Zhoray y Molino – Riobamba. Normalización de la topología transmisión noviembre de 2016	Suroriente
Julio 2016	Línea de transmisión Manduriacu – Santo Domingo opera a 230 kV; inicialmente operaba en 69 kV	Conexión al sistema de transmisión 230 kV del Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu	Suroccidental
Octubre 2016	Entrada en operación de la línea de transmisión 500 kV, Línea 2 Inga – San Rafael	Evacuación al sistema de la capacidad completa (1500 MW) del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair	Nororiental

Tabla Nro. 5-1: Proyectos de transmisión con inicio de operación

La topología geográfica del Sistema Nacional de Transmisión conformada por: líneas de transmisión de 138, 230 y 500 kV, subestaciones y líneas de interconexión con los países vecinos, a diciembre de 2016, se indica en la Figura Nro. 5-1.

En los análisis del plan de expansión de transmisión, CELEC EP – TRANSELECTRIC, agrupa las instalaciones de transmisión en cuatro zonas: Nororiental, Noroccidental, Suroccidental y Suroriental, conforme al esquema indicado en la Figura Nro. 5-2.

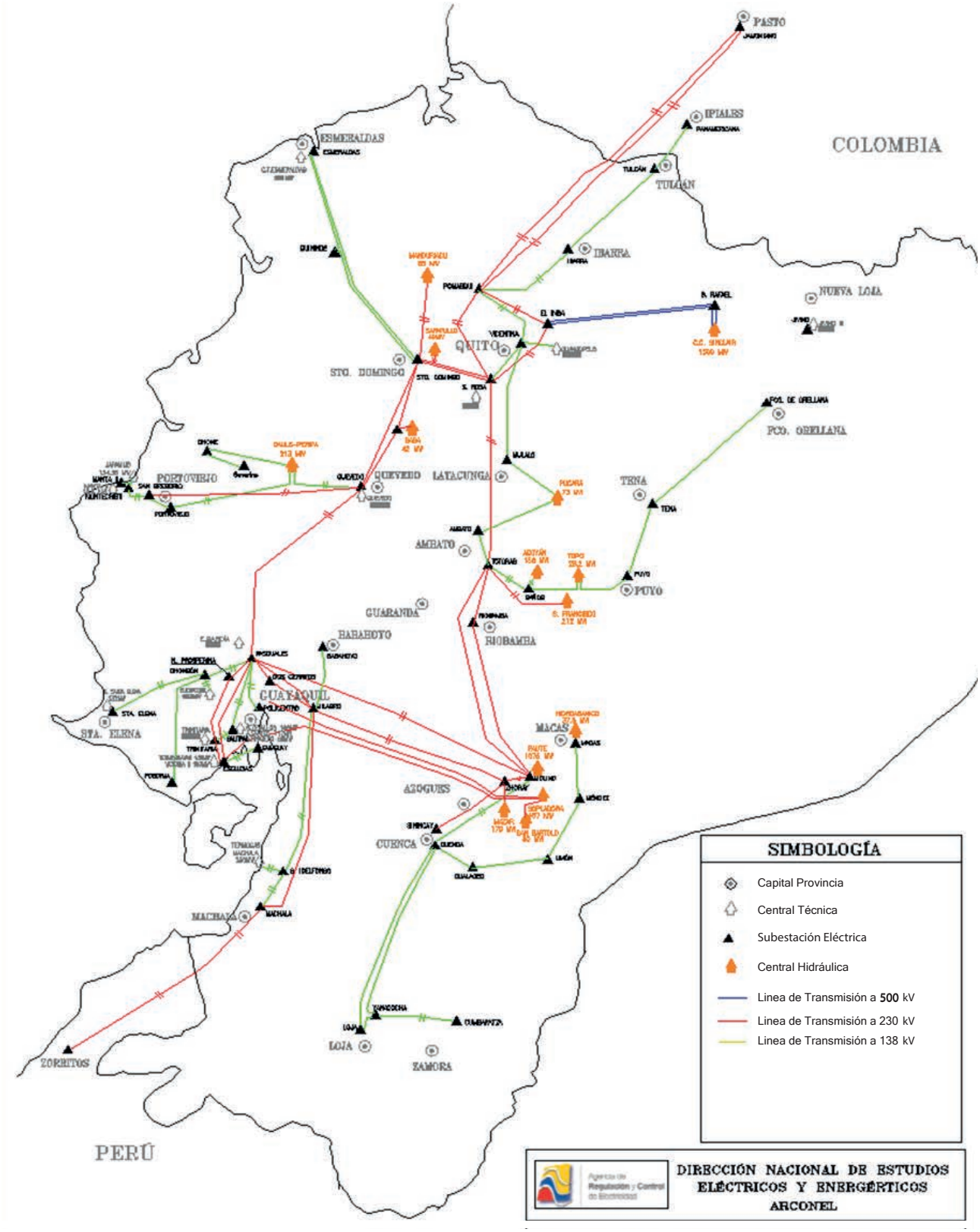


Figura Nro. 5-1: Diagrama del sistema nacional de transmisión

ZONAS EXPANSIÓN DEL SNT

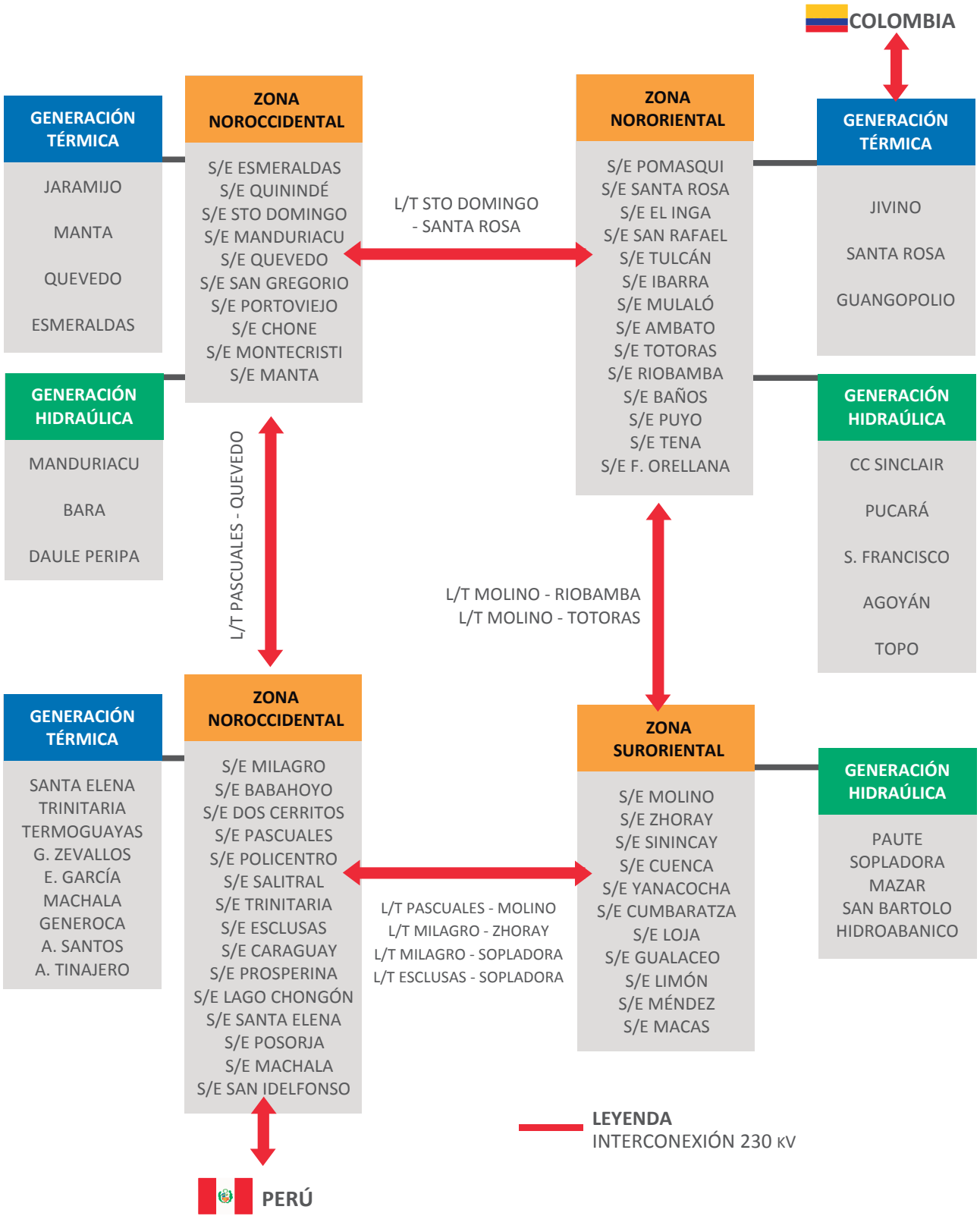


Figura Nro. 5-2: Zonas expansión del sistema nacional de transmisión

5.5.1.1 Líneas de Transmisión

La entrada en operación en el 2015 y 2016 de algunos de los grandes proyectos hidroeléctricos emblemáticos, ha modificado de forma importante la topología del sistema de transmisión, donde además del anillo trocal de 230 kV conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray - Milagro – Dos Cerritos – Pascuales – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa – Totoras – Riobamba, se ha formado en las zonas de Guayaquil y Quito otros anillos, reforzando de esta manera la confiabilidad y la seguridad operativa del S.N.I.

El Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair se interconecta con las subestaciones San Rafael y el Inga a través de 2 líneas de 500 kV, con una longitud de 120 km cada una.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), cuenta actualmente con líneas de transmisión que operan en niveles de voltaje: 500, 230 y 138 kV. A nivel de 230 kV existen 1.593 km de líneas en doble circuito y 975 km en simple circuito. Las líneas y subestaciones que constituyen el anillo de 230 kV y las líneas que operan a 500 kV, conforman el sistema troncal de transmisión.

A nivel de 138 kV, existen 791 km de líneas en doble circuito y 1.342 km en simple circuito, que fundamentalmente sirven para vincular el sistema troncal de transmisión con las centrales de generación y con los centros de distribución.

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

- Con Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 426 km de longitud, que interconectan las subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano, con una capacidad de hasta 500 MW.

- Con Perú: una línea de transmisión de 103 km de longitud, que interconecta a las subestaciones Machala en el Ecuador con Zorritos en el lado peruano, con una capacidad de hasta 100 MW.

En los análisis del plan de expansión de transmisión, CELEC EP – TRANSELECTRIC, agrupa las instalaciones de transmisión en cuatro zonas: Nororiental, Noroccidental, Suroccidental y Suroriental, conforme al esquema indicado en la Figura Nro. 5-2.

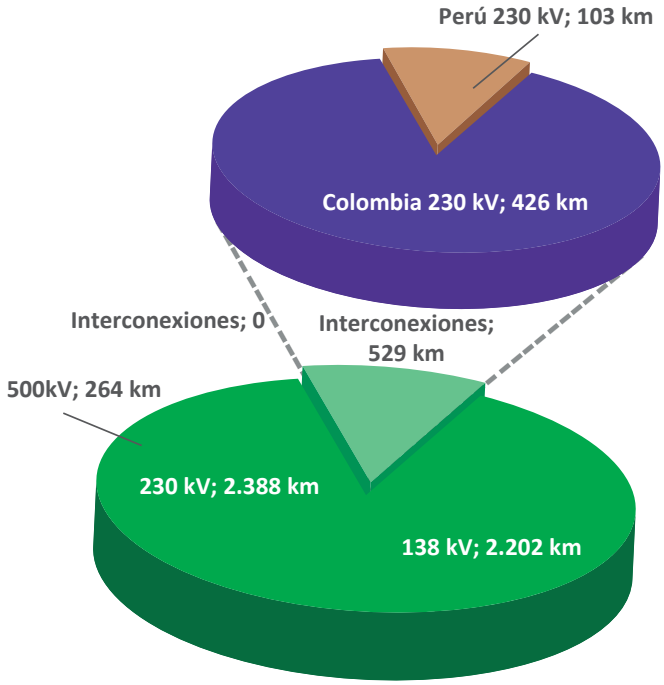


Figura Nro. 5-3: Composición y longitud en km de las líneas de transmisión del SNT

Fuente: CELEC EP

5.5.1.2 Subestaciones

En el sistema de transmisión se tienen 50 subestaciones; considerando las características del equipamiento de transformación instalado, pueden clasificarse de la manera siguiente:

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

Adicionalmente, CELEC EP TRANSELECTRIC dispone de tres equipos móviles de transformadores 138/69 kV y uno de 230/69 kV que de necesitarse, permitirán de manera temporal el suministro del servicio a empresas eléctricas de distribución.
Los patios de maniobras de subestaciones 500 y 230 kV disponen de un sistema de doble barra principal, lo que permite tener en la operación una alta confiabilidad y capacidad de maniobra. A niveles de voltaje de 138 y 69 kV, de manera general el equipo de maniobra en subestaciones se conecta a un sistema de barras principal - transferencia, que permite realizar mantenimientos en bahías sin necesidad de hacer suspensiones del servicio.

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

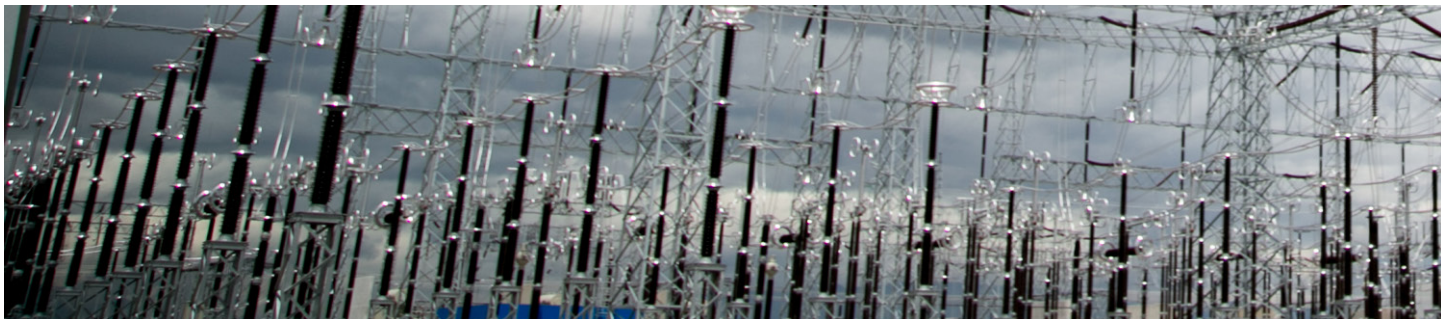
De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones del S.N.T., sin incluir la capacidad de los transformadores de reserva, es la siguiente:

- Transformadores con enfriamiento natural de aire (OA): 60 MVA
- Transformadores con enfriamiento por aire forzado (OA/FA): 3.103,80/5.145,85 MVA
- Transformadores con enfriamiento por aire y aceite forzado (OA/FA/FOA): 2.574,10/ 3.432,39/4.408,16 MVA.

La potencia nominal máxima instalada en transformadores en el SNT es de 9.614 MVA.

5.5.1.3 Compensación de Potencia Reactiva

Con el objeto de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, en varias de las subestaciones del sistema de transmisión se disponen de bancos de condensadores, para compensación capacitiva y bancos de reactores, para compensación inductiva, como se indica en la Tabla Nro. 5-2 y Tabla Nro. 5-3.



Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Bancos No.	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
Santa Rosa	138	3	27	81
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	1	6	6
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Portoviejo	69	3	12	36
Pascuales	69	2	12	24
Pascuales	138	2	60	120
Esmeraldas	69	2	12	24
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Las Esclusas	138	1	30	30
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Posorja	69	2	6	12
Total:		29		462

Tabla Nro. 5-2: Compensación capacitiva instalada en el SNT
Fuente: CELEC EP

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Reactores No.	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
Pascuales	13,8	2	10	20
Molino	13,8	2	10	20
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Quevedo	13,8	1	10	10
Santo Domingo	13,8	1	10	10
Totoras	13,8	1	10	10
Riobamba	13,8	1	10	10
Pomasqui	230	1	25	25
Total:		11		125

Tabla Nro. 5-3: Compensación inductiva instalada en el SNT
Fuente: CELEC EP



En el contexto de la planificación de la expansión del sistema de transmisión, previamente se realiza una evaluación de la operación eléctrica del sistema en las condiciones actuales; evaluando, conforme los límites establecidos en la normativa vigente, los parámetros operativos de calidad de voltaje y cargabilidad de las instalaciones.

Sobre la base de lo indicado en la Regulación CONELEC No. 004/02 "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", en el mes de abril de 2016 el CENACE estableció como límites de variación de voltaje los indicados en la Tabla Nro. 5 4, donde se consideran que los consumos de energía tienen un factor de potencia 0,96. Adicionalmente se indica que para zonas radiales del sistema de 138 kV que no dispongan de elementos de regulación de voltaje, los valores mínimos de voltaje serán -7% para condiciones normales y -10% en emergencia.

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

Tabla Nro. 5-4: Límites de variación de voltaje para la operación del SNI

Bajo ciertos escenarios de operación y en determinadas zonas del sistema de transmisión, algunas instalaciones operan en los límites de calidad, registrándose en algunos casos perfiles de voltaje por debajo del mínimo aceptable.

5.5.1.4 Perfiles de Voltaje en Barras del Sistema de Transmisión

Con los registros estadísticos de parámetros eléctricos operativos obtenidos del "Energy Managment System EMS" del CENACE, se realiza un análisis de valores de voltaje en barras del sistema de transmisión con los que operó el sistema entre julio de 2015 y diciembre de 2016.

- **Barras de 230 kV**

En la Figura Nro. 5-4 y Figura Nro. 5-5 se indican los valores máximos y mínimos de voltaje (expresados en por unidad) registrados en barras de 230 kV del sistema de transmisión operando en condiciones normales.

Se aprecia que, en la cadena de transmisión Molino - Zhoray - Milagro - Dos Cerritos - Pascuales - Nueva Prosperina - Trinitaria - Esclusas, valores de voltajes altos y bajos, debido a las altas transmisiones de potencias desde las centrales hidroeléctricas Molino y Mazar a la zona de Guayaquil. Estas condiciones operativas fueron más acentuadas en el año 2016, con el inicio de la operación de los proyectos hidroeléctricos Coca Codo Sinclair y Sopladora.

En la subestación Machala, se registró valores altos y bajos de voltaje, como efecto de las condiciones operativas del sistema durante intercambios de energía con el sistema peruano; o en otros casos por causa de la indisponibilidad de la Central Térmica Termogas -Machala.

Dada la topología del sistema de transmisión actual y por condiciones de seguridad operativa del sistema; en las zonas de Santa Elena y Manabí no fue posible remplazar la generación térmica local por hidroeléctrica del sistema.

De manera general los rangos de voltaje de operación en el sistema de transmisión 230 kV en el 2016, se realizaron dentro de los límites establecidos.

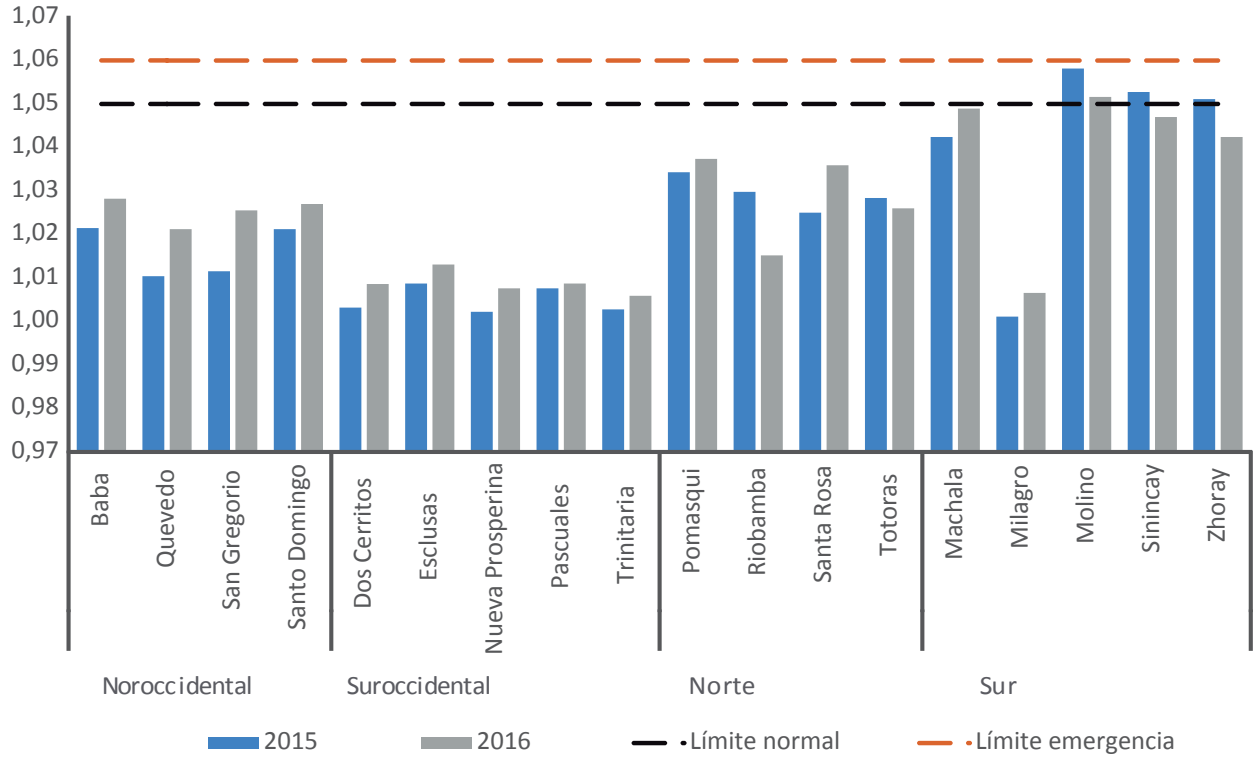


Figura Nro. 5-4: Perfiles voltaje máximo barras 230 kV.

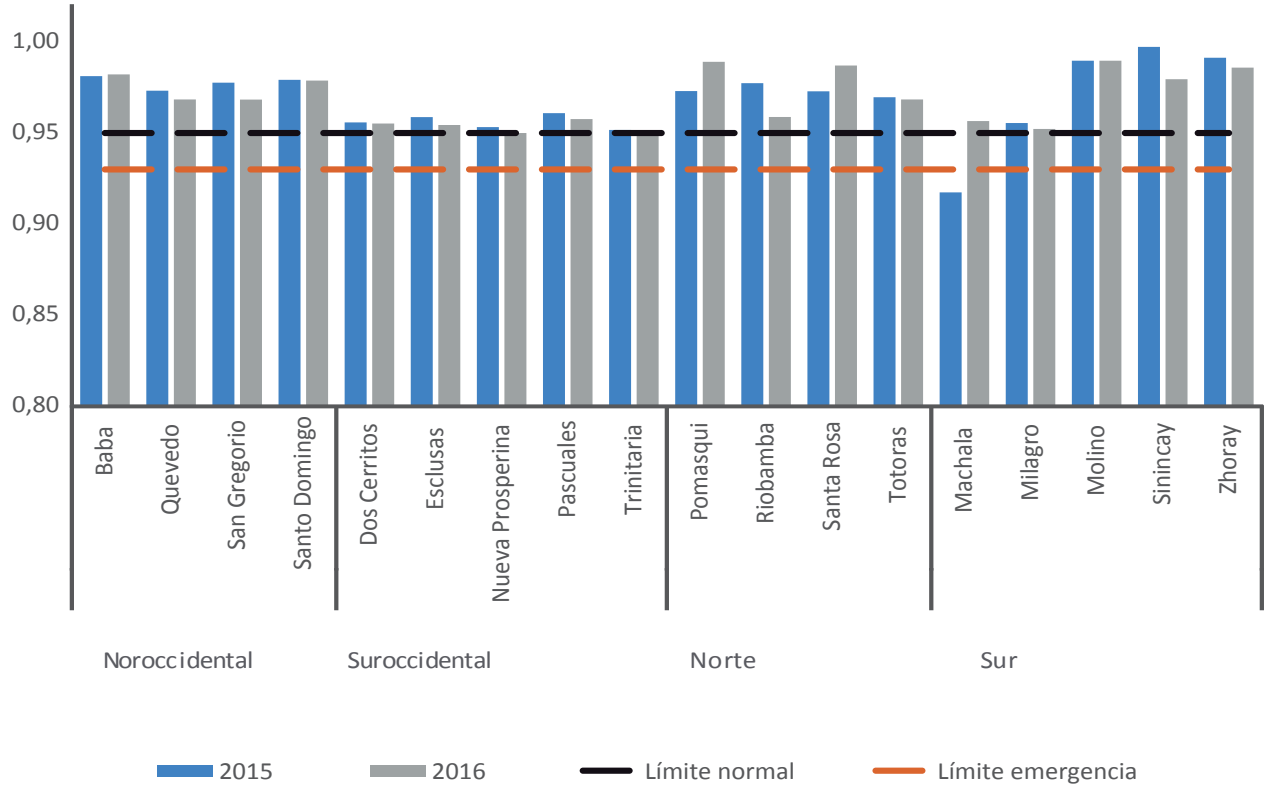


Figura Nro. 5-5: Perfiles voltaje mínimo barras 230 kV.

• Barras de 138 kV

En las Figura Nro. 5-6 y Figura Nro. 5-7 se indican los valores máximos y mínimos de voltaje (expresados en por unidad) registrados en barras de 138 kV del sistema de transmisión en condiciones normales.

Debido a que no se disponen de elementos suficientes para regulación de voltaje en algunas subestaciones radiales, tales como: Babahoyo, Chone, Manta, Montecristi, Puyo, Tena, Orellana, se observan valores mínimos de niveles de voltaje.

Para mantener niveles aceptables de voltajes en el sistema de transmisión Tena – Orellana, se necesita que en el sistema de subtransmisión 69 kV de CNEL EP Sucumbíos opere generación térmica (Central Térmica Jivino), lo que ha permitido mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía desde el S.N.I a CNEL EP Sucumbíos.

Para mantener la calidad de los niveles de voltaje 138 kV en las subestaciones Chone, Manta, Montecristi, se necesita de la operación de generación térmica en la zona de Manabí.

En el caso de la Subestación Babahoyo 138 kV, se registraron voltajes bajos debido a que, en la subestación Milagro desde donde se alimenta, el voltaje disminuye por las altas transferencias de potencia que se tienen desde Molino a la zona de Guayaquil.

En general, el nivel de voltaje en barras de 138 kV del Sistema Nacional de Transmisión en condiciones normales, se encuentran dentro de límites aceptables de calidad y seguridad, pero existen riesgos operativos en casos de contingencias graves en instalaciones de los sistemas radiales que cuentan con limitados elementos para la regulación de voltaje.

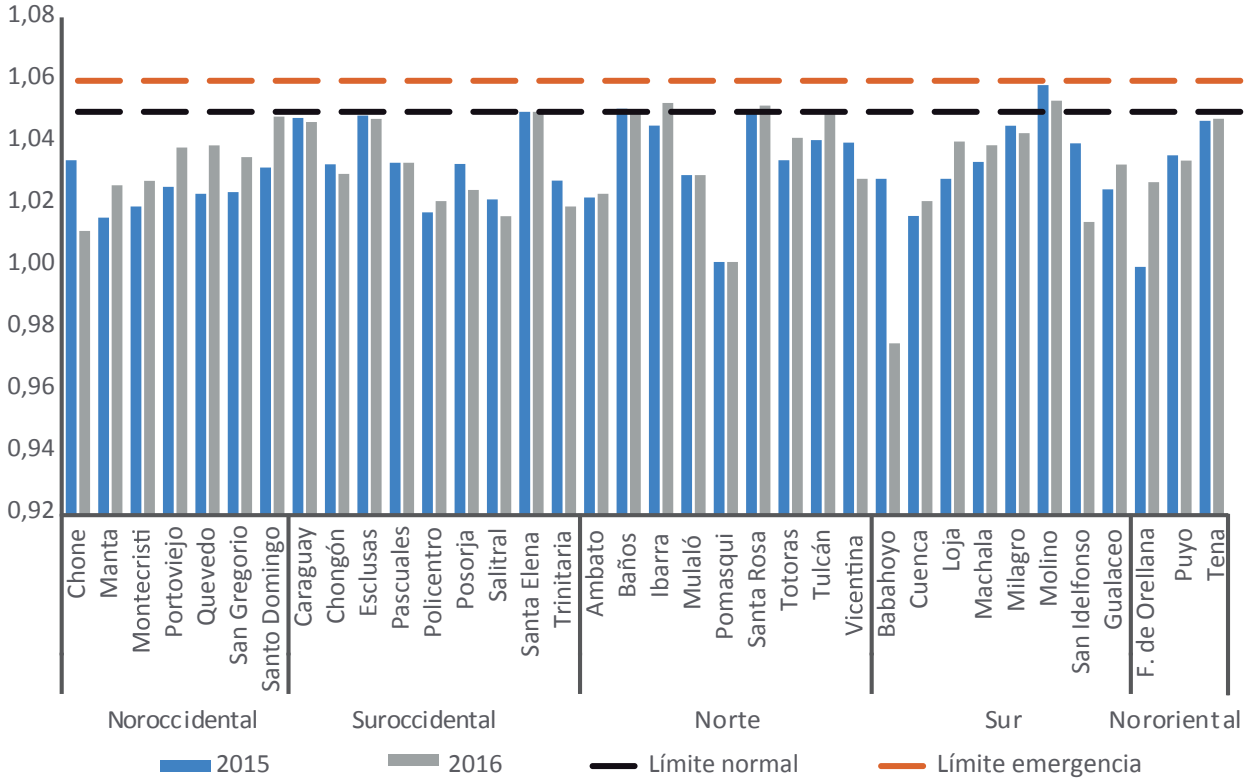


Figura Nro. 5-6: Perfiles voltaje mínimo barras 138 kV

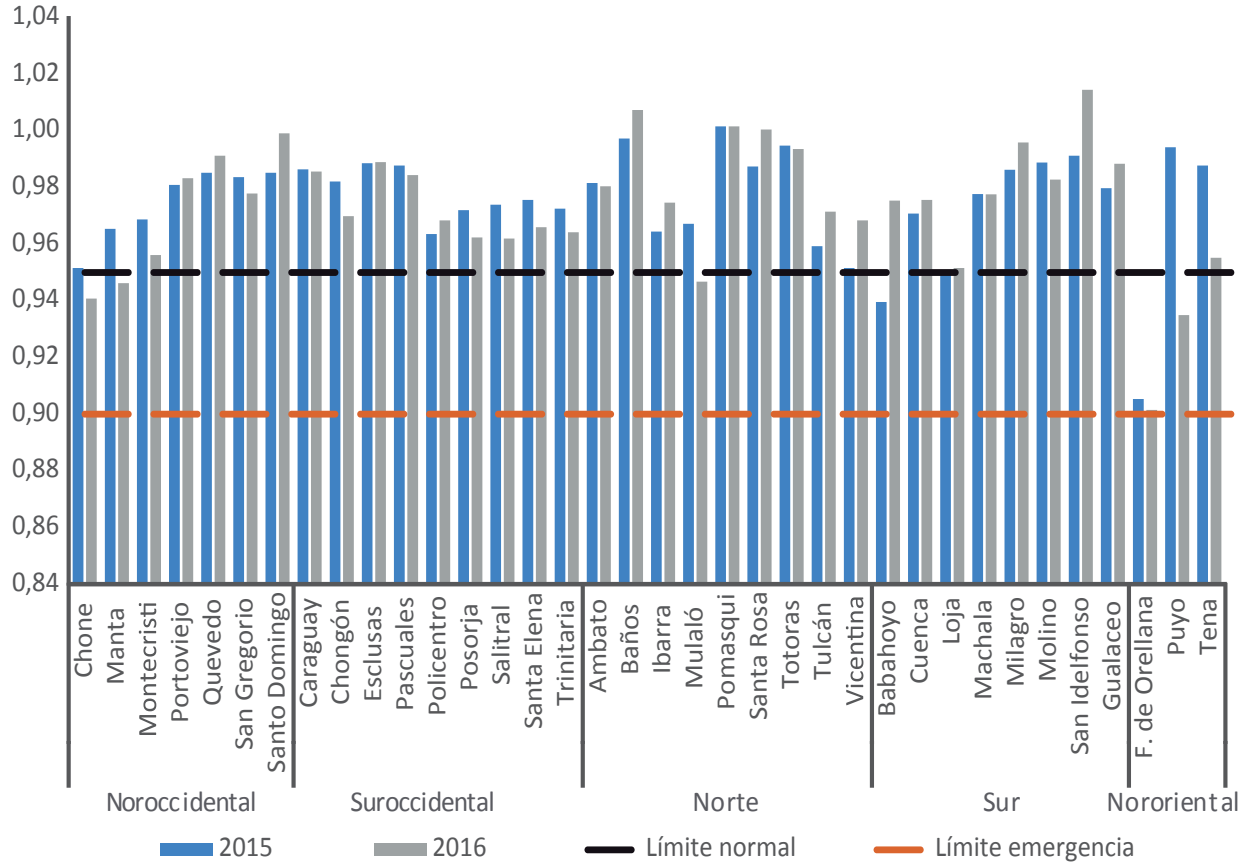


Figura Nro. 5-7: Perfiles voltaje mínimo barras 138 kV.

• Barras de 69 kV

El factor de potencia de la carga conectada en los puntos de entrega del sistema de transmisión a distribuidoras, es importante para mantener los niveles de voltaje en el sistema de transmisión, por lo que conforme a la normativa, se establece que para las condiciones actuales de operación, el factor de potencia de esta carga tiene que ser mayor a 0,96.

La regulación de voltajes en barras de 69 kV del sistema de transmisión, generalmente se realiza por medio de equipos cambiadores taps bajo carga de los transformadores, o de bancos de condensadores disponibles en algunas subestaciones.

En la Figura Nro. 5-8 y Figura Nro. 5-9 se indican los valores máximos y mínimos de voltaje registrados en barras de 69 kV del sistema de transmisión, en condiciones normales de operación.

Se presentaron algunos valores mínimos de voltaje en las subestaciones de Manta y de Orellana; los cuales se compensaron con la operación de la generación térmica instalada en esas zonas.

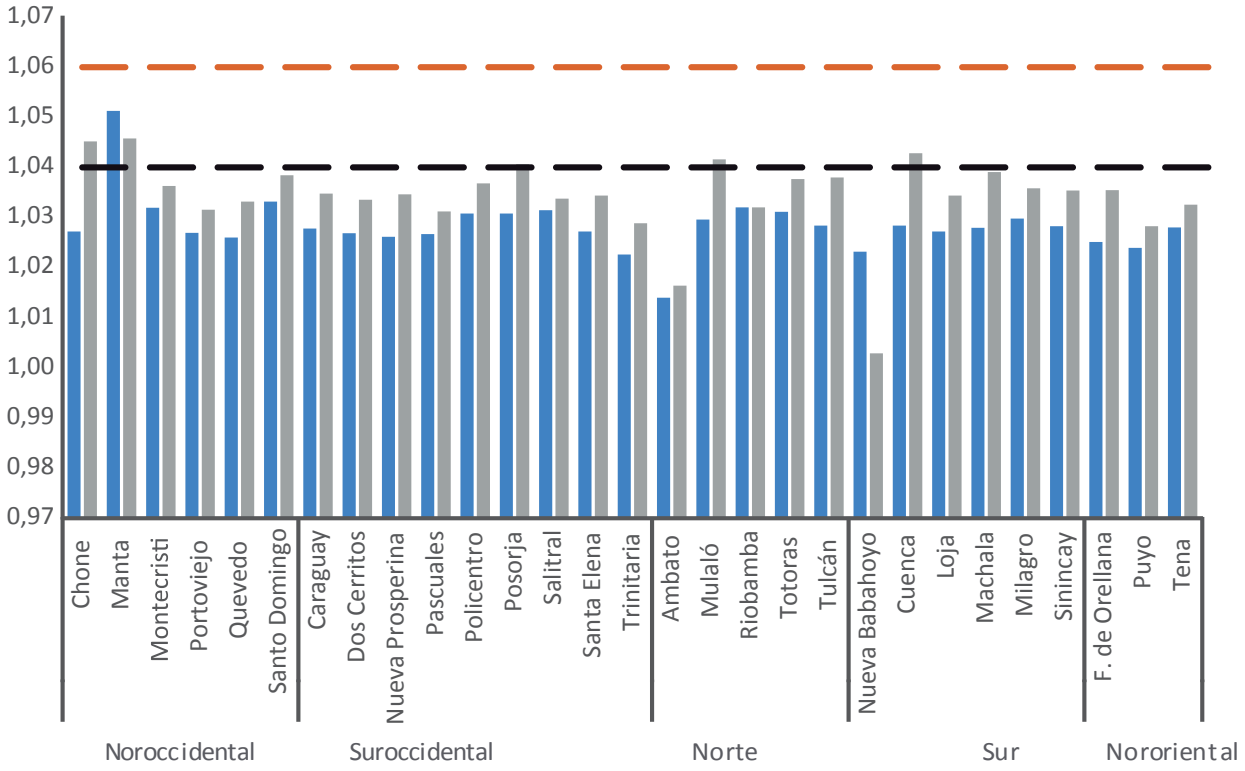


Figura Nro. 5-8: Perfiles de voltaje máximo en barras 69 kV

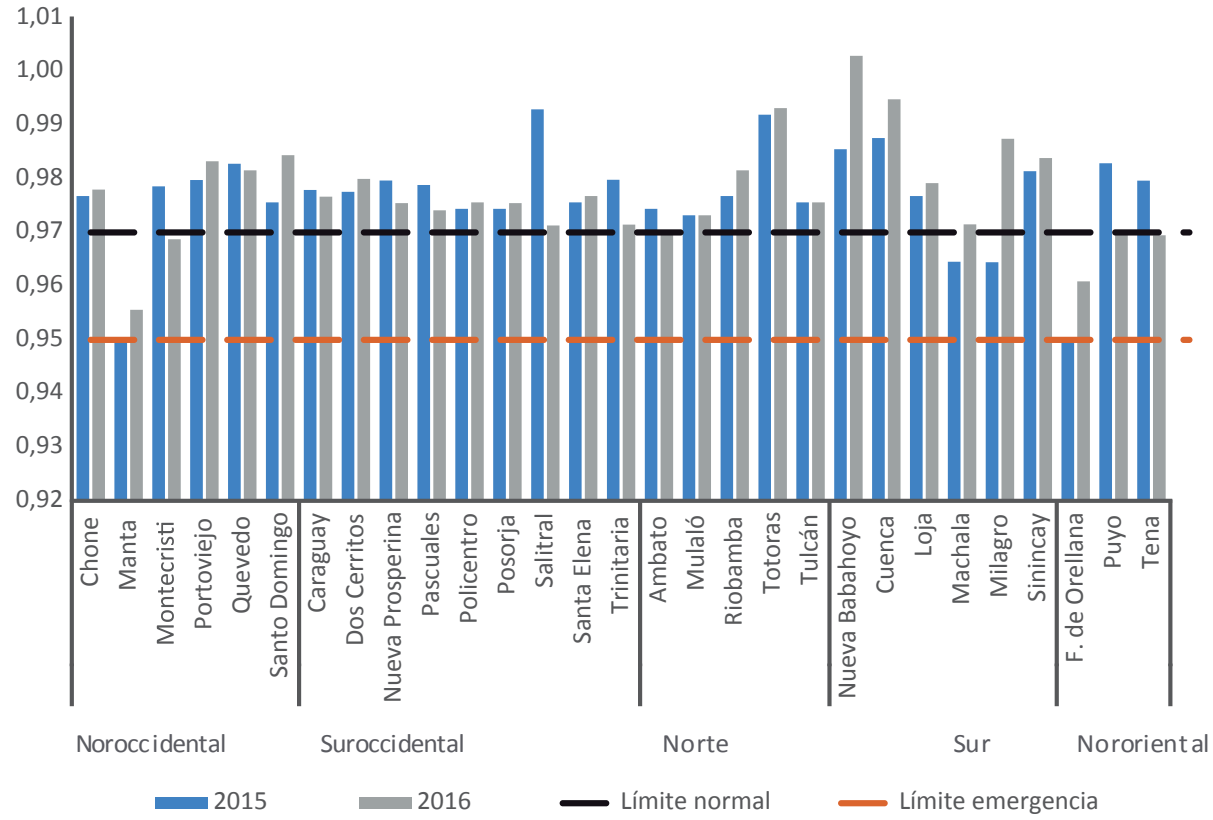


Figura Nro. 5-9: Perfiles de voltaje mínimo en barras 69 kV

5.5.1.5 Cargabilidad de las Instalaciones de Transmisión

- **Transformadores**

Cabe señalar que la normativa indica que los límites de cargabilidad de los transformadores deben ser fijados por el propietario de los equipos y validados por el CENACE. Razón por la cual CELEC EP - TRANSELECTRIC publica en su página WEB estos valores.

Cabe señalar que CELEC EP – TRANSELECTRIC, considera como referencia para el inicio de gestiones para la expansión de capacidad de transformación, cuando por un transformador se transfiere una potencia del 80% o más de su capacidad FA.

La Figura Nro. 5-10 y Figura Nro. 5-11 muestran la máxima cargabilidad de algunos transformadores en subestaciones del sistema de transmisión, registradas en el período julio/2015 y diciembre/2016. En esta información se aprecian niveles de potencia superiores al 80% de la capacidad nominal, en transformadores de las subestaciones: Totoras, Dos Cerritos, Riobamba, Santo Domingo, Macas, Machala, Policentro y Salitral.

En el caso de las subestaciones Dos Cerritos (ATK 230/69 kV) y Santo Domingo (ATR 138/69), los problemas indicados se resolvieron en el transcurso del 2016, con la instalación provisional de una subestación móvil en el primer caso; y en el segundo, con la entrada en operación de un segundo transformador ATQ 138/69 kV.

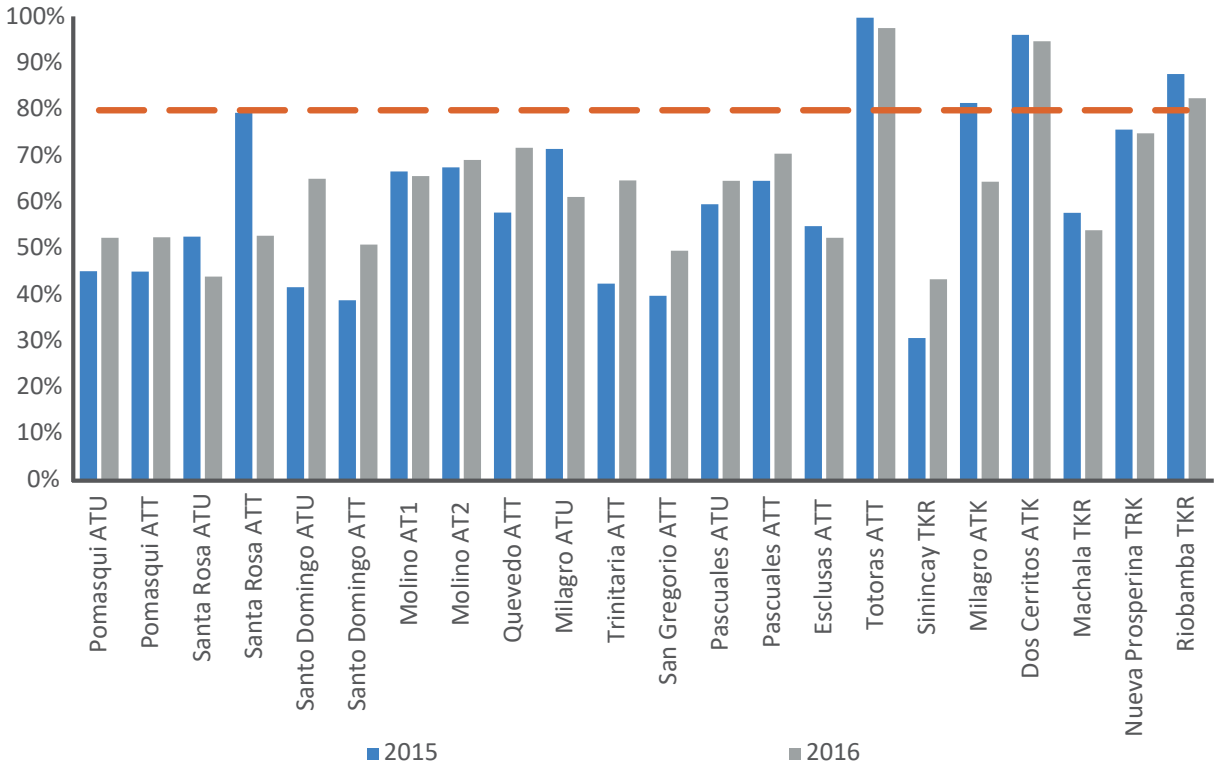


Figura Nro. 5-10: Cargabilidad en transformadores 230/138/69 kV

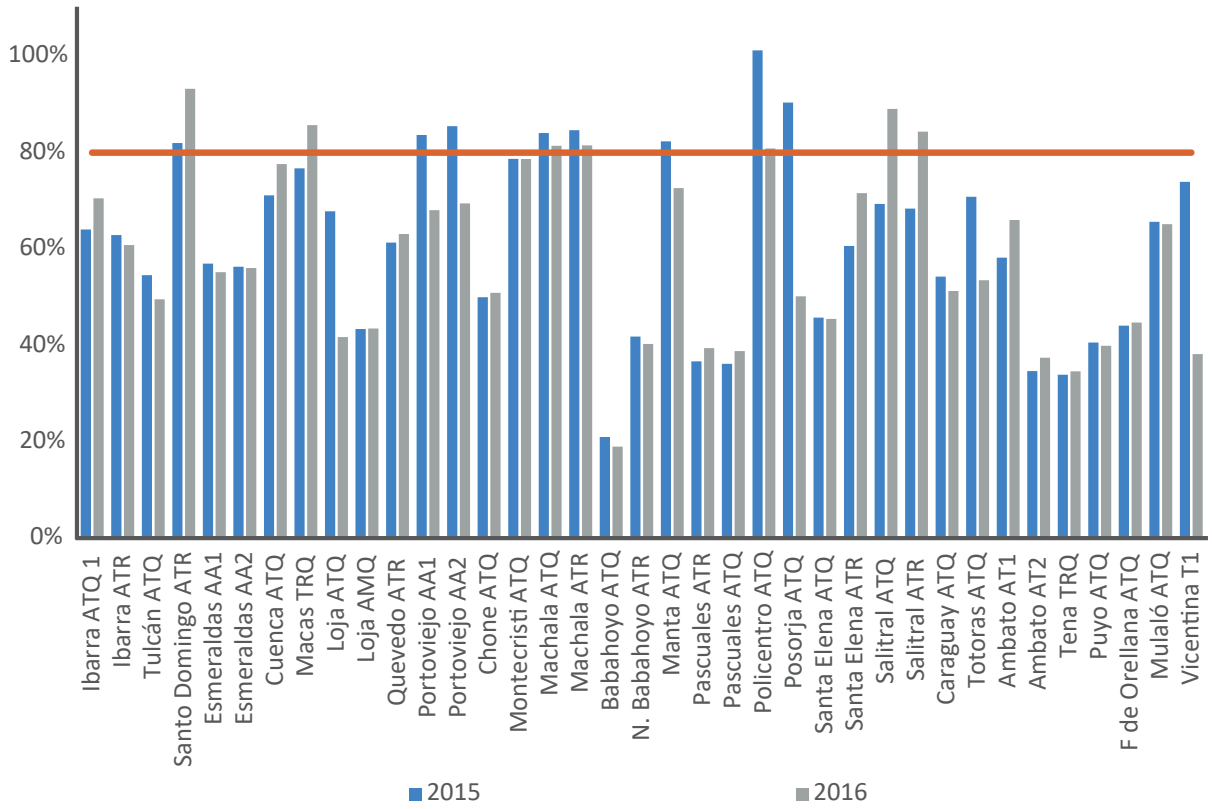


Figura Nro. 5-11: Cargabilidad en transformadores 138/69 kV

El transformador ATT 230/138 kV de la subestación Totoras se sobrecarga cuando en el sistema de transmisión 138 kV entre las subestaciones Mulaló – Pucará – Ambato – Totoras, existen restricciones para la evacuación de la energía producida por la Central Hidroeléctrica Agoyán. Razón por la cual, en este plan de expansión de transmisión se considera dentro de sus obras, el aumento de capacidad de transformación en esta subestación.

La sobrecarga de transformadores en las subestaciones: Riobamba, Macas, Machala y Policentro, se deben al crecimiento de la demanda; por lo que en el plan de expansión de transmisión se plantea la construcción de obras que solucionan estos problemas.

En la subestación Salitral se produjeron altas transmisiones de potencia por los transformadores ATQ y ATR 138/69 kV, debido a la indisponibilidad por mantenimiento de generación en la Central Térmica Gonzalo Zevallos.

- **Líneas de Transmisión**

La Figura Nro. 5-12 y Figura Nro. 5-13 muestran la máxima cargabilidad alcanzada por algunas de las líneas de transmisión en el período julio/2015 y diciembre/2016. Cabe indicar que los valores de potencia transmitidas por líneas de transmisión 230 kV dependen en varios casos de la hidrología en el sistema.

En los casos de alta disponibilidad de generación hidroeléctrica en las centrales Paute, Mazar, San Francisco y Agoyán, permiten disminuir la operación de generación térmica en la zona de Guayaquil, por lo que aumentan la potencia por las líneas de transmisión 230 kV Molino – Zhoray – Milagro- Dos Cerritos – Pascuales.

En el mes de junio de 2016, se produjo un evento en la línea de transmisión 230 kV Pascuales – Molino, que obligó al cambio de la topología del sistema de transmisión en la zona del Paute; la restitución provisional de esta interconexión, importante para el suministro de energía a la zona de Guayaquil, se lo realizó con base a la indisponibilidad de la línea Riobamba – Molino y de uno de los circuitos de la Molino – Zhoray, razón por la cual se presentaron sobrecargas en ésta última línea. La topología del sistema de transmisión se normalizó en el mes de noviembre.

La entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Sopladora y Coca Codo Sinclair, ayudaron a disminuir las transferencias de potencias entre Molino y Pascuales, consiguiéndose una mayor seguridad operativa del sistema, debido a una mejor redistribución de flujos de potencia por el sistema de transmisión troncal 230 kV.

En el 2016 y en condiciones normales de operación, no se han registrado en líneas de transmisión de 230 kV y 138 kV cargabilidades superiores al 80% de su capacidad normal.

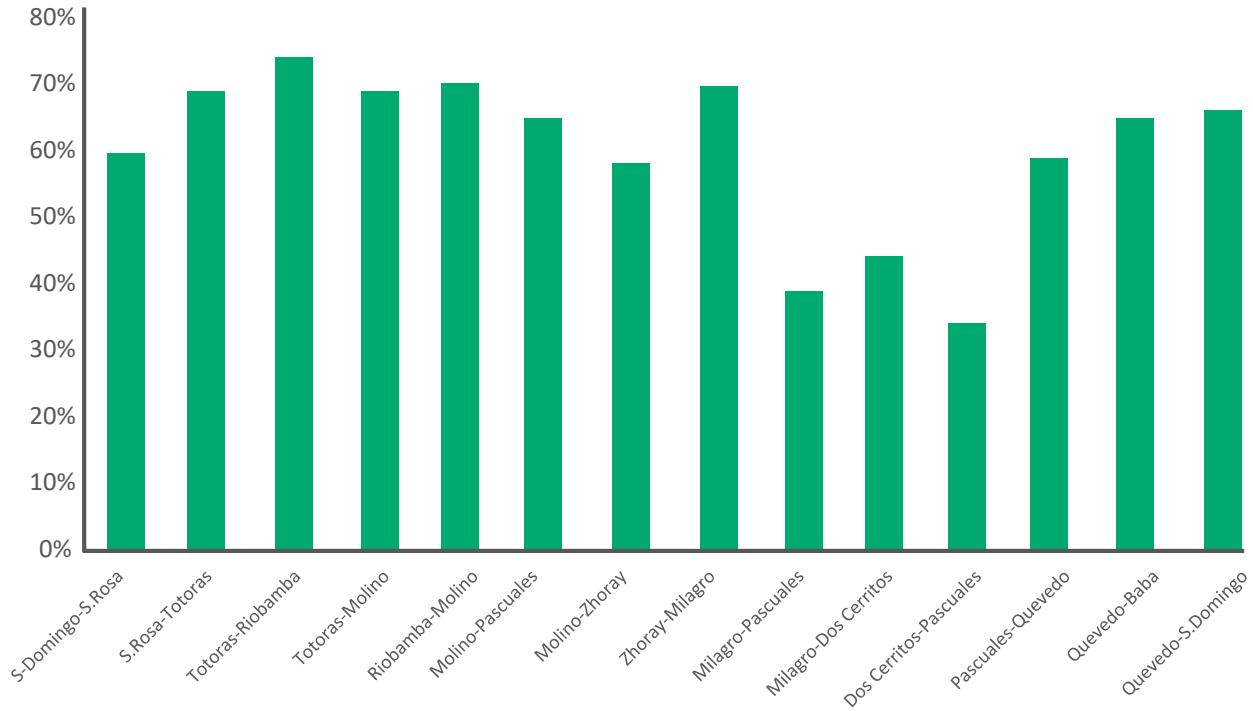


Figura Nro. 5-12: Cargabilidad líneas de transmisión- baja hidrología 2015-2016

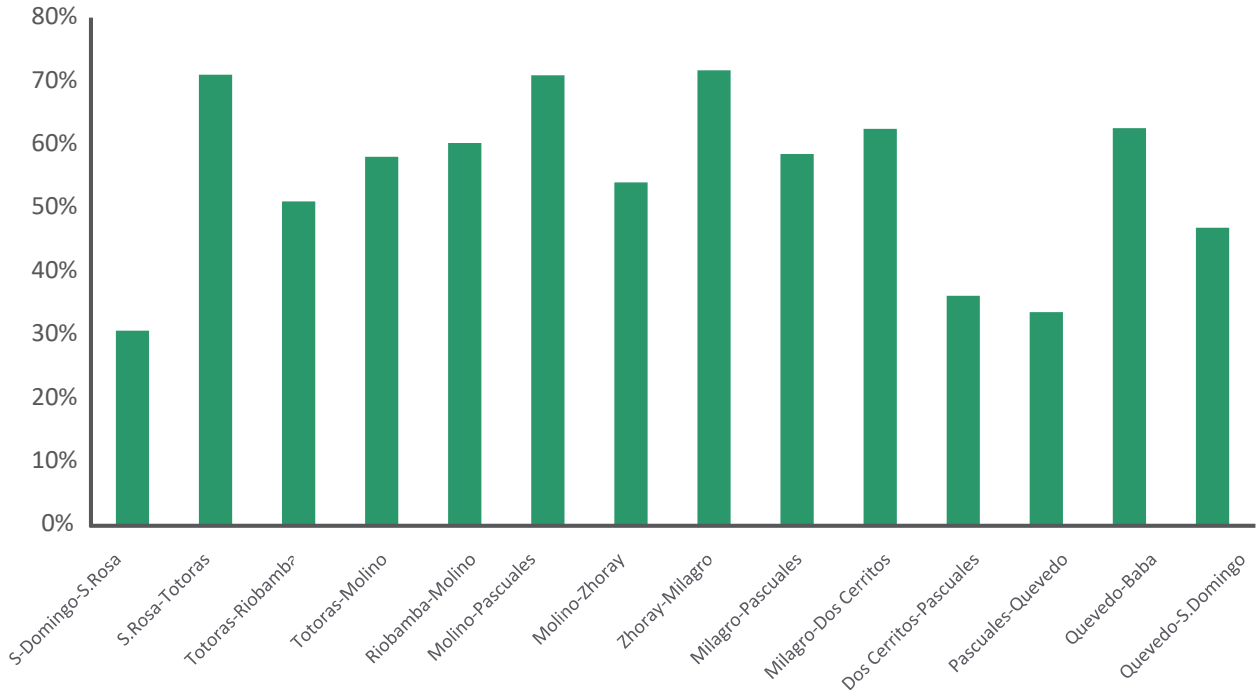


Figura Nro. 5-13: Cargabilidad líneas de transmisión- alta hidrología 2015-2016

5.6 Plan de Expansión de la Transmisión 2016 – 2025

Los estudios de la expansión del sistema de transmisión los realiza CELEC EP - TRANSELECTRIC en base a análisis de alternativas de expansión cuyos resultados son aprobados por el MEER, definiendo el plan de equipamiento necesario para garantizar la operación del Sistema Nacional de Transmisión dentro de los límites de parámetros de calidad, confiabilidad y seguridad exigidos en la normativa vigente.

5.6.1 Información Base

La información para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión es la siguiente:

- Exigencias regulatorias referentes a calidad, seguridad y confiabilidad del servicio de suministro de energía eléctrica.
- Proyección de crecimiento de la demanda Hipótesis 3 (Caso Base): crecimiento tendencial, cargas singulares, programas de eficiencia energética y programa de cocción eficiente), e Hipótesis 5 (Caso Matriz Productiva) que considera la Hipótesis 3 más Refinería del Pacífico e industrias básicas en la zona de Posorja.
- Plan de Expansión de Generación 2016 – 2025 para los casos Base y Matriz Productiva de crecimiento de la demanda.
- Información proporcionada por las empresas eléctricas distribuidoras de los planes de expansión de la subtransmisión de sus sistemas.
- Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado. Julio 2016 – Junio 2018. CENACE.
- Estadísticas de parámetros operativos del SNI disponibles en el CENACE y en el Centro de Operaciones de Transmisión – COT.
- Información sobre los proyectos de expansión del SNT que se encuentran en construcción y de los que se prevén que inicie su ejecución en el corto plazo.
- Costos de inversión de suministros y de construcción de los proyectos ejecutados por CELEC EP – TRANSELECTRIC, actualizados con información de los últimos procesos de contratación.

5.6.2 Ámbito para el Análisis del Plan

La formulación del Plan de Expansión de Transmisión se realiza luego del análisis de diferentes alternativas de equipamiento para proyectos que sean técnicamente realizables y económicamente viables para cada uno de los años del plan, analizados mediante estudios eléctricos para condiciones de demanda máxima, media y mínima y para los escenarios de alta y baja hidrología de generación, conforme lo establecido en la normativa sobre “Criterios para la planificación de la expansión del sistema de transmisión ecuatoriano”, Regulación Nro. CONELEC 006/12.

5.6.3 Hipótesis y Parámetros para Valoración

Los análisis para la determinación del plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión toma como base: la evaluación operativa del sistema en las condiciones actuales, los cronogramas de entrada en operación de los proyectos de transmisión en ejecución y de los que se iniciará próximamente su construcción. Además, también se considera la siguiente información:

- Proyección decenal del crecimiento de la demanda de potencia y energía en el país.

• Despachos de generación utilizadas por la ARCONEL en los análisis y estudios de la expansión de la generación, y los costos variables de producción de las unidades de generación del sistema publicados por el CENACE.

• Análisis eléctricos del S.N.I, considerando la demanda máxima no coincidente del sistema, desagregada por barra del sistema de transmisión de acuerdo con estadísticas de operación.

• Incremento de la capacidad de transformación en subestaciones: el equipo de transformación se dimensiona para que, a la fecha de entrada en operación, el nivel de carga inicial sea del orden del 40% de su capacidad máxima.

• Capacidad de transferencia de potencia por líneas de transmisión: en condiciones normales de operación no deben superar el 100% de su capacidad térmica.

• El sistema troncal de transmisión, deberá soportar contingencias n-1 de sus instalaciones, sin afectar la operación integral del SNT.

• Normativa vigente referente a calidad, seguridad y confiabilidad del servicio de suministro de energía eléctrica.

Las alternativas son analizadas mediante criterios económicos (considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red, costos de generación, restricciones, energía no suministrada y pérdidas de potencia y energía), con una tasa de descuento referencial del 12% definida por la SENPLADES y una vida útil de 30 años para subestaciones y de 45 años para líneas de transmisión.

C5

5.7 Proyecto de Expansión de la Transmisión

Con el objeto de solucionar los problemas operativos detectados en la evaluación de la situación actual del SNT, integrar al SNI los grandes proyectos de generación, garantizar el suministro de energía a la demanda y cumplir con las políticas del Gobierno Nacional en lo que respecta a la integración eléctrica regional, se necesita de un sistema de transmisión que permita atender con confiabilidad y seguridad los requerimientos presentes y futuros para el suministro de energía eléctrica en el país.

En el plan de expansión se describen las obras requeridas para la entrada en operación de los proyectos de transmisión sea de 138, 230 ó 500 kV.

5.7.1 Expansión del SNT en el Corto y Mediano Plazo (2016 – 2020)

La entrada en operación en el 2016 de grandes proyectos hidroeléctricos, Coca Codo Sinclair (1.500 MW) y Sopladora (487 MW), y por tanto la necesidad de reducir el despacho de generación térmica, principalmente en la zona de Guayaquil, requirió del fortalecimiento de la red troncal del SNT para la transmisión de grandes potencias entre los centros de generación y de carga, lo que además, significó también cambios importantes en la operación del Sistema.

En planes de expansión de transmisión anteriores se previó para estos casos, la construcción entre otras obras, de un sistema de transmisión de 500 kV que interconecte inicialmente los mayores centros de consumo del país, esto es Guayaquil y Quito, con el Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.

Igualmente se ha considerado, la entrada en operación de otras obras que permitirán la interconexión al sistema de transmisión troncal de nuevos proyectos de generación importantes, como también fortalecer la red de transmisión para atender el suministro de energía a la demanda, durante los próximos años.

En el presente plan de expansión, se cumple con las necesidades de confiabilidad y seguridad operativa de la red de transmisión del S.N.I, formuladas por el CENACE en el “Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado. Período Julio 2016 – Junio 2018”.

La topología que tendrá el Sistema Nacional de Transmisión para el año 2020, se indica en la figura siguiente:

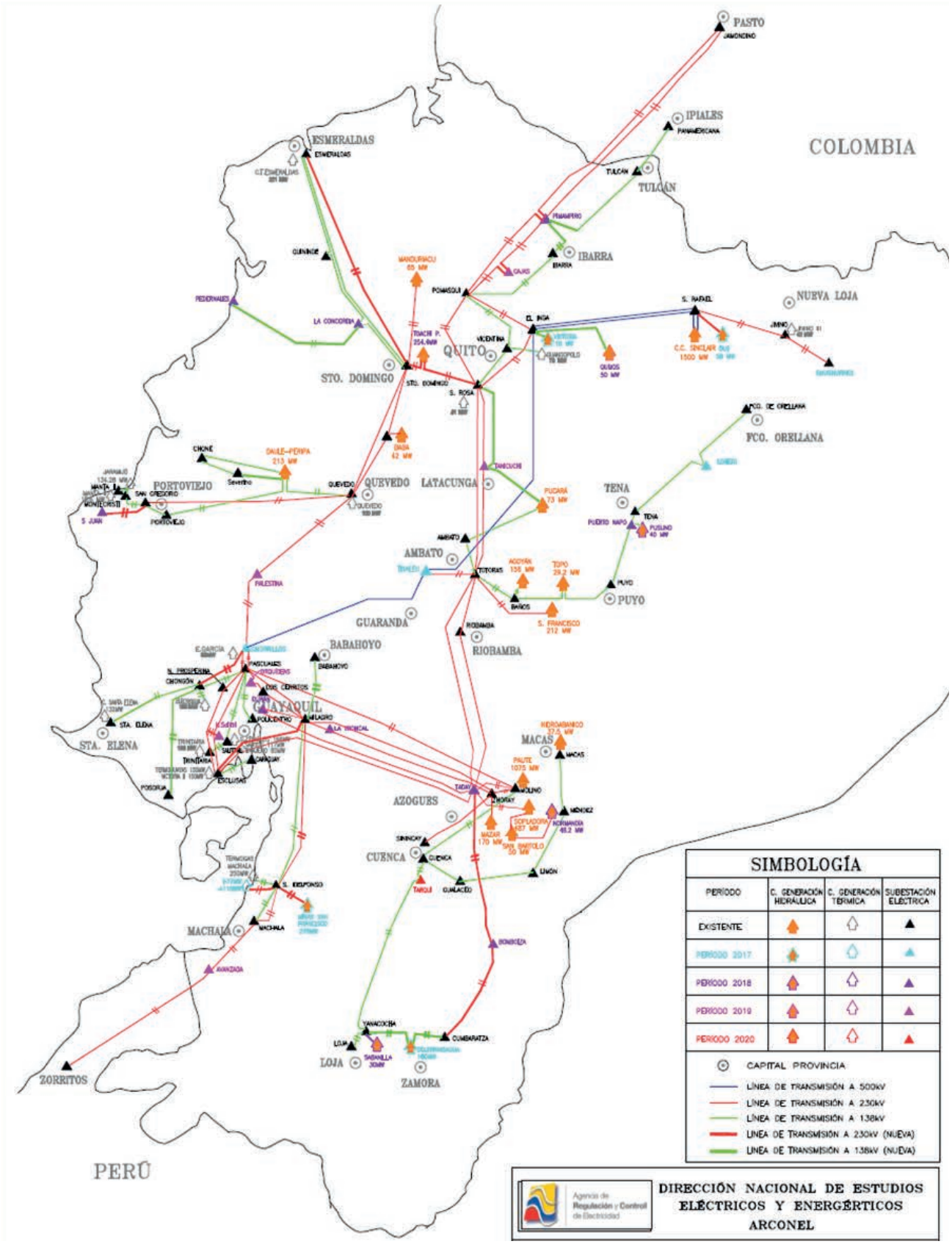


Figura Nro. 5-14: Mapa de las obras del sistema de transmisión propuesto (2016-2020)

Para cada una de las zonas de expansión del sistema de transmisión, a continuación se indica el listado de proyectos y obras previstos a realizarse en este período, con la descripción del objetivo y la fecha prevista para su ingreso en operación.

5.7.1.1 Proyectos de Transmisión en Ejecución para el Sistema de 500 kV

El Sistema 500 kV actualmente en construcción, comprenderá la ampliación de la subestación El Inga, la construcción de las subestaciones Tisaleo y Chorrillos en las zonas de Ambato y Guayaquil, las cuales se conectarán por medio de líneas de transmisión de 500 kV, de circuito simple. Este Sistema de 500 kV permitirá aumentar de manera importante la confiabilidad y seguridad operativa del sistema de transmisión. La entrada en operación de este Sistema de 500 kV se tiene prevista para el tercer trimestre de 2017.

Las obras del sistema de 500 kV consisten básicamente en la construcción de:

- 2 Subestaciones 500/230 kV (Tisaleo y Chorrillos, con una capacidad de transformación de 900 y 450 MVA, respectivamente).
- 2 Tramos de líneas de transmisión de 500 kV (El Inga – Tisaleo de 150 km, y Tisaleo –Chorrillos de 230 km), circuito simple, con haz de 3 conductores ACAR 1200 MCM por fase.
- 1 Equipo de regulación de voltaje (SVC) 230 kV, en la subestación Chorrillos.

Adicionalmente dentro de este sistema de transmisión se han considerado las siguientes interconexiones de las subestaciones de 500 kV con el sistema de transmisión troncal de 230 kV:

- Interconexión a 230 kV Tisaleo – Totoras, mediante una línea de transmisión de 13 km de longitud, de doble circuito, con haz de 2 conductores ACAR 750 MCM, por fase.
- Interconexión a 230 kV Chorrillos – Pascuales, mediante dos línea de transmisión de 10 km de longitud, de doble circuito, con haz de 2 conductores ACAR 1200 MCM por fase.

5.7.1.2 Proyectos de Expansión de Transmisión en la Zona Nororiental

A continuación, en la Tabla Nro. 5-5, se indican los proyectos de transmisión a construirse en el corto y mediano plazo en la zona Nororiental del sistema de transmisión.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Tisaleo 500/230 kV, 2 x 450 MVA.	Tercer Trimestre 2017	Sistema de transmisión 500 kV. Evacuación de energía del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia la zona centro y sur del país.	En ejecución
Línea de transmisión 500 kV El Inga – Tisaleo, simple circuito, haz de 3 conductores por fase ACAR 1100 MCM, 150 km.	Tercer Trimestre 2017	Sistema de transmisión 500 kV. Evacuación de energía del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia la zona centro y sur del país.	En ejecución
Línea de transmisión 230 kV Tisaleo – Totoras, doble circuito, haz de 2 conductores ACAR 1100 MCM por fase, 13 km.	Tercer Trimestre 2017	Interconexión del sistema de 500 kV con el sistema troncal de transmisión 230 kV en la subestación Totoras.	En ejecución
Subestación San Rafael - Patio 230 kV. 500/230 kV, 1 x 450 MVA.	Tercer Trimestre 2017	Sistema de transmisión 500 kV. Alimentación a la zona nororiental del SNI (CNEL EP Sucumbíos) y proyectos en zona petrolera.	En ejecución
Subestación Jivino 230/69 kV, 167 MVA.	Tercer Trimestre 2017	Satisfacer el crecimiento de la demanda a CNEL EP Sucumbíos, y alimentación a proyectos petroleros en la zona nororiental del país.	En ejecución

Tabla Nro. 5-5A: proyectos expansión corto y mediano plazo- zona nororiental del SNT

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Jivino 230/69 kV, 167 MVA	Tercer Trimestre 2017	Satisfacer el crecimiento de la demanda a CNEL EP Sucumbíos, y alimentación a proyectos petroleros en la zona nororiental del país	En ejecución
Línea de transmisión 230 kV San Rafael – Jivino, doble circuito, haz de 2 conductores por fase ACAR 750 MCM, 83 km	Tercer Trimestre 2017	Alimentación de la demanda a CNEL EP Sucumbíos y de proyectos petroleros en la zona nororiental del país	En ejecución
Subestación Shushufindi 230/138 kV, 300 MVA	Tercer Trimestre 2017	Suministro de energía a proyectos petroleros (SEIP)	En ejecución
Línea de transmisión 230 kV Jivino-Shushufindi, doble circuito, haz de 2 conductores por fase ACAR 750 MCM, 28 km	Cuarto Trimestre 2017	Suministro de energía a proyectos petroleros (SEIP)	En ejecución
Ampliación Subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA	Cuarto Trimestre 2017	Satisfacer el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Quito	En ejecución
Ampliación Subestación Riobamba 230/69 kV, 225 MVA	Cuarto Trimestre 2017	Satisfacer el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba	En ejecución
Subestación Loreto 138/69 kV, 33 MVA	Cuarto Trimestre 2017	Satisfacer el crecimiento de la demanda de CNEL EP Sucumbíos	En ejecución
Subestación Pimampiro 230/138 kV, 225 MVA	Cuarto Trimestre 2018	Incrementar la confiabilidad del servicio para la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Norte	En ejecución
Subestación Cajas 230/69 kV, 167 MVA	Cuarto Trimestre 2019	Atender la demanda de la zona sur de la Empresa Regional del Norte	Busca Financiamiento
Subestación Tanicuchí 230/69 kV, 100MVA	Tercer Trimestre 2019	Suministro de energía a la Empresa Eléctrica Cotopaxi	Busca Financiamiento
Subestación Tanicuchí 230/138 kV, 167 MVA	Tercer Trimestre 2019	Interconexión del sistema de transmisión 138 kV Pucará – Mulaló – Santa Rosa con el sistema de transmisión 230 kV Totoras – Tanicuchí – Santa Rosa	Busca Financiamiento
Subestación Totoras – Ampliación de transformación 230/138 kV, 100 MVA	Segundo Trimestre 2020	Evitar sobrecargas de transformador en eventos	Busca Financiamiento

Tabla Nro. 5-5B: Proyectos expansión corto y mediano plazo- zona nororiental del SNT

Sistema de Transmisión 230 kV San Rafael – Jivino – Shushufindi. Actualmente en construcción, permitirá el suministro de energíades de el Proyecto Hidroeléctrico CocaCodo Sinclair a los sistemas de distribución de CNEL EP Sucumbíos y, además la interconexión del SNT con el Proyecto de Optimización de Generación Eléctrica del sector petrolero. Comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

- Subestación Jivino con un transformador 230/69 kV de 167 MVA, que permitirá el suministro de energía a la zona norte del sistema de subtransmisión de CNEL EP Sucumbíos 69 kV; mejorando la calidad del suministro de energía que se le proporciona actualmente desde la Subestación Orellana del S.N.I

- Subestación Shushufindi, con un transformador 230/138 kV 300 MVA, para la interconexión del sistema de transmisión con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) en la zona nororiental del S.N.I

• Línea de transmisión 230 kV San Rafael – Jivino, doble circuito con haz de 2 conductores ACAR 750 MCM por fase, de 83 km de longitud.

• Línea de transmisión 230 kV Jivino – Shushufindi doble circuito con haz de 2 conductores ACAR 750 MCM por fase, de 28 km de longitud. Estas instalaciones entrarán en operación en el tercer trimestre de 2017.

Ampliación de la capacidad de la Subestación El Inga. Con el objeto de atender requerimientos de mayor demanda de la Empresa Eléctrica Quito en la subestación El Inga, se prevé la instalación de un transformador 230/138 kV 300 MVA, el cual entrará en operación en el cuarto trimestre de 2017.

Ampliación de la capacidad de transformación 230/69 kV en la Subestación Riobamba. Considerando el incremento de la demanda en los próximos años, en el plan de expansión se prevé la instalación de un segundo transformador 230/69 kV de 225 MVA, que entrará en operación para el cuarto trimestre de 2017, ya que actualmente el transformador 230/69 kV presenta cargabilidades superiores al 90% de su capacidad, por lo que ante eventos en el sistema de subtransmisión que afecten a la generación de la Empresa Eléctrica Riobamba, causan sobrecargas de esas instalaciones.

Subestación Loreto 138/69 kV. Esta subestación permitiría el abastecimiento de energía eléctrica a CNEL Sucumbíos en la zona de Loreto y constituiría un punto adicional para el abastecimiento de la demanda de la industria petrolera. Se conectará al sistema de transmisión mediante el seccionamiento de la línea de transmisión 138 kV Tena – Orellana.

En esta subestación se instalará un transformador 138/69 kV de 33 MVA de capacidad, con sus respectivas salidas de líneas para alimentación a las demandas. Entrará en operación en el cuarto trimestre del 2017.

Subestación Pimampiro 230/138 kV. Actualmente el suministro de energía del S.N.I a EMELNORTE se realiza desde la subestación Pomasqui a través de las líneas de transmisión 138 kV Pomasqui – San Antonio - Ibarra – Tulcán; por el tramo Pomasqui – Ibarra se transfieren potencias del orden de los 110 MVA.

Con el objeto de mejorar la confiabilidad y calidad del suministro a la distribuidora, se ha previsto la construcción de la subestación Pimampiro 230/138 kV, que se energizará seccionando los cuatro circuitos de las líneas de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, y se conectará con la línea de transmisión 138 kV Ibarra – Tulcán seccionándole en un punto intermedio.

En la subestación Pimampiro se instalará un transformador 230/138 kV 225 MVA, y se conectará con la línea Ibarra – Tulcán mediante un tramo de línea doble circuito conductor 5,76 km de longitud. Estas instalaciones entrarán en operación en el cuarto trimestre de 2018.

Subestación Cajas 230/69 kV. Considerando que la cargabilidad de los transformadores 138/69 kV (2 x 67 MVA) de la Subestación Ibarra están llegando a su máxima capacidad, y a la falta de espacio físico para realizar ampliaciones, se ha previsto la construcción de una nueva subestación de transmisión en el sector de Cajas, que permitiría atender el crecimiento de la demanda de EMELNORTE en la zona Tabacundo.

La subestación Cajas dispondrá de un transformador 230/69 kV 167 MVA y será energizada mediante el seccionamiento de los dos circuitos de una de las líneas de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino.

Estas instalaciones entrarán en servicio para el cuarto trimestre de 2019.

Subestación Tanicuchí 230/138/69 kV. Considerando el incremento de la demanda de la Empresa Eléctrica Cotopaxi, así como los riesgos naturales a causa de una posible erupción del volcán Cotopaxi que podría llegar a afectar a la subestación Mulaló, y con el objeto de garantizar el suministro de energía a la distribuidora, se ha previsto la construcción de la subestación Tanicuchí 230/138/69 kV, en un sitio cercano a la ciudad de Latacunga.

La subestación Tanicuchí se energizará seccionando uno de los circuitos de la línea de transmisión 230 kV Totoras – Santa Rosa, y reforzando el sistema de transmisión 138 kV en esa zona, mediante la interconexión de Tanicuchí con las subestaciones subestaciones Pucará y Santa Rosa con líneas de transmisión 138 kV actualmente existentes.

La subestación Tanicuchí dispondrá de un transformador 230/138 kV 167 MVA para la conexión con el SNT y otro de 230/69 kV 100 MVA para el suministro de energía a la Empresa Eléctrica Cotopaxi.

La fecha prevista para la entrada en operación de estas instalaciones es el tercer trimestre de 2019.

Ampliación de la capacidad de transformación 230/138 kV - Subestación Totoras. En la operación actual del sistema, la indisponibilidad de la Central Hidroeléctrica Agoyán o eventos en el sistema de transmisión 138 kV Totoras – Ambato – Pucará - Mulaló que ocasionan la desconexión de líneas, causan riesgos operativos en esa zona debido a las altas transferencias de potencia que se tienen por el transformador 230/138 kV 100 MVA en la Subestación Totoras. Razón por la cual se ha visto conveniente en esta subestación la instalación de un segundo transformador de características similares.

En el plan de expansión de transmisión se prevé que estas instalaciones entre en operación para el segundo trimestre de 2020.

5.7.1.3 Proyectos de Expansión de Transmisión en la Zona Noroccidental

Los proyectos de transmisión a construirse en el mediano y corto plazo en la Zona Noroccidental del SNT, se indican en la Tabla Nro. 5-6.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación San Gregorio: Instalación Capacitores 138 kV 30 MVAR	Primer Trimestre 2018	Regulación de voltaje ante eventos de desconexión de generación en la zona de Manta	En ejecución
Subestación San Gregorio: Ampliación de transformación 230/69 kV 167 MVA	Primer Trimestre 2018	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP Manabí	En ejecución
Subestación Concordia	Segundo Trimestre 2018	Subestación de seccionamiento de la línea de transmisión 138 kV Esmeraldas –Santo Domingo	Proceso contratación
Subestación Pedernales 138/69 kV, 67 MVA	Segundo Trimestre 2018	Satisfacer el crecimiento de la demanda de CNEL EP Manabí en la zona de Pedernales	Proceso contratación
Línea de transmisión 138 kV Concordia - Pedernales, doble circuito, conductor ACAR 1200 MCM, 80 km	Segundo Trimestre 2018	Satisfacer el crecimiento de la demanda de CNEL EP Manabí en la zona de Pedernales	Proceso contratación
Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas – Santo Domingo, doble circuito, conductor ACAR 1200 MCM, 160 km	Primer Trimestre 2018	Reforzamiento del sistema de transmisión 138 kV Esmeraldas – Santo Domingo para la transferencias de energía desde Esmeraldas al SNI	En ejecución

Tabla Nro. 5-6A: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona noroccidenta

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Línea de transmisión 138kV Montecristi – San Gregorio, doble circuito ACAR 750 MCM 33 km	Segundo Trimestre 2018	Reforzamiento de la seguridad operativa del sistema de transmisión 138 kV para el suministro de energía a CNEL EP Manabí en las subestaciones Montecristi y Manta 2	Gestión de Financiamiento
Subestación San Juan de Manta 230/69 kV 225 MVA	Primer Trimestre 2019	Atención del crecimiento de la demanda de CNEL EP Manabí en la ciudad de Manta y desarrollo futuro de proyectos industriales en la zona	En ejecución
Línea de transmisión 230 kV San Gregorio – San Juan de Manta, doble circuito, conductor ACAR 1200 MCM, 41 km	Primer Trimestre 2019	Atención del crecimiento de la demanda de CNEL EP Manabí en la ciudad de Manta	En ejecución
Subestación Esmeraldas, ampliación 1 bahía de línea de 230 kV	Cuarto Trimestre 2018	Atender el incremento de demanda por la repotenciación de la Refinería Esmeraldas.	Gestión de Financiamiento
Línea de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino, circuito simple conductor ACAR 750 MCM 33,5 km	Primer Trimestre 2020	Reforzamiento del sistema de transmisión para el suministro de energía a la zona norte de la provincia de Manabí.	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro. 5-6B: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona noroccidental

Compensación Capacitiva en la Subestación San Gregorio 138 kV. Con el objeto de un mejor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos disponibles en el sistema de transmisión troncal, se ha previsto la instalación de un banco de capacitores de 30 MVAR en la subestación San Gregorio 138 kV, provincia de Manabí, que permita en condiciones normales de operación y en emergencia soportar transferencias de potencia por el sistema de transmisión, con niveles de voltaje adecuados de calidad y seguridad.

Se plantea el ingreso de 30 MVAR en la Subestación San Gregorio 138 kV en el primer trimestre de 2018.

Ampliación de la capacidad de transformación 230/69 kV – Subestación San Gregorio. Con el objeto de atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP Manabí en las subestaciones Portoviejo y Manta del sistema de transmisión, se ha previsto la instalación de un transformador 230/69 kV 167 MVA. Este transformador entrará en servicio en el primer trimestre de 2018.

Sistema de Transmisión 138 kV Concordia – Pedernales. Dado el alto crecimiento de la demanda en las zonas norte de la Provincia de Manabí y sur de Esmeraldas, y a limitaciones técnicas para ser atendidas mediante el sistema de subtransmisión de las distribuidoras en esas zonas, se planifica proporcionar este servicio con un sistema de transmisión 138 kV que comprenderá la construcción de una subestación de seccionamiento 138 kV en la zona de la Concordia y otra subestación en la zona de Pedernales 138/69 kV, que se interconectarán a través de una línea de transmisión 138 kV de 80 km de longitud.

La subestación Concordia se conectará seccionando la línea de transmisión 138 kV Esmeraldas – Santo Domingo, mientras que en la subestación Pedernales se instalará un transformador 138/69 kV 67 MVA, que permitirá a CNEL EP Santo Domingo suministrar el servicio referido en la zona norte de Manabí.

La línea de transmisión dispondrá de 2 circuitos con conductores ACAR 1200 MCM y será diseñada para en el futuro operar en 230 kV.

En este plan de expansión de transmisión se prevé que estas instalaciones entren en operación en el segundo trimestre de 2018.

Sistema de Transmisión 230 kV Esmeraldas – Santo Domingo. El sistema de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo 138 kV actualmente presenta limitaciones para la evacuación al S.N.I de la generación térmica (aproximadamente 220 MW) disponible en la zona de Esmeraldas. Razón por la cual en el PET 2016 – 2025 se ha previsto, el reforzamiento de este sistema de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo, con la construcción de una línea 230 kV doble circuito, con conductores ACAR 1200 MCM de 160 km de longitud; requiriéndose además la ampliación de las instalaciones del sistema de transmisión en la zona de Esmeraldas mediante la construcción de una subestación 230/138 kV 167 MVA, así como otras obras menores en la subestación Santo Domingo.

En este plan de expansión de transmisión se prevé la entrada en operación de estas instalaciones para el primer trimestre de 2018.

Línea de transmisión 138 kV San Gregorio – Montecristi. Para las condiciones actuales de operación del sistema de transmisión en la zona occidental de la provincia de Manabí, son importantes para el suministro de energía la operación de las centrales térmicas Jaramijó (135 MW) y Manta 2 (20 MW).

En razón de que la conexión de estas centrales con la subestación San Gregorio del SNT, es a través de una línea de transmisión 138 kV circuito simple, en este plan de expansión se propone el reforzamiento mediante la construcción de unalínea de transmisión 138 kV doble circuito con conductores ACAR 750 MCM de 33 km de longitud, que interconecte las subestaciones Montecristi y San Gregorio.

El diseño de la línea de transmisión será para en el futuro operar a 230 kV, e inicialmente entrará en servicio en el segundo trimestre de 2018, con un solo circuito.

Sistema de Transmisión 230 kV San Gregorio – San Juan de Manta. Con el objeto de atender el crecimiento de la demanda y seguridad del suministro de energía desde el SNT (subestación San Gregorio) a la ciudad de Manta, se planificó la construcción de la subestación San Juan de Manta 230/69 kV 225 MVA, que será energizada desde la subestación San Gregorio mediante una línea de transmisión 230 kV doble circuito con conductor ACAR 1200 MCM de 41 km de longitud. En el plan de expansión de transmisión, se ha previsto que estas obras entren en operación en el primer trimestre de 2019.

En el futuro se prevé que la subestación San Juan de Manta se interconecte con el sistema de transmisión 230 kV Chorrillos – Refinería del Pacífico, reforzando la confiabilidad y seguridad del suministro de energía desde el S.N.I a la Provincia de Manabí.

Línea de Transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino. La subestación Chone del sistema de transmisión, es un punto de entrega de energía del S.N.I a CNEL EP Manabí y CNEL EP Santo Domingo, para el suministro del servicio eléctrico a la zona norte de la Provincia de Manabí.

Actualmente la subestación Chone es alimentada desde la Central Hidroeléctrica Daule Peripa por medio de una línea de transmisión 138 kV simple circuito de 63,2 km de longitud. Con el objeto de atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de Manabí, así como mejorar la continuidad y seguridad del servicio, en el plan de expansión de transmisión se considera la construcción de una línea de transmisión 138 kV simple circuito conductor ACAR 750 MCM de 33,5 km, entre Daule Peripa y la subestación Severino, y a través de la línea Chone – Severino, mejorar las condiciones eléctricas de suministro a la Subestación Chone del SNT.

Las obras de transmisión requeridas para esta implementación, entrarán en operación en el primer trimestre del 2020.

5.7.1.4 Proyectos de Expansión de Transmisión en la Zona Suroccidental

Los proyectos de transmisión a construirse en el mediano y corto plazo en la Zona Suroccidental del SNT, se indican en la Tabla Nro. 5-7.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Chorrillos, Patio 500/230 kV, 900 MVA	Tercer Trimestre 2017	Sistema de transmisión 500 kV. Evacuación de energía del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia la zona centro y sur del país.	En ejecución
Línea de transmisión 500 kV El Chorrillos – Tisaleo, simple circuito, haz de 3 conductores por fase ACAR 1100 MCM, 150 km	Tercer Trimestre 2017	Sistema de transmisión 500 kV. Evacuación de energía del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia la zona centro y sur del país	En ejecución
Dos líneas de transmisión 230 KV Chorrillos – Pascuales , doble circuito, haz de 2 conductores ACAR 1100 MCM por fase, 13 km	Tercer Trimestre 2017	Interconexión de los sistemas 230 y 500 kV en la zona de Pascuales	En ejecución
Subestación Esclusas: Instalación Capacitores 230 kV 2 x 60 MVAR	Primer Trimestre 2018	Reforzamiento del sistema de transmisión en la subestación Esclusas para las transferencias de potencia de la zona de Molino a Guayaquil	En ejecución
Línea de Transmisión Milagro - Machala 230 kV, 2do circuito	Cuarto Trimestre 2017	Evacuación de energía de nuevos bloques de Generación como el Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco hacia la zona sur del país	En ejecución
Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito	Cuarto Trimestre 2017	Seguridad de abastecimiento de energía eléctrica a la zona suroccidental del país, especialmente en contingencias	En ejecución
Línea de Transmisión Pascuales - Lago Chongón 230 kV, repotenciación	Cuarto Trimestre 2017	Satisfacer el crecimiento de la demanda en la zona de Santa Elena y Posorja	En ejecución
Subestación Durán, Patio 230/69 kV, 225 MVA	Tercer Trimestre 2018	Abastecer la demanda a CNEL EP - Guayas Los Ríos y descongestionar el corredor Milagro - Dos Cerritos - Pascuales de 230kV	En ejecución
Subestación Babahoyo 138 kV, ampliación	Cuarto Trimestre 2018	Garantizar un adecuado abastecimiento de energía a CNEL-Los Ríos	En ejecución
Subestación Milagro 138 kV, ampliación	Cuarto Trimestre 2018	Garantizar un adecuado abastecimiento de energía a CNEL-Los Ríos	En ejecución
Línea de Transmisión Milagro-Babahoyo, 230 kV, 47 km, doble circuito, 1200 ACAR (opera energizada a 138 kV)	Cuarto Trimestre 2018	Garantizar un adecuado abastecimiento de energía a CNEL-Los Ríos	En ejecución
Subestación Posorja, 138/69 kV, 67 MVA, ampliación	Segundo Trimestre 2018	Satisfacer el crecimiento de la demanda y a un desarrollo industrial por el posible puerto de aguas profundas	Gestión de Financiamiento
Subestación La Troncal, 230/69 kV, 167 MVA	Segundo Trimestre 2018	Mejorar el suministro de energía en la zona sur de CNEL EP Milagro	Gestión de Financiamiento
Subestación Las Esclusas, 230/69 kV, ampliación	Cuarto Trimestre 2018	Satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la zona sur de Guayaquil	Gestión de Financiamiento
Subestación Posorja, 138 kV, ampliación	Primer Trimestre 2019	Atender la demanda de CNEL EP Santa Elena en Posorja	Gestión de Financiamiento
Línea de Transmisión Posorja-Lago de Chongón, 230 kV, 70.4 Km, doble circuito, 1200 ACAR, montaje inicial de uno, energizada en 138 kV	Primer Trimestre 2019	Reforzamiento del sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón - Posorja	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro. 5-7A Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroccidental

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Línea de Transmisión Chorrillos -Lago de Chongón, 230 kV, 30 Km, doble circuito, 1200 ACAR	Primer Trimestre 2019	Reforzamiento del sistema de transmisión 230 kV que alimenta la zona occidental de la ciudad de Guayaquil y de CNEL Santa Elena	Gestión de Financiamiento
Subestación Chorrillos: Instalación de capacitores 230 kV 60 MVAR	Primer Trimestre de 2019	Reforzamiento de las condiciones operativas de transferencias de potencias por el sistema de transmisión en la zona de Chorrillos	Gestión de Financiamiento
Subestación Chorrillos, 230 kV, ampliación 2 bahías de línea 230kV	Primer Semestre 2019	Reforzamiento del sistema de transmisión 230 kV que alimenta la zona occidental de la ciudad de Guayaquil y CNEL Santa Elena.	Gestión de Financiamiento
Subestación Lago de Chongón, 230/138 kV, 225 MVA	Primer Trimestre 2019	Reforzamiento del sistema de transmisión 230 kV que alimenta la zona occidental de la ciudad de Guayaquil y de CNEL Santa Elena	Gestión de Financiamiento
Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 300 MVA	Segundo Trimestre 2019	Construcción de una nueva subestación para el suministro de energía del S.N.I a CNEL EP Guayaquil	Gestión de Financiamiento
Subestación Palestina 230/138 kV, 100 MVA 230/69 kV 167 MVA	Segundo Trimestre 2019	Atención del crecimiento de la demanda de CNEL EP Guayas - Los Ríos en la zona norte del Guayas y desarrollo de proyectos de bombeo para el suministro de agua a la ciudad de Guayaquil	En ejecución
Subestación Las Orquídeas, 230/69 kV, 225 MVA (GIS)	Cuarto Trimestre 2019	Construcción de una nueva subestación para el suministro de energía del S.N.I a CNEL EP Guayaquil	Gestión de Financiamiento
Subestación La Avanzada, 230/69 kV, 167 MVA	Cuarto Trimestre 2019	Nueva subestación de transmisión para el suministro de energía del S.I.N a CNEL El Oro	Gestión de Financiamiento
Subestación Nueva Prosperina, 230/69 kV, 225MVA, ampliación	Primer Trimestre 2020	Incremento de transformación para atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP Guayaquil	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro. 5-7B Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroccidental

Compensación Capacitiva en la Subestación Esclusas 230 kV. Las transferencias de grandes potencias desde la zona de Paute hacia Guayaquil a través del sistema de transmisión 230 kV Molino – Zhoray – Milagro – Dos Cerritos - Pascuales – Esclusas, con el objeto de un mayor uso de los recursos de generación hidroeléctrica disponibles en el SNI, requiere de la instalación de bancos de capacitores en la zona de Guayaquil, que permitan por aspectos de seguridad operativa soportar el voltaje en barras del sistema de transmisión 230 kV. Para lo cual se ha determinado en el plan de expansión de transmisión la necesidad de instalar para el primer trimestre del 2018, 120 MVAR de capacitores en la Subestación Esclusas.

Línea de Transmisión 230 kV Milagro – Machala - Segundo Circuito. Actualmente el sistema de transmisión opera con uno de los circuitos de la línea de transmisión 230 kV Milagro – Machala; el segundo circuito se encuentra en construcción, previéndose que entre en operación para el cuarto trimestre de 2017, reforzando de esta manera el sistema de transmisión 230 kV que abastece la demanda de CNEL EP El Oro en la subestación Machala.

Línea de Transmisión 230 kV Milagro- Esclusas. Actualmente el Proyecto Hidroeléctrico Sopladora abastece su producción (487 MW) directamente a la zona de Guayaquil a través de una línea de transmisión 230 kV doble circuito hasta la zona de Taura, y en este punto uno de los circuitos continua hasta conectarse con la subestación Milagro y el otro circuito con la subestación Esclusas; montado estos circuitos en estructuras de transmisión 230 kV doble circuito. CELEC EP - TRANSELECTRIC ha planificado el montaje del segundo circuito de la línea de transmisión 230 kV Milagro – Sector Taura – Esclusas de 52 km de longitud, con haz de 2 conductores calibre ACAR de 750 MCM por fase; obras previstas que entren en operación para el cuarto trimestre de 2017.

Repotenciación de la Línea de Transmisión 138 kV Pascuales – Lago de Chongón. Actualmente el abastecimiento desde el S.N.I de las demandas de la zona occidental de la ciudad de Guayaquil y de CNEL EP Santa Elena en las subestaciones Santa Elena y Posorja, se hace a través de la línea de transmisión 138 kV doble circuito Pascuales – Lago de Chongón (55 MW) y de generación térmica que opera en la zona de Santa Elena.

Para abastecer el crecimiento de la demanda en esta zona del sistema, se ha planificado el reforzamiento de la línea de transmisión 138 kV Pascuales – Lago de Chongón (24,2 km), mediante el cambio de conductor actual por uno de mayor capacidad a ser definidos posteriormente por parte del Transmisor.

Se ha planificado la entrada en operación de este proyecto para el cuarto trimestre de 2017.

Subestación Durán 230/69 kV. El abastecimiento de energía desde el S.N.I a CNEL EP Guayas - Los Ríos actualmente se lo realiza desde las subestaciones Dos Cerritos y Pascuales. Se ha instalado en la subestación Dos Cerritos de manera provisional, una subestación Móvil 230/69 kV de 45 MVA con el objeto de descargar el transformador 230/69 kV de Dos Cerritos que presentaba alta cargabilidad.

Con el objeto de solucionar los problemas de abastecimiento de energía a CNEL EP Guayas - Los Ríos, se ha previsto la construcción de la subestación Durán 230/69 kV 225 MVA, que se energizará seccionando la línea de transmisión 230 kV Sopladora – Taday y con una línea de transmisión de 10 km conectarlo con la subestación Durán.

Estas obras entrarán en operación en el tercer trimestre de 2018.

Sistema de Transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo. El abastecimiento de energía a CNEL EP Los Ríos se hace en la subestación Babahoyo 138/69 kV que dispone de 2 transformador de 67 MVA de capacidad cada uno. Esta subestación se conecta con la subestación Milagro a través de una línea de transmisión 138 kV circuito simple de 47 km de longitud, que tiene características técnicas no siempre adecuadas para el tipo de vegetación existente en la zona por la que atraviesa, por lo que la línea tiene una baja confiabilidad operativa.

Se ha previsto en el plan de expansión de transmisión la construcción de una nueva línea de transmisión Milagro – Babahoyo doble circuito con conductores ACAR 1200 MCM de 47 km, diseñada para operar en 230 kV, pero que inicialmente se energizará a 138 kV con un sólo circuito.

Estas obras de transmisión se prevé que entren en operación para el cuarto trimestre de 2018.

Ampliación de la capacidad de transformación 138/69 kV – Subestación Posorja. Actualmente el abastecimiento de la demanda de CNEL EP Santa Elena en la subestación Posorja, se realiza por medio de un transformador 138/69 kV 33 MVA y una subestación Móvil 138/69 33 MVA instalada provisionalmente.

Con el objeto de normalizar las instalaciones para atender la demanda existente en esta subestación, se ha previsto la instalación de un segundo transformador 138/69 kV 67 MVA de capacidad, el cual entrará en operación para el segundo trimestre de 2018.

Subestación La Troncal 230/69 kV. Con el objeto de atender el crecimiento de la demanda atendida por CNEL EP Milagro, se ha previsto la construcción de una nueva subestación de transmisión en el sector La Troncal. Esta subestación tendrá un transformador 230/69 kV 167 MVA, será alimentada mediante el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea de transmisión 230 kV Zhoray – Milagro.

Estas instalaciones entrarán en operación en el segundo trimestre de 2018.

Ampliación de la capacidad de transformación 230/69 kV – Subestación Esclusas. Para atender el crecimiento de la demanda de la zona sur de la ciudad de Guayaquil se ha visto la necesidad que para el año 2018 se proporcione a CNEL EP Guayaquil de un nuevo punto de suministro de energía del S.N.I, en razón de que las otras subestaciones (Trinitaria, Caraguay) están llegando a su máxima capacidad. Con este objeto

se ha previsto la instalación de un transformador 230/69 kV 225 MVA en la Subestación Esclusas. Estas obras entrarán en operación para el cuarto trimestre de 2018.

Sistema de Transmisión 138 kV Lago de Chongón – Posorja. Con el objeto de atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP Santa Elena en la subestación Posorja, se ve la necesidad de mejorar el sistema de transmisión actual que atiende ese servicio a través de una línea de transmisión 138 kV circuito simple, razón por la cual en el plan de expansión de transmisión se propone la construcción de una línea de transmisión 230 kV doble circuito conductores ACAR 1200 MCM de 70,4 km de longitud, iniciará su operación el primer trimestre de 2019 energizado en 138 kV con un sólo circuito.

Sistema de Transmisión 230 kV Chorrillos – Lago de Chongón. En condiciones de alta hidrología en el sistema, el suministro de energía en la subestación Chongón (SNT) a la ciudad de Guayaquil y a CNEL EP Santa Elena se lo hace en gran medida, a través de los transformadores 230/138 kV de la subestación Pascuales. En casos de eventos en el sistema de 138 kV en la zona de Guayaquil, se producirían sobrecargas de instalaciones y condiciones de bajos voltajes en varias subestaciones del sistema de transmisión, que eventualmente podrían poner en riesgo la confiabilidad del suministro.

Con el objeto de disminuir las transferencias de potencia a través de los transformadores 230/138 kV de Pascuales, se ha previsto la construcción de una línea de transmisión 230 kV doble circuito Chorrillos – Lago de Chongón e instalación en la subestación Lago de Chongón de un transformador 230/69 kV 225 MVA que reforzaría el sistema de transmisión, mejorando las condiciones de confiabilidad del servicio a CNEL EP Santa Elena y de la zona occidental de la ciudad de Guayaquil.

En el plan de expansión de transmisión se tiene previsto que estas obras entren en operación en el primer trimestre de 2019.

Compensación Capacitiva en la Subestación Chorrillos 230 kV. Con el objeto de mejorar las condiciones de transferencias de potencia por el sistema de transmisión hacia la zona de Guayaquil, se necesita mejorar los niveles de voltaje en la subestación Chorrillos 230 kV, para lo cual se ha previsto en el plan de expansión de transmisión la instalación de un banco de capacitores de 60 MVAR. Estas obras entrarán en operación en el primer trimestre de 2019.

Subestación Nueva Salitral 230/69 kV. El crecimiento de la demanda y la disminución de generación térmica en la zona de Guayaquil, debido a una mayor transferencia de generación hidroeléctrica desde Molino y Sopladora, causa saturación de varias zonas del sistema de subtransmisión en Guayaquil atendidas anteriormente por generación térmica (Gonzalo Zevallos, Álvaro Tinajero, Aníbal Santos) las cuales están ubicadas en las proximidades de la subestación Salitral del sistema de transmisión.

Con el objeto de atender el crecimiento de la demanda en esa zona, se prevé la construcción de la subestación Nueva Salitral 230/69 kV ubicada en un sitio próximo a la actual Salitral, la cual dispondría de un transformador 230/69 kV 300 MVA para suministrar servicio al sistema de subtransmisión 69 kV de CNEL EP Guayaquil, y será energizada mediante el seccionamiento de la línea de transmisión 230 kV Pascuales – Trinitaria.

Estas obras de transmisión entrarán en operación en el segundo trimestre de 2019.

Subestación Palestina 230/138 kV. Para atender requerimientos de servicio de CNEL EP Guayas - Los Ríos en la zona norte de la provincia de Guayas, como también de la empresa SENAGUA (servicio de agua potable para la ciudad de Guayaquil), se ha previsto en la zona de Palestina la instalación de un transformador de 230/138 kV 100 MVA y otro de 230/69 kV de 167 MVA, que serán alimentados desde 230 kV seccionando los dos circuitos de la línea de transmisión 230 kV Quevedo - Chorrillos.Estas obras entrarán en operación en el segundo trimestre de 2019.

Subestación Las Orquídeas 230/69 kV. Para atender el crecimiento de la demanda en la zona nororiental de la ciudad de Guayaquil, se ha previsto la construcción de la subestación Orquídeas del sistema de transmisión, la que será alimentada seccionando la línea de transmisión 230 kV Milagro – Pascuales. La subestación Orquídeas tendrá un transformador 230/69 kV 225 MVA y para su interconexión con la línea

Milagro – Pascuales, se construirá un tramo de 10 km de longitud de línea de transmisión 230 kV doble circuito, con conductor ACAR 1200 MCM. Obras de transmisión que entrarán en operación en el cuarto trimestre de 2019.

Subestación La Avanzada 230/69 kV. CNEL EP El Oro tiene problemas de bajos voltajes en el sistema de subtransmisión que sirve a la parte sur de la Provincia de El Oro, razón por la cual ha solicitado al Transmisor un nuevo punto de entrega de energía en la zona de la Avanzada. En esta zona se construirá una subestación 230/69 kV 167 MVA que se energizará seccionando uno de los circuitos de la línea de transmisión 230 kV Machala – Frontera. Siendo necesario construir adicionalmente un tramo de línea 230 kV doble circuito conductor ACAR 1200 MCM de 5 km, para la interconexión de la subestación con la línea de transmisión 230 kV seccionada.

Estas obras se prevé que se energizarán en el cuarto trimestre de 2019.

Ampliación de la capacidad de transformación 230/69 kV – Subestación Nueva Prosperina. Para atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP Guayaquil en la subestación Nueva Prosperina del sistema de transmisión, para el primer trimestre del 2020 se prevé la entrada en operación de un segundo transformador 230/69 kV 225 MVA.

C5

5.7.1.5 Proyectos de Expansión de Transmisión en la Zona Suroriental

Los proyectos de transmisión a construirse en el mediano y corto plazo en la Zona Suroriental del SNT, se indican en la Tabla Nro. 5-8.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Yanacocha 138/69 kV, 67 MVA	Cuarto Trimestre 2017	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur	En construcción
Subestación Cuenca: Ampliación de transformación 138/69 kV 150 MVA	Cuarto Trimestre 2017	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur en la subestación Cuenca	Gestión de Financiamiento
Subestación Taday 230 kV	Primer Trimestre 2018	Suministro de energía a proyectos mineros en la zona suroriental del país	En construcción
Subestación Bomboiza 230/69 kV, 33 MVA	Primer Trimestre 2018	Suministro de energía a proyectos mineros en la zona suroriental del país	En construcción
Línea de Transmisión Taday - Bomboiza, 230 kV, 112 km, doble circuito, 1200 ACAR	Primer Trimestre 2018	Suministro de energía a proyectos mineros en la zona suroriental del país	En construcción
Subestación Taday 230 kV, ampliación 4 bahías de línea de 230kV	Primer Trimestre 2018	Evacuar la generación de la central Sopladora	En construcción
Línea de Transmisión Bomboiza - Cumbaratza, 230 kV, 75 Km, doble circuito, 1200 ACAR. (montaje inicial de uno)	Primer Trimestre 2019	Evacuar la generación de la central hidroeléctrica Delsitanisagua y reforzamiento del sistema de transmisión en la zona suroriental del país	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro.5 -8A: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroriental

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Línea de Transmisión Delsitanisagua - Cumbaratza, 138 kV, 20 Km, doble circuito, 750 ACAR	Primer Trimestre 2019	Evacuar la generación de la central hidroeléctrica Delsitanisagua	Gestión de Financiamiento
Subestación Cumbaratza, 230/138 kV, 225 MVA, ampliación	Primer Trimestre 2019	Evacuar la generación de la central hidroeléctrica Delsitanisagua.	Gestión de Financiamiento
Subestación Bomboiza, 230 kV, ampliación 1 bahía de línea de 230 kV	Primer Trimestre 2019	Evacuar la generación de la central hidroeléctrica Delsitanisagua	Gestión de Financiamiento
Subestación Cuenca: Ampliación de transformación 138/69 kV 100 MVA	Primer Trimestre 2019	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur en la subestación Cuenca	Gestión de Financiamiento
Subestación Tarqui 138/69 kV, 167 MVA	Cuarto Trimestre 2020	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro. 5-8B: Proyectos expansión corto y mediano plazo – zona suroriental

Ampliación de la capacidad de transformación 138/69 kV – Subestación Yanacocha. Para atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Sur en la zona de Loja, se prevé para el cuarto trimestre de 2017 la instalación en la subestación Yanacocha de un transformador 138/69 kV 67 MVA.

Ampliación de la capacidad de transformación 138/69 kV – Subestación Cuenca. El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Centro Sur opera interconectado formando un anillo, y recibe energía del S.N.I en las subestaciones Cuenca (alimentado desde Molino 138 kV) y Sinincay (alimentado desde Zhoray 230 kV). El flujo de potencia por el sistema de transmisión 138 kV en la subestación Cuenca, actualmente está saturando la capacidad del transformador ATQ 138/69 kV 100 MVA, razón por la cual se ha planificado remplazar este transformador por uno de mayor capacidad (150 MVA).

El remplazo de transformadores en la subestación Cuenca, se realizará en el cuarto trimestre de 2017.

Subestación Taday 230 kV. Con el objeto de un mejor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos generado por las centrales Molino, Zhoray y Sopladora, se ha previsto en una zona cercana al Paute, la construcción de la subestación Taday donde se seccionarán las líneas de transmisión 230 kV Sopladora – Milagro, Sopladora – Esclusas, Molino – Totoras y Molino – Riobamba que alimentan las zonas de Guayaquil y centro norte del país.

Adicionalmente desde la subestación Taday se suministraría energía para el desarrollo de proyectos mineros a desarrollarse en la zona suroriental del país (Provincias Morona Santiago y Zamora Chinchipe).

Sistema de Transmisión 230 kV Taday – Bomboiza – Cumbaratza. Para la alimentación a proyectos mineros a desarrollarse en la Provincia Zamora Chinchipe, así como para atender la demanda de energía en la zona, se ha previsto la construcción de la subestación Bomboiza 230/69 kV 33 MVA que será energizada desde la subestación Taday mediante una línea detransmisión 230 kV doble circuito, conductores ACAR 1200 MCM, de 112 km de longitud.

En razón de que en la zona sur del país se desarrolla el Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua (180 MW) que se interconectará por medio de líneas de transmisión 138 kV con las subestaciones Yanacocha y Cumbaratza; en esta última se prevé la instalación de un transformador 230/138 kV 225 MVA y por medio de una línea de transmisión 230 kV doble circuito, con conductores ACAR

1200 MCM de 75 km de longitud, se conecte con la subestación Bomboiza, mejorando la confiabilidad del suministro de energía en este sistema.

En el plan de expansión de transmisión, también se ha considerado dentro de este sistema de transmisión, la construcción de una línea de transmisión 138 kV doble circuito, conductores ACAR 750 MCM de 20 km de longitud, que interconectará el Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua con la subestación Cumbaratza.

Las instalaciones de este sistema de transmisión se prevé que entren en operación en el primer trimestre de 2019.

Ampliación de la capacidad de transformación 138/69 kV – Subestación Cuenca. Para atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Centro Sur en la subestación Cuenca, el Transmisor planifica para el primer trimestre de 2019, reutilizar el transformador 138/69 kV 100 MVA ATQ remplazado por uno de mayor potencia (150 MVA) en el primer trimestre de 2019, haciéndolos operar en paralelo. Para lo cual requerirá hacer las adecuaciones correspondientes en la subestación Cuenca.

Subestación Tarqui 138/69 kV. Para atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Centro Sur en la zona sur de Cuenca, se prevé la construcción de la subestación Tarqui 138/69 kV 167 MVA, que se energizará seccionando en esa zona la línea de transmisión 138 kV Cuenca – Loja.

Estas instalaciones entrarán en operación en el cuarto trimestre de 2020.

C5

5.7.2 Expansión del SNT Caso Base, en el 2021 -2025

Los análisis del plan de expansión de transmisión en el Largo Plazo – Caso Base, consideran la Hipótesis 3 de incremento de la demanda, que comprende el crecimiento tendencial de la demanda más cargas singulares, Programas de Eficiencia Energética y más el Programa de Cocción Eficiente. Con respecto al Plan de Expansión de Generación, se considera el propuesto para la hipótesis de demanda indicado.

Bajo estos parámetros, a continuación se describe para cada zona de expansión, el sistema de transmisión propuesto.

5.7.2.1 Proyectos de Expansión de Transmisión en la Zona Nororiental

Los proyectos de transmisión a construirse en el largo plazo en la Zona Nororiental del SNT, se indican en la Tabla Nro. 5-9.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Totoras, 138/69 kV, ampliación 100 MVA	Segundo Trimestre 2021	Satisfacer el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Ambato	Gestión de Financiamiento
Subestación Ambato, 138/69 kV, 100 MVA, reemplazo AT1	Primer Trimestre 2022	Satisfacer el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Ambato	Gestión de Financiamiento
S/E Guaranda 230/69 kV de 75 MVA	Primer Trimestre 2024	Satisfacer el crecimiento de la demanda de CNEL Los Ríos	Gestión de Financiamiento
L/T Riobamba - Guaranda, 230kV, 54 km, doble circuito, montaje de uno 750 ACAR.	Primer Trimestre 2024	Satisfacer el crecimiento de la demanda de CNEL Los Ríos.	Gestión de Financiamiento

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Tulcán 138/69 kV, ampliación 67 MVA	Primer Trimestre 2025	Satisfacer el crecimiento de la demanda de EMELNORTE en la Provincia del Carchi	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro. 5-9: proyectos expansión largo plazo – zona nororiental

Ampliación de la Capacidad de Transformación 138/69 kV – Subestación Totoras. Para atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Ambato previsto para el segundo trimestre de 2021, se planifica la instalación en la subestación Totoras de un segundo transformador 138/69 kV de 100 MVA.

Ampliación de la Capacidad de Transformación 138/69 kV – Subestación Ambato. Para atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Ambato en la subestación Ambato del sistema de transmisión y en razón de la falta de espacio físico para la instalación de un tercer transformador 138/69 kV, en el plan de expansión de transmisión se propone el remplazo del transformador AT1 de 33 MVA por uno nuevo de 100 MVA.

Estas obras de transmisión se realizarán en el primer trimestre de 2022.

Sistema de Transmisión Guaranda. Actualmente la demanda del sistema de CNEL EP Bolívar se atiende desde la subestación Riobamba del sistema de transmisión por medio de una línea de subtransmisión 69 kV de 54 km hasta la empresa distribuidora.

Debido al crecimiento de la demanda previsto para el 2022, en el plan de expansión de la transmisión, se propone la construcción de una subestación 230/69 kV de 75 MVA en las cercanías de la ciudad de Guaranda, la que será alimentada desde la subestación Riobamba por medio de una línea de transmisión 230 kV doble circuito conductor calibre ACAR 750 MCM de 54 km de longitud, que entraría a operar con un sólo circuito en el primer trimestre de 2024.

Ampliación de la Capacidad de Transformación 138/69 kV – Subestación Tulcán. Conforme lo previsto en los estudios de crecimiento de la demanda, se ve la necesidad que para el primer trimestre de 2025 en la subestación Tulcán del sistema de transmisión se instale un nuevo transformador 138/69 kV de 67 MVA.

5.7.2.2 Proyectos de expansión de transmisión en la Zona Suroccidental

Los proyectos de transmisión a construirse en el largo plazo en la Zona Suroccidental del SNT, se indican en la Tabla Nro. 5-10.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Compensación Capacitiva Chorrillos	Primer Trimestre 2021	Mejorar la calidad de servicio en la zona de Guayaquil	Gestión de Financiamiento
Compensación capacitiva Nueva Prosperina	Segundo Trimestre 2023	Mejorar la calidad de servicio en la zona de Guayaquil	Gestión de Financiamiento
Subestación Santa Elena 230kV, ampliación.	Cuarto Trimestre 2023	Mejorar la confiabilidad y la calidad de servicio eléctrico para la provincia de Santa Elena	Gestión de Financiamiento
Subestación Lago Chongón 230kV, ampliación.	Cuarto Trimestre 2023	Mejorar la confiabilidad y la calidad de servicio eléctrico para la provincia de Santa Elena	Gestión de Financiamiento

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Babahoyo 230/69 kV, ampliación 167 MVA	Primer Trimestre 2025	Mejorar la confiabilidad y la calidad de servicio eléctrico para la provincia de Los Ríos	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro. 5-10: Proyectos expansión largo plazo – zona suroccidental

Compensación Capacitiva en la Subestación Chorrillos 230 kV. Con el objeto de robustecer las condiciones de transferencias de potencia por el sistema de transmisión hacia la zona de Guayaquil, se necesita mejorar los niveles de voltaje en la subestación Chorrillos 230 kV, para lo cual se ha previsto en el plan de expansión de transmisión la entrada en operación de un banco de capacitores de 60 MVAR. Estas obras operarán en el primer trimestre de 2021.

Compensación Capacitiva en la Subestación Nueva Prosperina 230 kV. Con el objeto de mantener dentro de niveles aceptables los valores de voltaje en barras 69 kV de la subestación Nueva Prosperina para entrega de energía a CNEL EP Guayaquil, se necesita que en barras de 230 kV de esa subestación se instale dos bancos de capacitores de 60 MVAR, mejorando de esta manera también las condiciones del sistema de transmisión en esa zona de Guayaquil.

Este requerimiento de transmisión entrará en operación en el segundo trimestre de 2023.

Energización a 230 kV del Sistema de Transmisión Lago de Chongón – Santa Elena. La conexión de las subestaciones Santa Elena y Lago de Chongón del sistema de transmisión, actualmente se lo hace mediante dos líneas de transmisión 138 kV de circuito simple; una de las cuales está montada en estructuras diseñadas para doble circuito y 230 kV. Con el objeto de atender el crecimiento de la demanda en la zona de Santa Elena, para el cuarto trimestre de 2023 se plantea en el plan de expansión, la energización a 230 kV de esta línea, y adicionalmente en la subestación Santa Elena la instalación de un transformador 230/69 kV de 225 MVA.

Energización a 230 kV del Sistema de Transmisión Milagro – Babahoyo. A partir del 2018, la entrega de carga desde la subestación Milagro del sistema de transmisión a CNEL EP Los Ríos en la Subestación Babahoyo, se lo hará mediante una línea de interconexión de doble circuito diseñada para operar a 230 kV y que inicialmente operará con un circuito a 138 kV.

Conforme lo previsto en el plan de crecimiento de la demanda, es necesario que para el primer trimestre de 2025 en la subestación Babahoyo se instale un transformador 230/69 kV de 167 MVA, y energizar a 230 kV la línea para conectarlo a ese nivel de voltaje en la subestación Milagro.

5.7.2.3 Proyectos de Expansión de Transmisión en la Zona Suroriental

Los proyectos de transmisión a construirse en el largo plazo en la Zona Suroriental del SNT, se indican en la Tabla Nro. 5-11.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Gualaceo: Ampliación de transformación 138/22 kV 67 MVA	Cuarto Trimestre 2022	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur	Gestión de Financiamiento
Subestación Taday 230 kV, ampliación 2 bahías de línea de 230 kV	Segundo Trimestre 2023	Evacuar la generación de la central hidroeléctrica Cardenillo	Gestión de Financiamiento
Segundo circuito Línea de Transmisión Zhoray - Sinincay 1200 ACAR, 52 Km	Primer Trimestre 2025	Mejorar la confiabilidad del servicio del sistema de transmisión en la zona sur del país	Gestión de Financiamiento

Tabla Nro. 5-11: Proyectos expansión largo plazo – zona suroriental

Ampliación de la Capacidad de Transformación 138/22 kV – Subestación Gualaceo. Para atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Centro Sur, se prevé para el cuarto trimestre de 2022 la instalación en la subestación Gualaceo de un transformador 138/22 kV 67 MVA.

Línea de transmisión 230 kV Zhoray – Sinincay. Segundo circuito. Para atender el crecimiento de la demanda, así como aumentar la confiabilidad y seguridad del suministro de energía desde el sistema de transmisión a las provincias de Azuay y de Loja, en el plan de expansión de transmisión se propone el montaje del segundo circuito de la línea de transmisión 230 kV Zhoray – Sinincay.

Estas obras se realizarán en el primer trimestre de 2025.

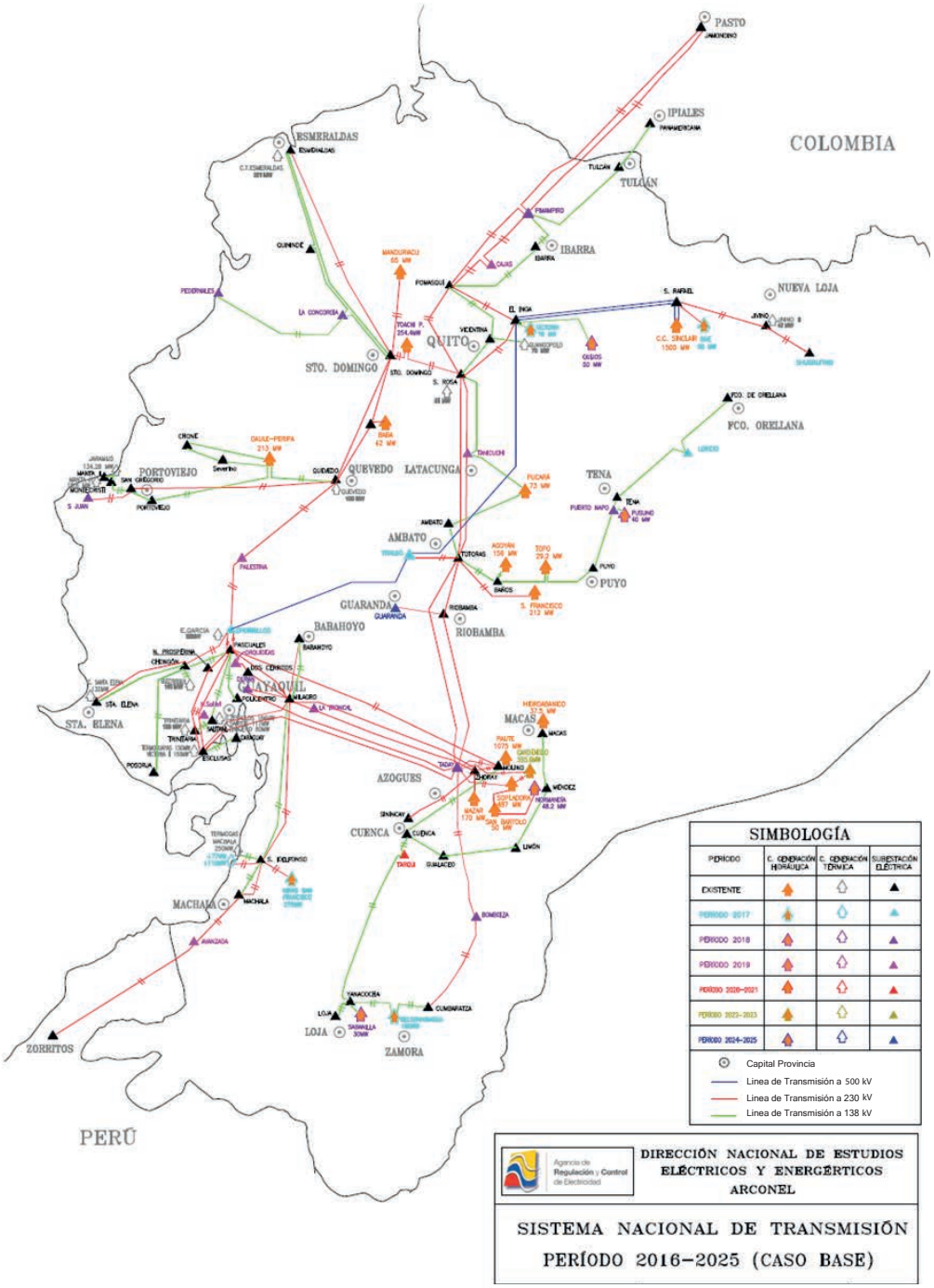


Figura Nro. 5-15: Mapa sistema de transmisión caso base (2016-2025)

5.7.3 Expansión del SNT Caso Matriz Productiva en el 2021 -2025

Los análisis del plan de expansión de transmisión en el Largo Plazo – Matriz Productiva, consideran la Hipótesis 3 de crecimiento de la demanda analizado en el Caso Base para el Largo Plazo, más el abastecimiento de las demandas de la Refinería del Pacífico e industria petro-química en la Provincia de Manabí, y de las industrias básicas de aluminio, cobre, y astilleros que se instalarían en la zona de Posorja, Provincia de Santa Elena. Razón por la cual se incrementa de manera importante la demanda en el sistema, especialmente en la zona de expansión Suroccidental del sistema de transmisión.

Para el abastecimiento de esta carga en el Plan de Expansión de Generación se propone el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Santiago con una capacidad inicial del orden de 2400 MW y con el desarrollo de otros proyectos menores, satisfacen el incremento de demanda planificada para este caso de análisis. El desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Santiago se ubica en la zona de expansión Suroriental del sistema de transmisión.

Con estas consideraciones, se tiene que para este análisis de crecimiento de demanda, la planificación de obras de transmisión, se enfocan al desarrollo de nuevos proyectos de expansiones del sistema de transmisión ubicados especialmente en la zona sur del país, y por los grandes valores de potencia a transmitirse, los sistemas de transmisión propuestos considera instalaciones de transmisión de 500 kV. El desarrollo de estos nuevos proyectos, afecta a la operación integral del Sistema Nacional de Transmisión.

Proyecto	Ingreso en Operación	Alcance Operativo	Estado
Subestación Posorja, 138/69 kV, ampliación 100 MVA	Primer Trimestre 2022	Satisfacer el crecimiento de la demanda por el desarrollo de nuevos proyectos industriales en la zona.	Análisis de Propuesta
Sistema de Transmisión Santiago – Posorja 500 kV	Cuarto Trimestre 2023	Alimentación a nuevos proyectos industriales en la zona de Posorja desde el Proyecto Hidroeléctrico Santiago.	Análisis de Propuesta
Sistema de Transmisión Chorrillos – Refinería del Pacífico – San Juan de Manta 230 kV	Cuarto Trimestre 2023	Alimentación desde la subestación Chorrillos a nuevos proyectos petro – químicos en la Provincia de Manabí	Análisis de Propuesta
Subestación Posorja : Instalación de capacitores 230 kV 120 MVAR	Primer Trimestre 2024	Regulación de voltaje en el sistema de transmisión	Análisis de Propuesta
Subestación Las Orquídeas: Instalación de capacitores 230 kV 120 MVAR	Primer Trimestre 2025	Regulación de voltaje en el sistema de transmisión	Análisis de Propuesta
Subestación Posorja : Instalación de capacitores 230 kV 240 MVAR	Primer Trimestre 2025	Regulación de voltaje en el sistema de transmisión	Análisis de Propuesta
Subestación Posorja 500/230 kV, ampliación 600 MVA	Primer Trimestre 2025	Ampliación de capacidad para atención de demanda industrial en la zona	Análisis de Propuesta

Tabla Nro. 5-12 Proyecto expansión largo plazo - caso matriz productiva demanda

Ampliación de la capacidad de transformación 138/69 kV – Subestación Posorja. Para atender el crecimiento de la demanda por la implementación de instalaciones industriales en la zona de Posorja, se propone el incremento de la capacidad de transformación, mediante el remplazo del transformador ATQ 138/69 kV de 67 MVA por uno de 100 MVA. Este cambio se realizará en el primer trimestre de 2022.

Sistema de Transmisión Santiago – Posorja 500 kV. El incremento de la demanda prevista en la zona de Posorja por la entrada en operación de instalaciones industriales, alcanzaría los 950 MW en año 2025; la atención de esta carga se realizaría con el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Santiago que en el año 2023 entraría en operación con una potencia de 1200 MW y en el 2025 aumentaría 1200 MW adicionales.

Las transferencias de potencia desde el Santiago a la zona de Posorja se realizará con la construcción en el sistema de transmisión, de las subestaciones 500/230 Taday, Pasaje y Posorja, las cuales se interconectaría con el sistema de 230 kV en cada una de ellas.

La subestación Posorja 500/230 kV entrará en operación en el primer trimestre del 2023, con dos bancos de transformadores de 600 MVA cada uno. Será energizada desde la subestación Chorrillos mediante dos líneas de transmisión 500 kV con un haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM por fase, de 90 km de longitud. Las barras de 230 kV de Posorja se interconectarán con las de 138 kV mediante un transformador 230/138 kV 225 MVA, con el objeto de incrementar la confiabilidad del suministro a CNEL EP Santa Elena. Adicionalmente se prevé en barras de 230 kV la instalación de 2 bancos de capacitores de 60 MVAR cada uno.

La subestación Pasaje 500/230 kV dispondrá de un banco de transformadores 600 MVA, y se conectará con la central hidroeléctrica Santiago y con la subestación Chorrillos, cada una mediante dos líneas de transmisión 500 kV de 180 km, con has de 4 conductores ACAR 1100 MCM por fase. Las barras de 230 kV de Pasaje, se conectarán con la subestación Machala del sistema de transmisión mediante una línea doble circuito conductores ACAR 1100 MCM de 12 km.

La subestación Pasaje será punto de interconexión con el sistema peruano 500 kV.

En la subestación Taday se instalará un banco de transformadores 500/230 kV de 600 MVA; la barra de 500 kV se conectará con la subestación Chorrillos y el Proyecto Hidroeléctrico Santiago, cada uno con dos líneas de transmisión de características similares a las referidas anteriormente.

Estas obras entrarán en operación en el primer trimestre de 2023.

Sistema de Transmisión Chorrillos – Refinería del Pacífico - San Juan de Manta 230 kV. Para la atención de la demanda en la zona de la Refinería del Pacífico, Provincia de Manabí, se construirá en esa zona una subestación 230 kV que se interconectará con las subestaciones Chorrillos y San Juan de Manta, mediante líneas de transmisión 230 kV doble circuito de 130 y 10 km respectivamente, con conductores calibre ACAR 1200 MCM. Adicionalmente en la subestación Refinería del Pacífico 230 kV se instalarán 3 bancos de capacitores de 60 MVAR de potencia.

Estas instalaciones de transmisión entrarán en operación en el cuarto trimestre del 2023.

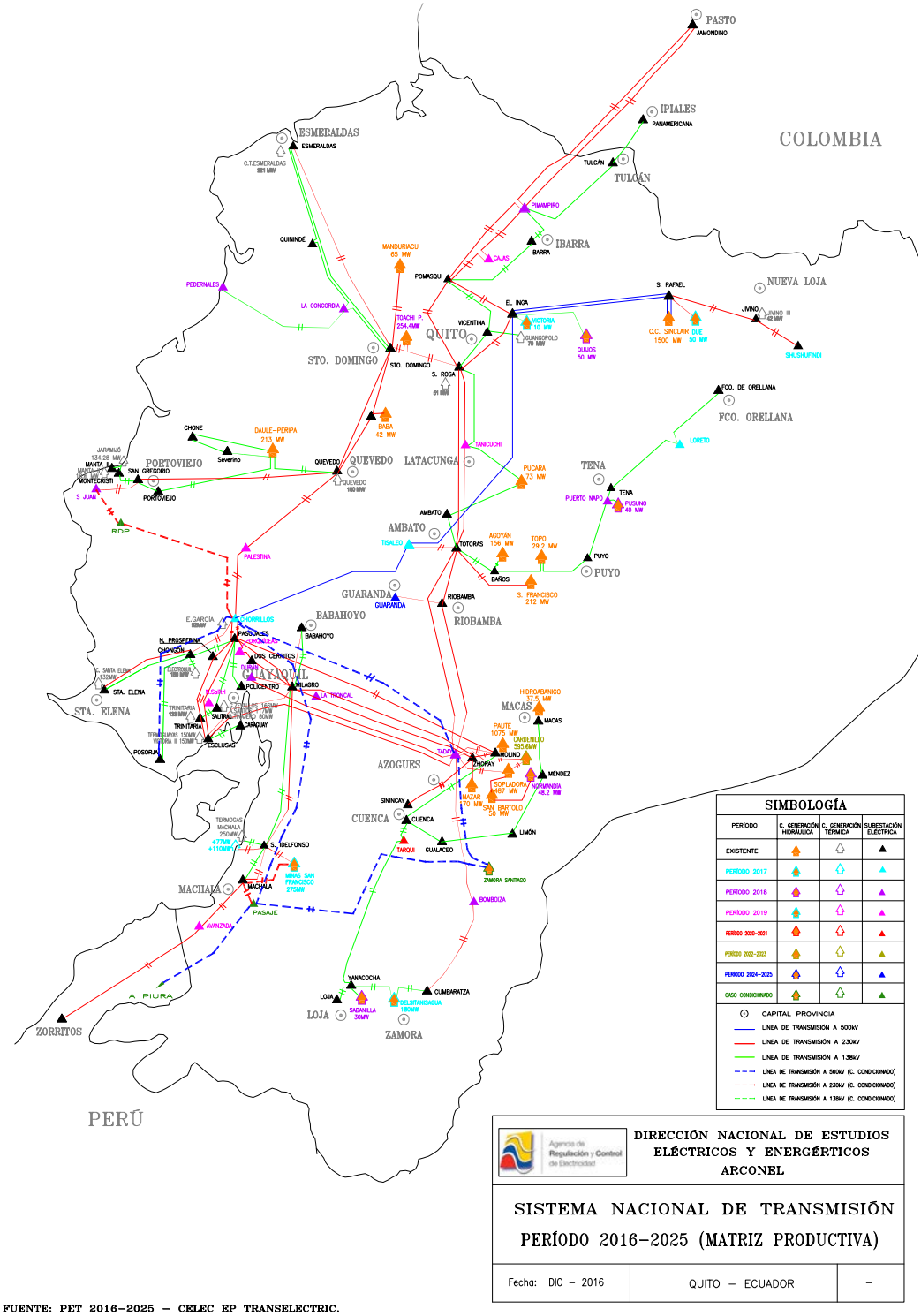
Compensación Capacitiva en la Subestación Posorja 230 kV. Por incremento de la demanda de los proyectos industriales instalados en la zona de Posorja, y con fines de regulación de voltaje, se prevé en el plan de expansión de transmisión la instalación en barras de 230 kV de 2 bancos de capacitores de 60 MVAR cada uno. Este equipamiento entrará en operación en el primer trimestre de 2024.

Compensación Capacitiva en la Subestación Las Orquídeas 230 kV. Para atender el crecimiento de la demanda en CNEL EP Guayaquil y con fines de regulación del voltaje en barras de 230 kV en la subestación Las Orquídeas, se planifica la entrada en operación para el primer trimestre de 2025 de dos bancos de capacitores de 60 MVAR cada uno.

Compensación Capacitiva en la Subestación Posorja 230 kV. Por incremento de la demanda de los proyectos industriales instalados en la zona de Posorja, y con fines de regulación de voltaje, se prevé en el plan de expansión de transmisión

la instalación en barras de 230 kV de 4 bancos de capacitores de 60 MVAR cada uno. Este equipamiento entrará en operación en el primer trimestre de 2025.

Ampliación de la capacidad de Transformación 500/230 kV – Subestación Posorja. Por incremento de la demanda de los proyectos industriales instalados en la zona de Posorja, en el plan de expansión de transmisión se prevé en el primer trimestre de 2025 la entrada en operación de un banco de transformadores 500/230 kV de 600 MVA.



FUENTE: PET 2016-2025 – CELEC EP TRANSELECTRIC.

Figura Nro. 5-16: Mapa sistema de transmisión Caso Matriz Productiva (2016-2025)

5.7.4 Calidad de Servicio: Reposición de Activos de Transmisión

En el plan de expansión de transmisión se programa el remplazo de un grupo de instalaciones de transmisión que han cumplido o cumplirán en un futuro inmediato su vida útil de operación (30 años de operación para subestaciones y 45 años para líneas de transmisión).

En la operación del sistema, actualmente se evidencia pérdidas de eficiencia en algunos de estos equipos y que podría llegar a afectar eventualmente a la seguridad y confiabilidad operativa del suministro de energía desde el sistema de transmisión.

Razón por la cual se propone la repotenciación o cambio de algunas de las instalaciones de transmisión involucradas en esta condición, como se indica en el cuadro siguiente:

Proyectos de Reposición de Activos	Estado
S/E Esmeraldas: Autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA	2019
S/E Milagro: Banco de 3 transformadores monofásicos 230/69 kV de 75 MVA cada uno + 1 de reserva de 75 MVA	2019
S/E Policentro: Banco de 3 autotransformadores monofásicos 138/69 kV de 75 MVA cada uno + 1 de reserva de 75 MVA	2019
S/E Machala: Banco de 3 autotransformadores monofásicos 138/69 kV de 33 MVA cada uno (ya existe reserva)	2019
S/E Totoras: Autotransformador trifásico 230/138 kV de 225 MVA (*)	2019
S/E Nueva Portoviejo: Banco de autotransformadores 138/69 kV, 2x100 MVA (AA1 y AA2)	2019
Nueva S/E Manta o Manta 2, 138/69 kV, 100 MVA (actualmente instalado el transformador CENEMESA anteriormente ubicado en Francisco de Orellana)	2019
L/T Santo Domingo - Alluriquín - Santa Rosa 230 kV, 2x750 ACAR, doble circuito	2021

Tabla Nro. 5-13 Proyectos de reposición de activos

(*) La ejecución de este remplazo permitirá diferir la instalación de un transformador 230/138 kV 100 MVA en la subestación Totoras, previsto en el plan de expansión para el segundo trimestre de 2020.

5.7.5 Requerimiento Presupuestario del Plan de Expansión Transmisión 2016-2025

En la planificación de la expansión del sistema de transmisión 2016-2025, se ha considerado dos hipótesis de crecimiento de la demanda y un plan de expansión de generación para cada una de ellas, conforme lo planteado por la ARCONEL.

La primera hipótesis denominada Caso Base, plantea un crecimiento tendencial de la demanda, la inclusión de cargas singulares, proyectos de eficiencia energética y cocinas eléctricas.

La segunda hipótesis denominada Caso Matriz Productiva, considera el crecimiento de la demanda del Caso Base, más el desarrollo de la Refinería del Pacífico y de Proyectos industriales en la zona de Posorja.

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

El presupuesto necesario para ejecutar el Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2025, considerando las obras de transmisión para cada uno de los casos analizados, se indican en las tablas siguientes:

Proyectos	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
En Ejecución	174.326	291.208	75.090	17.215	7.772	-	-	-	-	-	565.611
Requerimientos - Caso Base	60	23.274	113.204	105.236	50.740	14.001	11.002	14.511	8.330	16.328	356.684
Requerimientos - Calidad	-	-	7.537	7.537	28.743	24.974	12.487	-	-	-	81.279
TOTAL ANUAL - CASO BASE	174.386	314.482	195.831	129.988	87.254	38.975	23.489	14.511	8.330	16.328	1.003.574
CASO MATRIZ PRODUCTIVA	294	1.398	2.238	3.930	-	294	236.105	236.236	319.792	7.603	807.892
TOTAL ACTUALIZACION PLAN DE EQUIPAMIENTO 2016 - 2025	174.680	315.880	198.070	133.919	87.254	39.269	259.594	250.747	328.122	23.931	1.811.467
Nota: Los 194,438 millones de dólares resultado de la diferencia entre la inversión y los requerimientos anuales, son valores ha erogarse a partir del año 2026.											

Tabla Nro. 5-14: Presupuesto anual del Plan de expansión de la transmisión 2016 – 2025

Plan De Expansión de Transmisión Presupuesto	
Detalle	M USD
- Obras de transmisión CASO BASE	1.113.406
- Obras de transmisión por CALIDAD SERVICIO	81.279
- Obras de transmisión CASO MATRIZ PRODUCTIVA	811.219
Total	2.005.904

Tabla Nro. 5-15: Inversiones estimadas del Plan de expansión de transmisión 2016 - 2025

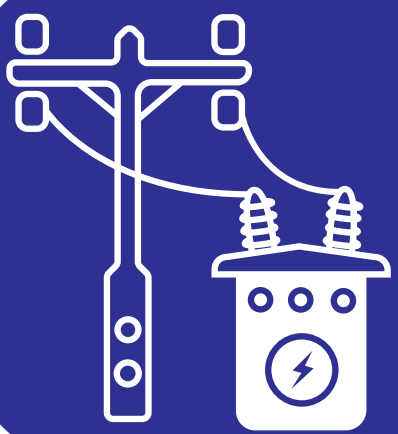
Con la entrada en operación en el 2016 de los proyectos hidroeléctricos Sopladora y Coca Codo Sinclair, se conformó en el sistema dos grandes centros de generación, uno ubicado en la parte sur (Paute, Mazar, Sopladora) con una capacidad instalada del orden de los 1.700 MW y otro en la parte norte del sistema (Coca Codo Sinclair) con una potencia de 1.500 MW, mejorando la confiabilidad operativa del S.N.I, cuyo sistema de transmisión operó durante varios años estresado debido a las altas transmisiones de potencia que se realizaban desde el Paute para alimentar la parte norte del país.

Las inversiones previstas para el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2025, permiten la construcción de un enlace de 500 kV entre los principales centros de consumo del país, al igual la de otras obras que reforzarán el sistema de transmisión con la finalidad de un mejor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos disponibles en el sistema, alcanzándose una gran confiabilidad, seguridad, calidad y economía en el suministro de la energía eléctrica requerida por el país para su desarrollo.


136 KG
50
INAT

6

EXPANSIÓN Y MEJORA DE LA DISTRIBUCIÓN



6.1 Introducción

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

En virtud de lo señalado, en el presente capítulo se exponen los antecedentes relacionados con la evolución del sector eléctrico; la normativa vigente constante en la Constitución de la República, Ley Orgánica del Servicio de Energía Eléctrica, Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, Acuerdos Ministeriales, Reglamentos, Regulaciones, Resoluciones y Articulación con la política de Estado.

Posteriormente, se describe la situación actual de la distribución, especificando para las diferentes empresas eléctricas y unidades de negocio, la información de las áreas de servicio, infraestructura de subtransmisión, distribución y alumbrado público. Adicionalmente, como parte integrante del servicio de energía eléctrica, se describe la situación de la Gestión Comercial en los componentes que demuestran la evolución de la energía facturada, valores recaudados, pérdidas de energía y cartera vencida. En el contexto de lo anteriormente señalado, se señala la evolución de la cobertura eléctrica y calidad del servicio técnico. A continuación, se indican las acciones realizadas en la implementación del Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE), orientado a definir e implantar un Modelo Único de Gestión para las Empresas de Distribución Eléctrica, sustentado en estándares de la industria eléctrica y de comunicaciones, que permitirá obtener servicios de calidad, eficiencia operativa y energética, con una cultura enmarcada en el compromiso de la sustentabilidad y sostenibilidad social, económica y ambiental.

Sobre la base de lo señalado, se determinaron los objetivos, políticas, metas; y estrategias a seguir dentro del marco legal, expansión, electrificación rural, gestión ambiental, normas de diseño, tecnología, aspectos administrativos y financieros, confiabilidad y continuidad del servicio, reducción de pérdidas y alumbrado público, entre otros.

Finalmente, se presentan los requerimientos de infraestructura con su inversión asociada a obras de distribución de las empresas eléctricas del país, agrupado en forma de programas y proyectos para el corto, mediano y largo plazo.

6.2 Objetivo General

Brindar el servicio público de energía eléctrica con los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

6.3 Objetivos Específicos

El sistema de distribución busca alcanzar niveles de gestión atribuibles a una empresa eléctrica moderna, que se desarrolle en función a los avances tecnológicos, bajo los preceptos de sostenibilidad, sustentabilidad, resiliencia, seguridad, calidad y confiabilidad, evolucionando de un esquema tradicional a una visión moderna de planificación para lo cual se plantean los siguientes objetivos:

• Expandir los sistemas de distribución en función al crecimiento de la demanda espacial actual y futura

• Incrementar la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

• Fortalecer los sistemas de distribución para asegurar la calidad y confiabilidad

• Cumplir los planes de inversión financiados por el presupuesto general del estado y con recursos propios

• Incrementar el nivel de satisfacción al cliente

• Alcanzar un nivel óptimo de pérdidas de energía en el sistema de distribución

• Incrementar el servicio de alumbrado público, mediante la utilización de la tecnología eficiente

• Continuar con la modernización del modelo de gestión y de los sistemas de información y de la automatización de la distribución.

6.4 Políticas

El Plan de Expansión y Mejora de la Distribución 2016-2025, está alineado con el Plan Nacional del Buen Vivir, y se fundamenta en las políticas emitidas por el Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos y por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

En lo referente a la distribución, se citan las siguientes:

• Responder a una planificación integral de la expansión de la distribución y operación óptima del sistema, fomentando la eficiencia financiera, gestión empresarial adecuada; que responda a las necesidades de desarrollo del sector en eficiencia, calidad y resiliencia, para el corto, mediano y largo plazo.

• Atender la demanda del servicio de energía eléctrica, propendiendo al incremento de los niveles de cobertura, mejorando los niveles de calidad, confiabilidad, continuidad, minimizando las pérdidas e incluyendo además el aprovechamiento de los recursos de energía distribuida.

• Cumplir con los acuerdos y compromisos internacionales suscritos para atender áreas fronterizas que no disponen del servicio eléctrico, deberá considerar proyectos eléctricos que viabilicen este propósito en coordinación con las entidades correspondientes.

• Los programas de eficiencia energética, deberán implementarse para el fomento de la matriz energética y la matriz productiva, basados en la eficacia económica, uso racional de la energía eléctrica, reducción de los costos de producción y disminución de impactos ambientales.

6.4.1 Lineamientos y Estrategias

6.4.1.1 Expandir los Sistemas de Distribución en Función al Crecimiento de la Demanda Espacial actual y Futura.

Ejecutar los planes, programas y proyectos que permitan atender el incremento de la demanda, garantizando la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, al menor costo.

• Diseñar y ejecutar los proyectos cumpliendo con las normas técnicas, políticas y directrices vigentes, considerando criterios de resiliencia.

• Ejecutar los proyectos planificados para el cambio de redes aéreas a subterráneas en: accesos a ciudades, patrimonios culturales, centros turísticos e históricos, accesos a puertos, aeropuertos, puntos o pasos fronterizos internacionales y lugares que ponen en riesgo la seguridad ciudadana, siempre y cuando los estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales sean viables.

• Realizar convenios con empresas de servicios y entidades de desarrollo local, regional y nacional, que permitan el uso y/o construcción de infraestructura eléctrica.

• Desarrollar proyectos eléctricos a través de empresas distribuidoras o por medio de convenios con empresas privadas o de economía popular y solidaria, con sujeción a la normativa legal vigente.

6.4.1.2 Incrementar la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica.

• Ejecutar proyectos para la dotación del servicio eléctrico con extensión de redes especialmente en los sectores rural y urbano marginal

• Ejecutar proyectos de energía renovable para la dotación del servicio de energía eléctrica en sitios en los que no es factible el acceso al sistema de red convencional

6.4.1.3 Fortalecer los sistemas de Distribución para Asegurar la Calidad y Confiabilidad del Sistema

• Avanzar en la construcción de la infraestructura necesaria para optimizar y equilibrar la demanda en los puntos de entrega disponibles, en coordinación con el transmisor, incluyendo la expansión y operación del sistema de distribución en 138 kV.

• Construir la infraestructura necesaria para la transferencia entre sistemas de distribución aledaños en alto y medio voltaje, que garantice la confiablidad n-1

• Modernizar los sistemas de protecciones con equipos homologados y de última tecnología

• Mantener actualizados los estudios de coordinación de protecciones e implementar el esquema de alivio de carga, de acuerdo al comportamiento de la demanda

• Continuar con la Implementación del Sistema de Gestión de la Distribución Avanzada – ADMS, a través del equipamiento eléctrico en líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, con sistemas de comunicación homologados que permitan su integración.

• Diseñar los proyectos eléctricos nuevos y de reforzamiento con conceptos de redes inteligentes.

6.4.1.4 Cumplir los Planes de Inversión Financiados por el Presupuesto General Estado y con Recursos Propios

• Fortalecer el sistema de gestión, seguimiento y control de los planes, programas y proyectos de inversión.

• Evaluar de manera permanente los avances y resultados de ejecución de los planes, programas y proyectos de inversión, para la toma de decisiones y aplicación de correctivos oportunos.

6.4.1.5 Incrementar el nivel de satisfacción al cliente.

• Fortalecer los procesos y procedimientos internos de las empresas eléctricas enfocados a la atención al cliente

• Continuar con la implantación de centros integrales de atención al cliente

• Ampliar los canales de comunicación entre las Empresas Eléctricas y sus clientes utilizando la tecnología de punta

• Atención personalizada a clientes especiales.

6.4.1.6 Alcanzar un nivel óptimo de pérdidas de energía en el sistema de distribución.

- Realizar periódicamente estudios en el sistema de distribución, para identificar y ejecutar las inversiones necesarias, con el objeto de reducir pérdidas técnicas con criterio costo-beneficio
- Implementar y reforzar procesos de actualización permanente de la calidad de la información para los Sistemas Comerciales, Sistema de Información Geográfica y otros
- Utilizar equipos y materiales con valores de pérdidas normalizadas
- Gestionar de manera permanente el balance de energía para todo tipo de usuarios
- Implementar sistemas de medición inteligente a nivel de red de distribución, centros de transformación y usuario
- Blindar las redes secundarias mediante el uso de conductor pre ensamblado
- Control permanente del comportamiento de la demanda eléctrica en clientes especiales, comerciales e industriales

6.4.1.7 Incrementar el Servicio de Alumbrado Público, Mediante la Utilización de la Tecnología Eficiente

- Ejecutar proyectos de alumbrado público general enfocados a mejorar y ampliar la cobertura, utilizando fuentes luminosas eficientes
- Reemplazar fuentes luminosas ineficientes y contaminantes por equipos eficientes
- Cumplir con los niveles de iluminación de acuerdo a la normativa vigente
- Iluminar avenidas, calles, pasajes de accesos a poblaciones rurales y entre ellas

6.4.1.8 Continuar con la Modernización del Modelo de Gestión y de los Sistemas de

- Utilizar los modelos analíticos basados en la información que proporcionan los sistemas de gestión implantados en las distribuidoras, para la mejora de la gestión comercial en los ámbitos de: facturación, recaudación, atención al cliente y gestión de pérdidas no técnicas.
- Utilizar modelos analíticos espaciales basados en la información que proporcionan los sistemas de control y adquisición de datos, interrupciones, administración de redes en tiempo real, análisis técnico y gestión de mantenimiento para mejorar la gestión técnica en los ámbitos de: construcción, operación, mantenimiento y gestión de pérdidas técnicas.

6.5 Situación Actual de la Distribución

Las inversiones para el desarrollo del sector eléctrico en la etapa de distribución están orientadas a reforzar y renovar la infraestructura física de sus instalaciones, así como para atender la modernización de la gestión, sustentada en estándares actualizados de las tecnologías de información, comunicación y de la industria eléctrica.
Esto ha permitido disponer de un servicio de energía eléctrica con mejoras en los niveles de eficiencia; y con el compromiso de lograr la sustentabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico.

6.5.1 Áreas Geográficas y Prestación del Servicio

La prestación del servicio de energía eléctrica en el Ecuador se atiende a través de 10 empresas distribuidoras, las que cubren un área de servicio de 256.423 km^2, dividida conforme el detalle expuesto en la Figura Nro 6-1.

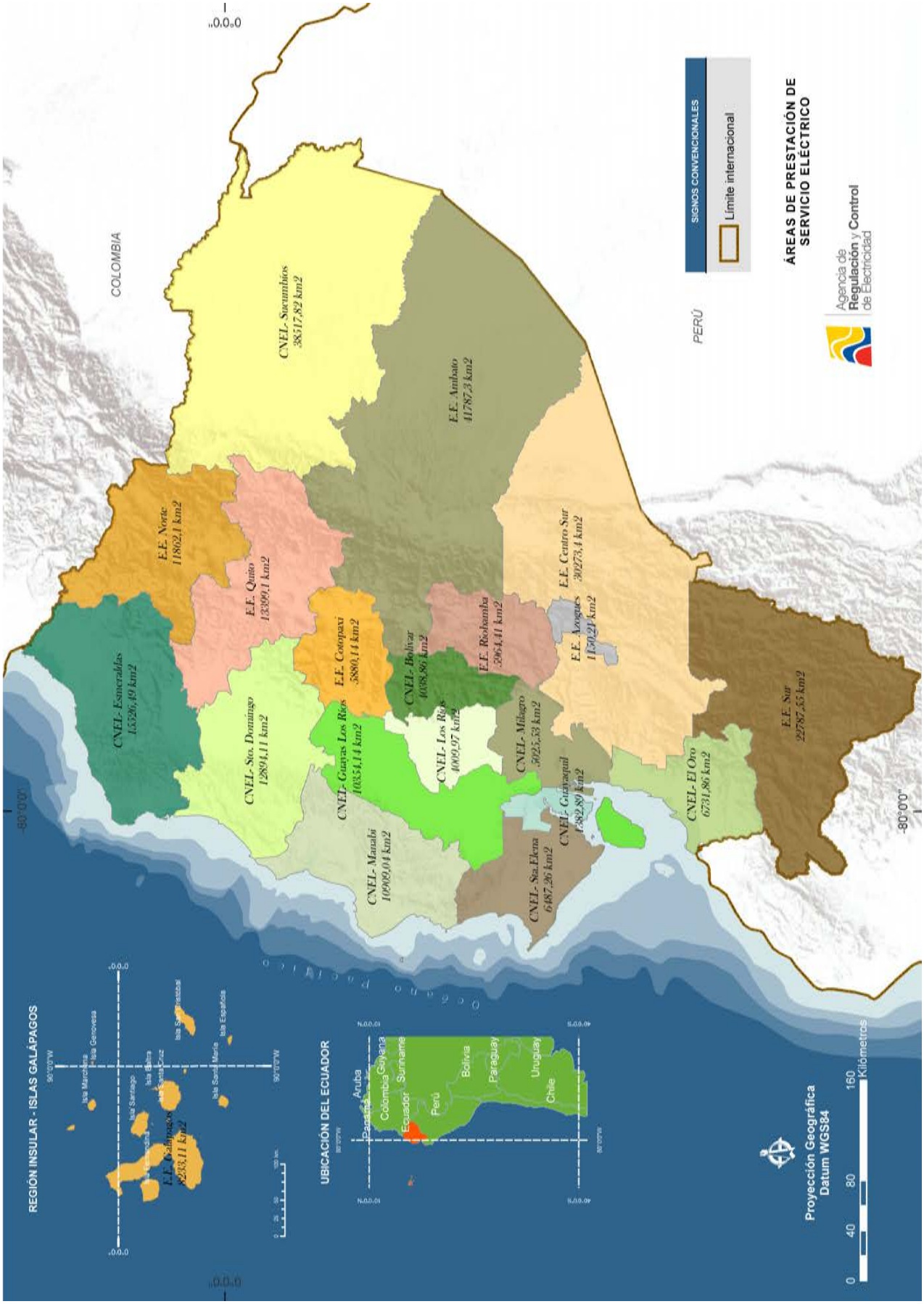


Figura Nro. 6-1: Áreas de Servicio de las Empresas Distribuidoras

A diciembre de 2016 laboraron a nivel nacional 11.537 trabajadores, para administrar, operar y mantener la infraestructura de distribución, de los cuales 6.629 corresponden a la CNEL EP y 4.908 a las empresas eléctricas restantes.

6.5.2 Cobertura del Servicio Eléctrico

La cobertura del servicio eléctrico se fundamenta en la expansión de los sistemas eléctricos de distribución para la atención a nuevos clientes; en los sectores urbanos, urbano marginales y rurales. Se suministró la energía eléctrica mediante la construcción de redes convencionales, y en los sectores rurales aislados con la implementación de sistemas aislados renovables no convencionales.

La dotación del servicio de energía eléctrica contribuyó a:

- Mejorar la calidad de vida de la población.
- Implementar actividades productivas, artesanales y agroindustriales especialmente en sectores rurales y urbanos marginales.
- Desarrollar nuevos servicios como educación, salud, recreación, comunicación y otros.

La cobertura eléctrica en el Ecuador se incrementó anualmente, según la tendencia que se muestra en la Figura Nro. 6-2, la que alcanzó a diciembre de 2016 el valor de 97,24%.

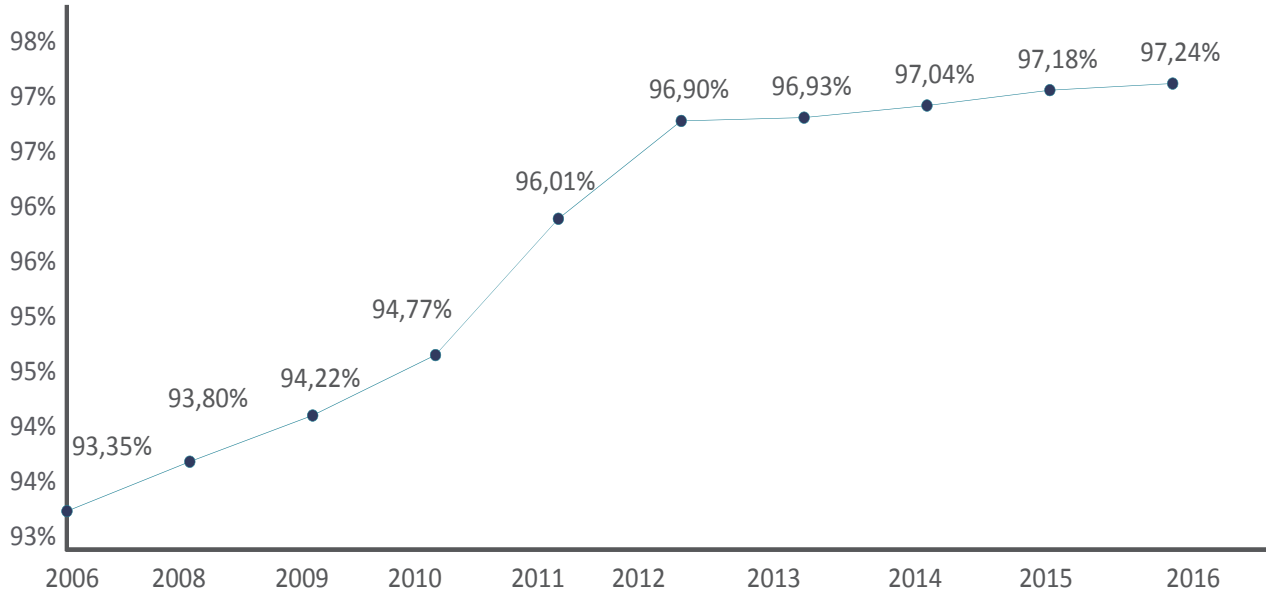


Figura Nro. 6-2: Cobertura del Servicio Público de energía eléctrica nacional en porcentaje

6.5.3 Infraestructura de Subtransmisión

En el sistema de subtransmisión, a diciembre de 2016 cuenta con 366 subestaciones con una capacidad de 7.207 MVA; y líneas de transmisión con una longitud de 4.931,07 km, según el detalle de la Tabla Nro.6-1.

Empresa	Denominación	No. Subestaciones	Potencia Subestaciones (MVA)
CNEL EP	CNEL-Bolívar	6	76,3
	CNEL-El Oro	17	302,75
	CNEL-Esmeraldas	13	169,6
	CNEL-Guayaquil	39	1.296
	CNEL-Guayas Los Ríos	33	617,06
	CNEL-Los Ríos	15	196,2
	CNEL-Manabí	29	467,7
	CNEL-Milagro	13	186,08
	CNEL-Santa Elena	23	234,3
	CNEL-Santo Domingo	18	217,8
	CNEL-Sucumbíos	8	125,4
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	19	331,5
	E.E. Azogues	2	32,5
	E.E. Centro Sur	14	480
	E.E. Cotopaxi	14	134,7
	E.E. Galápagos	9	41,3
	E.E. Norte	18	234,8
	E.E. Quito	45	1.761,8
	E.E. Riobamba	12	142
	E.E. Sur	19	158,4
TOTAL		366	7.207,00

Tabla Nro. 6-1: Infraestructura de subestaciones de distribución a diciembre 2016

Empresa	Longitud (km)		
	2014	2015	2016
CNEL-Bolívar	132,59	132,59	132,59
CNEL-El Oro	266,73	266,37	266,37
CNEL-Esmeraldas	370,49	359,55	359,55
CNEL-Guayaquil	249,50	255,04	255,04
CNEL-Guayas Los Ríos	388,97	390,83	390,83
CNEL-Los Ríos	138,05	177,12	178,70
CNEL-Manabí	508,99	489,10	486,15
CNEL-Milagro	216,90	290,90	216,90
CNEL-Santa Elena	210,74	204,70	204,70
CNEL-Santo Domingo	215,95	216,31	116,31
CNEL-Sucumbíos	190,10	177,70	177,70
E.E. Ambato	132,32	142,47	142,67
E.E. Azogues	26,88	26,88	26,88
E.E. Centro Sur	291,50	293,35	297,34
E.E. Cotopaxi	129,12	129,12	129,12

Empresa	Longitud (km)		
	2014	2015	2016
E.E. Galápagos	12,00	39,47	51,47
E.E. Norte	297,79	273,70	27,370
E.E. Quito	359,13	398,35	398,35
E.E. Riobamba	172,62	172,62	172,62
E.E. Sur	554,08	554,08	554,08
TOTAL	4.864,09	4.916,25	4.931,07

Tabla Nro. 6-2: Infraestructura Líneas de subtransmisión 69 kV por distribuidora a diciembre 2016

6.5.4 Infraestructura de Distribución

El sistema de distribución tiene 96.040 km de media tensión, 91.902 km de redes de baja tensión, 302.661 transformadores de distribución, con una capacidad instalada de 11.274 MVA; y 4.907.495 medidores de energía, según se detalla en la Tabla Nro. 6-3.

Empresa	Denominación	Líneas de Medio Voltaje (km)	Líneas de Bajo Voltaje (km)	Nro. Transf.	Capacidad Transf. MVA	Nro. Medidores
CNEL EP	U.N. Bolívar	3.219,94	2.904,45	5.265	72,29	61.493
	U.N. El Oro	4.849,89	7.552,84	14.716	581,31	242.107
	U.N. Esmeraldas	4.150,94	2.423,18	8.768	273,84	125.411
	U.N. Guayaquil	2.414,84	3.094,30	35.136	2.353,76	683.191
	U.N. Guayas Los Ríos	7.436,01	4.640,48	27.344	1.011,39	321.834
	U.N. Los Ríos	3.164,25	1.805,72	9.233	281,4	121.421
	U.N. Manabí	7.185,29	5.191,51	24.804	662,32	289.403
	U.N. Milagro	3.667,88	1.797,38	10.650	283,08	139.957
	U.N. Sta. Elena	2.057,73	3.423,38	7.606	305,17	116.238
	U.N. Sto. Domingo	8.559,29	4.995,63	20.621	397,49	217.963
	U.N. Sucumbíos	4.689,65	4.178,26	8.712	218,98	93.347
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	4.908,24	6.666,56	13.642	351,98	259.545
	E.E. Azogues	769,27	1.320,75	1.881	47,53	36.315
	E.E. Centro sur	9.129,57	11.386,76	21.557	674,79	371.122
	E.E. Cotopaxi	3.873,45	5.211,08	8.348	227,11	134.287
	E.E. Galápagos	268,52	207,28	854	28,97	11.221
	E.E. Norte	5.653,16	5.950,30	15.477	412,88	234.463
	E.E. Quito	8.415,43	9.636,23	38.570	2.553,00	1.084.770
	E.E. Riobamba	3.914,38	4.815,99	12.305	243,82	168.343
	E.E. Sur	7.712,65	4.700,80	16.655	293,1	195.064
TOTAL		96.040,35	91.902,90	302.144	11.274,20	4.907.495

Tabla Nro. 6-3: Infraestructura de líneas de medio voltaje por distribuidora a diciembre de 2016

6.5.5 Infraestructura de Alumbrado Público

La infraestructura del servicio de alumbrado público general registró 1.366.203 luminarias, con una potencia instalada de 218 MW, el detalle se observa en la Tabla Nro. 6-4.

Empresa	Denominación	Nro. luminarias	Potencia luminarias MW
CNEL EP	U.N. Bolívar	15.273	3,16
	U.N. El Oro	82.153	14,74
	U.N. Esmeraldas	40.242	6,58
	U.N. Guayaquil	159.323	25,14
	U.N. Guayas Los Ríos	77.623	14,36
	U.N. Los Ríos	25.868	4,68
	U.N. Manabí	107.664	22,29
	U.N. Milagro	36.749	6,33
	U.N. Sta. Elena	32.751	5,02
	U.N. Sto. Domingo	56.027	8,03
	U.N. Sucumbíos	33.456	4,27
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	91.182	12,64
	E.E. Azogues	14.023	2,05
	E.E. Centro sur	115.560	19,82
	E.E. Cotopaxi	38.227	5,68
	E.E. Galápagos	3.279	0,35
	E.E. Norte	76.404	9,86
	E.E. Quito	257.712	40,64
	E.E. Riobamba	48.746	6,38
	E.E. Sur	53.941	6,34
Total:		1.366.203	218,36

Tabla Nro. 6-4: Infraestructura de alumbrado público diciembre de 2016

6.5.6 Reconstrucción de Zonas Afectadas por el Terremoto del 16 de Abril de 2016

El 16 de abril de 2016, el Ecuador sufrió un terremoto de magnitud 7,8 grados en la escala de Richter, el que afecto a las provincias de Manabí y Esmeraldas.

Los daños registrados en infraestructura eléctrica de distribución, para las áreas de servicio de CNEL Unidad de Negocio Manabí, Esmeraldas y Santo Domingo, alcanzaron las siguientes cifras:

- 635 km en líneas de Subtransmisión inhabilitadas
- 7.149 km en líneas en Redes de Medio y Bajo Voltaje inhabilitados
- 22 Subestaciones fuera de servicio
- 854 Transformadores de Distribución destruidos
- 2 Edificios principales afectados (Manta y Portoviejo)
- 5 Agencias Afectadas
- 9 Agencias Destruidas
- 294.935 Clientes sin servicio
- 23.677 Clientes en Zonas Cero

El MEER para minimizar las consecuencias del terremoto, estableció algunas acciones coordinadas en el sistema eléctrico, sobre la base de un plan emergente y un plan de reconstrucción como se detalla a continuación:

6.5.6.1 Plan de Emergencia para restaurar el Sistema Eléctrico

Los trabajos realizados para restablecer el servicio de energía eléctrica en los sectores afectados, se desarrollaron atendiendo criterios de prioridad con respecto a lugares vulnerables y estratégicos tales como: hospitales, albergues, refugios, estaciones de bombeo de agua, alumbrado público, entre otros. La reposición de sistema contemplo estructuras, equipos y materiales.

En la emergencia se contó con la participación de técnicos de las empresas del sector eléctrico; con el apoyo operativo de grupos de trabajo de las 11 Unidades de Negocio de CNEL y de las 8 empresas distribuidoras.

En este proceso de restablecimiento y atención emergente del servicio eléctrico, es importante destacar que la logística estaba conformada de la siguiente manera:

- 200 grupos de electricistas
- 796 técnicos
- 35 Contratistas
- 79 grúas
- 42 carros canasta
- 168 camionetas
- 15 torres de iluminación
- Subestación móvil
- 40 grupos de generación

En la Tabla Nro. 6-5 se puede apreciar el porcentaje y tiempo de recuperación del sistema eléctrico de la provincia de Manabí, la más afectada del terremoto.

Provincia Cantón		17-abr	19-abr	22-abr	24-abr	27-abr	30-abr	3-May	8-May	10-May	11-May
		Porcentaje del Sistema con servicio									
MANABÍ	PORTOVIEJO	35%	80%	93%	94,5%	95,8%	96,3%	96,7%	96,4%	96,7%	97%
	24 DE MAYO	20%	80%	94%	96%	97%	100%	100%	100%	100%	100%
	BOLIVAR (CALCETA)	15%	65%	90%	92%	95%	99%	100%	100%	100%	100%
	CHONE	15%	65%	88%	91%	93,5%	95,0%	96,4%	97,5%	97,5%	97,5%
	EL CARMEN	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	FLAVIO ALFARO	0%	0%	80%	87%	92,3%	92,4%	94,5%	95,5%	95,5%	95,5%
	JAMA	0%	0%	20%	40%	53%	55%	63%	72%	72%	78%
	JARAMIJÓ	15%	75%	91%	93%	94,8%	99%	99,5%	100%	100%	100%
	JIPIJAPA	40%	90%	97%	98,5%	99%	100%	100%	100%	100%	100%
	JUNÍN	25%	66%	91%	93%	95,0%	99,0%	100%	100%	100%	100%
	MANTA	5%	71%	89%	91,5%	93,0%	94,5%	95,7%	95,9%	95,9%	97%
	MONTECRISTI	5%	75%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Provincia Cantón		17-abr	19-abr	22-abr	24-abr	27-abr	30-abr	3-May	8-May	10-May	11-May
		Porcentaje del Sistema con Servicio									
	OLMEDO	60%	90%	98%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	PAJAN	20%	95%	98%	98,5%	99,5%	100%	100%	100%	100%	100%
	PEDERNALES	0%	0%	35%	50%	61%	65%	76%	77%	78%	80%
	PICHINCHA	35%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	PUERTO LÓPEZ	20%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	ROCAFUERTE	20%	91%	98%	99%	99,5%	99,7%	99,9%	100%	100%	100%
	SAN VICENTE	10%	60%	88%	91%	93%	95%	96,6%	96,6%	96,6%	96,6%
	SANTA ANA	20%	93%	98%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	SUCRE (BAHÍA)	10%	33%	73%	75%	81%	94%	96%	97,5%	97,5%	97,5%
	TOSAGUA	10%	66%	92%	94%	96%	97,5%	98,4%	98,4%	98,7%	98,7%
AVANCE		38%	72%	90%	92%	93,8%	95,5%	96,65%	96,91%	96,98%	97,05%

Tabla Nro. 6-5: Recuperación del sistema eléctrico de la provincia de Manabí

Los costos para atender esta emergencia fueron de 25, 48 millones de dólares como se detalla en la Tabla Nro. 6-6.

Rubro	Monto USD
Bienes	6.765.697,25
Equipos	1.876.544,45
Mano de Obra	683.405,26
Materiales	1.674.598,82
Obras	2.894.120,29
Servicios	11.586.199,08
Total general	25.480.565,16

Tabla Nro. 6-6: Inversiones en emergencia

6.5.7 Comercialización

La comercialización de energía se lo realiza a través de 303 agencias a nivel nacional, puntos de recaudación autorizados con un enfoque de acercamiento al cliente y política de atención con calidad y calidez.

6.5.8 Facturación y Recaudación

En la Tabla Nro. 6-7, se presentan los resultados de la gestión comercial por empresa distribuidora, para atender los requerimientos de energía del país:

Empresa	Denominación	Nro. Usuarios	Energía Facturada MWh	Energía Facturada Millones USD	Energía Recaudada Millones USD	% Recaudación
CNEL EP	U.N. Bolívar	61.493	81.760	8,15	7,10	87,09%
	U.N. El Oro	242.421	950.382	96,52	99,97	103,58%
	U.N. Esmeraldas	126.660	440.540	42,2	38,87	92,10%
	U.N. Guayaquil	686.332	4.916.941	461,13	453,93	98,44%
	U.N. Guayas Los Ríos	325.223	1.815.052	186,03	181,42	97,52%
	U.N. Los Ríos	121.428	356.756	33,48	34,56	103,23%
	U.N. Manabí	289.434	1.233.752	114,3	104,40	91,33%
	U.N. Milagro	139.984	556.945	54,34	54,86	100,96%
	U.N. Sta. Elena	117.492	566.326	59,99	55,69	92,82%
	U.N. Sto. Domingo	218.003	597.326	61,97	61,74	99,63%
	U.N. Sucumbíos	93.579	279.900	28,55	27,58	96,58%
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	259.55	606.948	61,33	60,10	97,99%
	E.E. Azogues	36.462	105.509	10,48	10,64	101,51%
	E.E. Centro sur	375.544	1.001.413	103,55	99,13	95,74%
	E.E. Cotopaxi	134.739	491.189	44,18	43,28	97,96%
	E.E. Galápagos	11.234	47.008	5,11	5,11	100,01%
	E.E. Norte	235.651	522.743	53,85	54,04	100,35%
	E.E. Quito	1.086.163	4.124.521	371,83	368,19	99,02%
	E.E. Riobamba	168.347	336.434	35,81	35,37	98,75%
	E.E. Sur	195.228	319.894	34,84	35,87	102,97%
Total:		4.924.967	19.351.339	1.867,66	1.831,84	98,08%

Tabla Nro. 6-7: Facturación y recaudación a diciembre de 2016

A continuación en la Figura Nro. 6-3 se observa la evolución de la facturación y recaudación del período:

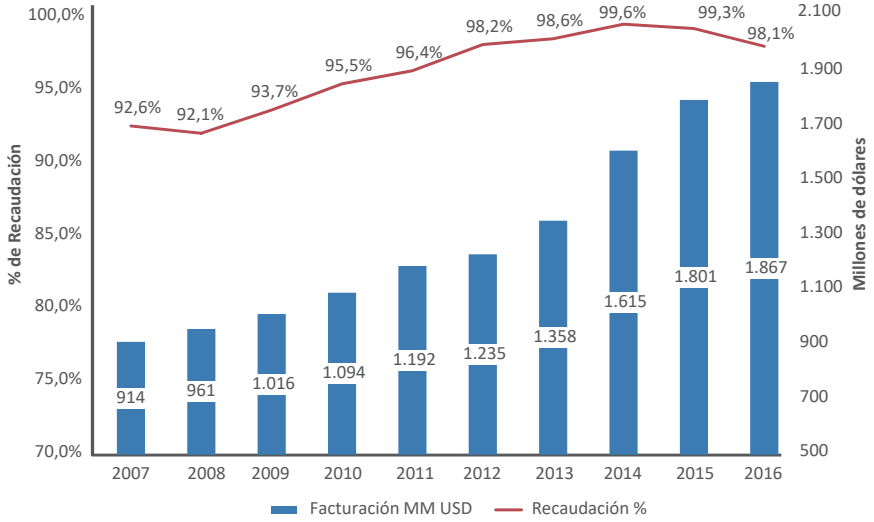


Figura Nro. 6-3: Evolución de la facturación y recaudación a nivel nacional

6.5.9 Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica a nivel nacional han tenido una atención prioritaria, alcanzando el valor en pérdidas tanto técnicas como no técnicas de 12,21% equivalente a 2.690,94 GWh, con corte a diciembre de 2016.

En la Tabla Nro. 6-8 y la Figura Nro. 6-4 se observa la evolución de las pérdidas en porcentajes y GWh durante el período 2007-2016:

Año	Total Pérdidas (GWh)	Total Pérdidas (%)
2007	3.089,83	21,42
2008	2.993,08	19,61
2009	2.765,27	17,31
2010	2.747,43	16,33
2011	2.634,08	14,73
2012	2.546,06	13,60
2013	2.465,26	12,62
2014	2.590,09	12,38
2015	2.663,03	12,11
2016	2.690,94	12,21

Tabla Nro. 6-8: Evolución de pérdidas de energía.

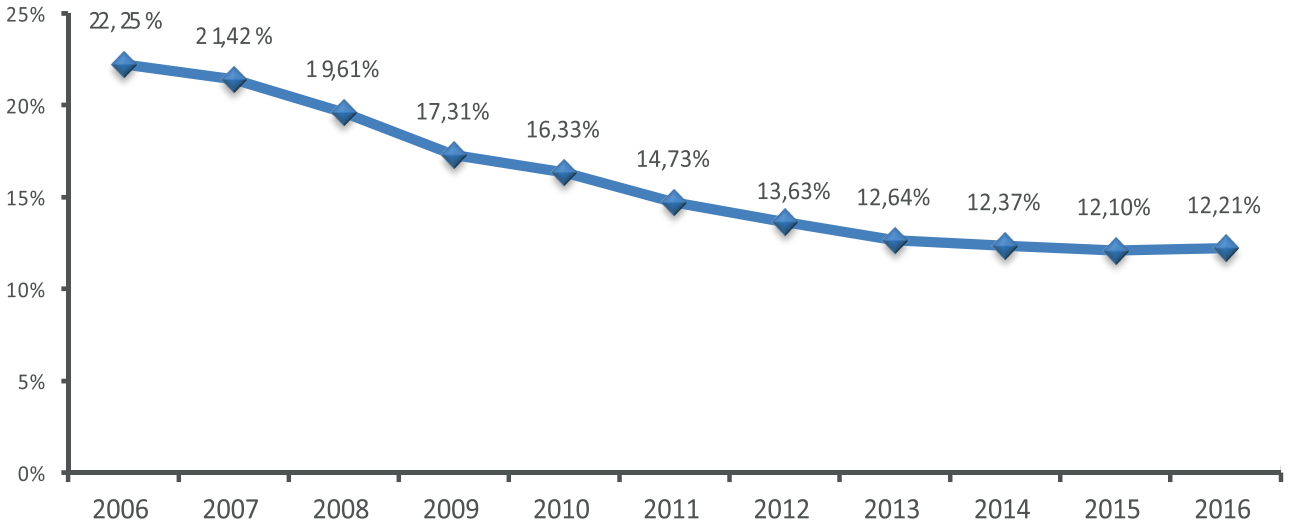


Figura Nro. 6-4: Evolución de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución a nivel nacional

A partir del 2010 se ejecutó el Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP, que contribuyó a mejorar los aspectos técnicos, operativos, gestión administrativa y comercial, enfocados principalmente en las siguientes actividades:

- Depuración de catastros
- Instalación masiva de medidores
- Inspecciones continuas a clientes comerciales e industriales
- Cambio de redes abiertas a redes anti hurto
- Reforzamiento de los grupos de control de pérdidas comerciales
- Implementación de procesos coactivos para la recuperación de cartera vencida

6.5.10 Modernización del Sector de la Distribución

En la actualidad el sector de la distribución eléctrica, ha reforzado su gestión empresarial a través de la homologación y unificación de procesos sólidos y eficientes, que están facilitando la toma de decisiones gracias a la consistencia, integridad, oportunidad y disponibilidad de la información provenientes de los sistemas empresariales y operativos, como son: El Sistema Comercial CIS, el Sistema de Relacionamiento con el Cliente CRM, el Sistema de Recursos Empresariales ERP, el Sistema de Información Geográfica GIS, el Sistema de Gestión de Interrupciones OMS, el Sistema de Gestión de la Distribución DMS, el Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de la Distribución SCADA, entre otros.
La ejecución del programa se sustenta en seis ejes estratégicos:

1. Gestión Estratégica
2. Georeferenciación de los Activos de la Infraestructura Eléctrica
3. Gestión de Operación de la Red
4. Gestión Comercial
5. Recursos Empresariales
6. Gestión Tecnológica de la Información y Comunicaciones

6.5.10.1 Gestión Estratégica

El sector de la Distribución y Comercialización de la Energía tiene como prioridad la atención al cliente con oportunidad, continuidad, confiabilidad y a un precio justo, por lo que el sector ha visto la necesidad de implementar la homologación de sistemas, procesos, procedimientos, tarifas con el uso de tecnologías de información y comunicación.

6.5.10.2 Georeferenciación de los Activos de la Infraestructura Eléctrica

El sector cuenta con un Sistema de Información Geográfica homologado en las Empresas Eléctricas de Distribución del país, y se ha realizado el levantamiento integral de cada uno de los elementos que componen la red de distribución a nivel de clientes.

La actualización del sistema es dinámica y conlleva una cultura del registro de activos que las empresas la realizan a través de las unidades de operación y mantenimiento, así como la incorporación de nueva infraestructura.
En la siguiente tabla se muestra el estado de actualización de la información:

Empresas	Porcentaje
CNEL Bolívar	81,7%
CNEL El Oro	95,6%
CNEL Esmeraldas	95,4%
CNEL Guayaquil	92,8%
CNEL Guayas Los Ríos	99,1%
CNEL Los Ríos	92,5%
CNEL Manabí	75,1%
CNEL Milagro	99,2%
CNEL Santa Elena	93,9%
CNEL Santo Domingo	99,4%
CNEL Sucumbíos	91,8%
E.E. Ambato	91,4%
E.E. Azogues	88,5%

Empresas	Porcentaje
E.E. Centrosur	98,5%
E.E. Cotopaxi	80,6%
E.E. Galápagos	97,2%
E.E. Norte	88,3%
E.E. Quito	95,5%
E.E. Riobamba	97,8%
E.E. Sur	99,0%
TOTAL	93,5%

Tabla Nro. 6-9: Estado actual de la georeferenciación de los usuarios

6.5.10.3 Gestión de Operación de la Red

Las empresas eléctricas de distribución cuentan con un Sistema de Gestión Avanzada de la Distribución (ADMS), el cual comprende los siguientes sistemas: Gestión de las Interrupciones OMS, Gestión de la Distribución DMS, Gestión de Adquisición, Supervisión y Control de la Distribución SCADA y Gestión de Cuadrillas de Campo.

Adicionalmente, se cuenta con seis centros de control regionales y con veinte centros de control locales en todas las distribuidoras.

En la siguiente tabla se muestra el avance de la automatización de las subestaciones y los alimentadores que están siendo gestionados por el ADMS.

Empresa	Porcentaje de Subestaciones Integradas al ADMS	Porcentaje de Alimentadores Integradas al ADMS
CNEL Bolívar	100,0%	100,0%
CNEL El Oro	100,0%	100,0%
CNEL Esmeraldas	100,0%	100,0%
CNEL Guayaquil	100,0%	0,0%
CNEL Guayas - Los Ríos	100,0%	100,0%
CNEL Los Ríos	100,0%	100,0%
CNEL Manabí	53,8%	100,0%
CNEL Milagro	100,0%	100,0%
CNEL Santa Elena	100,0%	100,0%
CNEL Santo Domingo	100,0%	100,0%
CNEL Sucumbíos	37,5%	100,0%
E.E. Ambato	94,4%	100,0%
E.E. Centrosur	94,4%	100,0%
E.E. Azogues	50,0%	100,0%
E.E. Quito	100,0%	100,0%
E.E. Cotopaxi	100,0%	100,0%

Tabla Nro. 6-10: Estado actual de la integración de subestaciones y alimentadores al sistema ADMS.

Se han integrado al ADMS/SCADA 330 Subestaciones y 1.112 alimentadores, debiendo aclararse que la Unidad de Negocio CNEL Guayaquil se encuentra en proceso de migración de un SCADA no homologado a la nueva plataforma nacional.

6.5.10.4 Gestión Comercial

Desde el 5 de octubre del 2016 se encuentra operativo el nuevo Sistema Comercial (CIS) y el de Relacionamiento con el Cliente (CRM), y se prevé que hasta finales del primer semestre del año 2017, todas las empresas de distribución eléctrica migren al Sistema Comercial Único Nacional.

6.5.10.5 Recursos Empresariales

El sector de la distribución se encuentra en proceso de implementación para la gestión de proyectos, gestión de talento humano, inventarios y bodegas, así como la gestión económica – financiera. El proyecto es plurianual y concluirá a finales del segundo semestre de 2018.

6.5.10.6 Gestión Tecnológica de la Información

En el desarrollo tecnológico se han modernizado dos centros de datos del país que están ubicados en Quito y Guayaquil, los cuales se encuentran enlazados a través de un anillo de fibra óptica de alta capacidad. La comunicación hacia las empresas se lo hace en forma radial.

6.6 Plan de Expansión y Mejora de la Distribución 2016-2025

El Plan de Expansión y Mejora de la Distribución, considera el abastecimiento de la demanda para el período 2016-2025, bajo los escenarios de crecimiento de la demanda considerados en las Hipótesis 3 (Caso Base: crecimiento tendencial, cargas singulares, programas de eficiencia energética y plan de cocción eficiente) y para la Hipótesis 5 (Caso Matriz Productiva que considera la Hipótesis 3 más Refinería del Pacífico e Industrias Básicas).

En lo que respecta a la infraestructura para el Caso Base, el plan contempla la infraestructura necesaria para abastecer la demanda de los nuevos requerimientos a nivel de subtransmisión, medio y bajo voltaje.
Para el Caso Matriz Productiva, se ha considerado la infraestructura necesaria para abastecer la demanda durante la etapa de implementación de la Refinería del Pacífico y el despliegue de las industrias básicas, así como también de las zonas circundantes.

El plan contiene proyectos de expansión y mejora de la infraestructura eléctrica, incluyendo el ámbito de la gestión administrativa, comercial, comunicacional y ambiental, elaborados sobre la base de las políticas, y estrategias antes descritas,

6.6.1 Metas

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable dentro de su planificación ha determinado que en el período 2016-2025, las empresas distribuidoras deberán cumplir con las siguientes metas:

6.6.2 Cobertura Eléctrica

La meta de cobertura eléctrica, para el año 2025 es de 97,81%, como se puede observar en la Tabla Nro. 6-11.

Año	Meta cobertura a nivel nacional (%)
2016	97,24
2017	97,40
2018	97,43
2019	97,47
2020	97,52
2021	97,56
2022	97,61
2023	97,67
2024	97,71
2025	97,81

Tabla Nro. 6-11: Meta - Cobertura del servicio eléctrico

6.6.3 Ejecución de los Recursos Financiados por el Presupuesto General del Estado y con Recursos Propios

Las Empresas anualmente deben tener un nivel de ejecución superior al 80% de los recursos asignados ya sean provenientes del presupuesto general del estado o de recursos propios.

6.6.4 Pérdidas de Energía

Se establece como meta para el año 2025, la reducción de pérdidas a nivel nacional del 8,79%, con los valores por distribuidora que se muestran en la Tabla Nro. 6-12:

Empresa	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL UN Bolívar	6,50%	6,50%	6,50%	6,49%	6,49%	6,49%	6,49%	6,48%	6,48%
CNEL UN El Oro	13,50%	13,20%	12,90%	12,50%	12,10%	11,70%	11,40%	11,10%	10,90%
CNEL UN Esmeraldas	18,00%	16,90%	15,80%	14,70%	13,60%	12,50%	11,40%	10,80%	10,59%
CNEL UN Guayaquil	10,50%	10,47%	10,42%	10,37%	10,30%	10,26%	10,21%	10,15%	10,12%
CNEL UN Guayas Los Ríos	14,00%	13,50%	12,90%	12,30%	11,80%	11,30%	10,90%	10,50%	10,30%
CNEL UN Los Ríos	17,50%	16,65%	15,60%	14,55%	13,50%	12,45%	11,40%	10,35%	10,08%
CNEL UN Manabí	18,50%	17,70%	16,70%	15,40%	14,00%	12,90%	12,00%	11,42%	10,94%
CNEL UN Milagro	16,00%	15,26%	14,22%	13,18%	12,14%	11,10%	10,56%	10,02%	9,76%
CNEL UN Sta. Elena	13,50%	12,95%	12,40%	11,85%	11,30%	10,75%	10,50%	10,31%	10,11%
CNEL UN Sto. Domingo	10,00%	9,85%	9,70%	9,50%	9,30%	9,20%	9,10%	9,00%	8,90%
CNEL UN Sucumbíos	14,00%	13,75%	13,20%	12,65%	12,20%	11,65%	11,30%	11,05%	10,82%
CNEL	13,20%	12,84%	12,41%	11,93%	11,46%	11,03%	10,69%	10,41%	10,24%
E.E. Ambato	5,85%	5,85%	5,85%	5,85%	5,85%	5,85%	5,85%	5,85%	5,85%
E.E. Azogues	4,39%	4,39%	4,38%	4,38%	4,37%	4,37%	4,36%	4,36%	4,35%
E.E. Centro Sur	6,65%	6,64%	6,62%	6,61%	6,59%	6,58%	6,56%	6,55%	6,53%
E.E. Cotopaxi	7,50%	7,48%	7,41%	7,35%	7,30%	7,25%	7,20%	7,15%	7,10%
E.E. Galápagos	8,50%	8,49%	8,48%	8,47%	8,46%	8,45%	8,44%	8,43%	8,42%
E.E. Norte	8,00%	7,94%	7,88%	7,77%	7,66%	7,55%	7,44%	7,33%	7,22%

Empresa	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
E.E. Norte	8,00%	7,94%	7,88%	7,77%	7,66%	7,55%	7,44%	7,33%	7,22%
E.E. Quito	5,77%	5,77%	5,77%	5,77%	5,77%	5,77%	5,77%	5,77%	5,77%
E.E. Riobamba	9,00%	8,90%	8,80%	8,70%	8,60%	8,50%	8,40%	8,30%	8,20%
E.E. Sur	9,00%	8,90%	8,80%	8,70%	8,60%	8,50%	8,40%	8,30%	8,20%
Nacional	10,72%	10,49%	10,02%	9,90%	9,59%	9,31%	9,09%	8,91%	8,79%

Tabla Nro. 6-12: Meta de pérdidas de distribución

6.6.5 Luminarias a Instalarse

Considerando que la iluminación de las vías, pasajes, acceso a poblaciones aporta de manera significativa a la seguridad de la ciudadanía, así como al confort de las personas se ha programado el siguiente número de luminarias:

Número de Luminarias	
2016	51.124
2017	83.038
2018	35.989
2019	20.825
2020	16.778
2021	16.968
2022	17.963
2023	18.460
2024	17.503
2025	17.800
Total	296.448

Tabla Nro. 6-13: Meta de luminarias

6.6.6 Modernización y Automatización de los Sistemas de Información de la Distribución

El manejo de la información es un elemento fundamental para cumplir con los objetivos y metas planteadas, por lo que se prevé la siguiente implantación:

Años	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Medidores AMI Instalados	2%	3%	4%	5%	7%	8%	10%	11%	12%
Automatización de alimentadores	3%	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%	43%
Subestaciones Automatizadas	96%	97%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Transformadores de distribución monitoreados	0%	3%	6%	10%	13%	16%	19%	22%	25%

Tabla Nro. 6-14: Metas - Modernización y Automatización del sistema de distribución

6.6.7 Inversiones Estimadas en el PED 2016-2025

Los recursos requeridos por cada empresa distribuidora, se observa en las Tabla No.6- 15 y Tabla Nro. 16:

Inversiones anuales por empresa (MM USD)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	10,87	12,18	9,30	9,14	11,39	10,89	10,09	10,54	8,75	8,75	101,9
CNEL-El Oro	15,16	10,13	19,98	22,50	13,70	12,13	13,38	14,15	14,78	15,67	151,57
CNEL-Esmeraldas	19,94	34,85	16,99	19,48	16,02	9,47	8,16	10,19	13,39	13,53	162,02
CNEL-Guayaquil	34,55	27,51	25,07	20,68	21,86	18,55	19,14	22,19	23,65	23,78	236,97
CNEL-Guayas Los Ríos	26,28	27,22	25,22	21,24	19,59	19,69	12,61	22,07	24,26	19,19	217,37
CNEL-Los Ríos	19,89	12,50	22,74	22,51	11,38	10,90	5,71	5,72	5,84	5,83	123,03
CNEL-Manabí	26,77	74,06	39,22	27,54	21,73	20,01	18,01	11,83	13,30	11,82	264,29
CNEL-Milagro	11,32	19,69	18,93	16,88	13,42	12,60	10,70	10,34	10,73	11,37	135,99
CNEL-Santa Elena	19,61	12,13	14,87	13,79	15,33	18,19	15,37	13,05	13,76	14,36	150,47
CNEL-Santo Domingo	16,70	20,26	20,88	15,92	13,20	11,34	10,70	11,05	11,60	11,94	143,60
CNEL-Sucumbíos	13,08	15,06	29,06	25,38	18,60	19,14	16,54	19,65	15,20	12,70	184,40
CNEL EP	214,18	265,59	242,26	215,07	176,23	162,91	140,41	150,77	155,27	148,95	1.871,63
E.E. Ambato	12,14	24,94	19,45	21,84	23,58	24,40	27,57	27,38	24,85	28,38	234,54
E.E. Azogues	3,85	3,19	1,18	1,04	0,81	0,78	0,78	0,85	0,85	0,87	14,20
E.E. Centro Sur	38,42	17,17	50,12	50,81	42,25	35,90	28,45	31,12	30,24	31,36	355,86
E.E. Cotopaxi	3,88	10,93	7,12	11,24	11,58	11,54	11,73	11,93	12,25	12,44	104,63
E.E. Galápagos	1,76	4,69	2,91	2,24	1,24	0,82	0,45	0,46	0,49	0,50	15,57
E.E. Norte	8,48	12,21	7,95	10,88	8,98	7,92	8,89	6,97	7,34	7,55	87,17
E.E. Quito	84,62	51,27	60,26	56,23	57,51	56,99	59,44	61,41	61,45	63,06	612,24
E.E. Riobamba	7,42	11,42	22,95	20,23	14,20	13,40	14,27	15,96	17,39	16,70	153,94
E.E. Sur	12,94	10,77	8,32	9,49	12,51	13,19	13,90	13,95	12,35	10,58	118,00
Total general	387,70	412,18	422,50	399,08	348,89	327,85	305,91	320,81	322,48	320,38	3.567,77

Tabla Nro. 6-15: Requerimiento económicos por distribuidora caso base

Inversiones anuales por empresa (MM USD)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	10,87	18,45	13,27	11,78	14,36	12,75	11,40	11,64	9,91	9,92	124,36
CNEL-El Oro	15,16	16,77	30,82	35,40	16,20	14,12	15,44	16,31	17,28	18,29	195,80
CNEL-Esmeraldas	19,94	46,61	30,17	33,56	23,16	12,51	9,79	11,76	15,13	14,83	217,46
CNEL-Guayaquil	34,55	39,05	34,18	28,14	27,12	23,26	22,63	27,09	28,11	28,10	292,24
CNEL-Guayas Los Ríos	26,28	37,92	40,01	29,83	23,96	23,18	14,91	24,84	27,55	22,52	270,99
CNEL-Los Ríos	19,89	18,14	35,33	29,33	16,18	13,17	6,65	6,69	6,93	6,94	159,26
CNEL-Manabí	26,77	104,20	57,80	38,45	30,22	24,27	20,54	13,44	16,35	14,60	346,64
CNEL-Milagro	11,32	25,39	26,51	27,66	18,24	14,73	12,01	11,98	12,18	12,88	172,90
CNEL-Santa Elena	19,61	17,95	20,58	18,55	19,16	21,40	17,36	14,81	15,71	16,39	181,53
CNEL-Santo Domingo	16,70	29,51	34,54	23,81	16,78	13,00	12,37	12,81	13,61	14,01	187,14
CNEL-Sucumbíos	13,08	22,46	41,64	36,00	21,37	21,53	18,54	21,51	17,13	14,39	227,65
CNEL EP	214,18	376,46	364,86	312,50	226,74	193,90	161,65	172,89	179,89	172,90	2.375,98

Inversiones anuales por empresa (MM USD)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
E.E. Ambato	12,14	35,72	27,12	27,84	28,28	28,45	31,59	31,07	28,88	32,53	283,62
E.E. Azogues	3,85	4,74	1,68	1,52	1,00	0,96	0,95	1,04	1,07	1,09	17,91
E.E. Centro Sur	38,42	26,41	71,60	60,67	50,30	42,57	33,55	36,42	35,38	37,05	432,38
E.E. Cotopaxi	3,88	15,73	12,18	19,01	16,68	13,11	13,29	13,54	14,02	14,24	135,69
E.E. Galápagos	1,76	6,62	4,54	3,02	1,45	0,92	0,52	0,54	0,57	0,59	20,55
E.E. Norte	8,48	17,86	12,45	16,84	11,46	9,57	10,45	8,36	8,97	9,23	113,67
E.E. Quito	84,62	73,03	91,31	77,59	73,58	72,66	75,09	77,36	78,87	81,01	785,11
E.E. Riobamba	7,42	17,17	33,35	23,54	16,71	15,42	15,96	17,65	19,22	18,64	185,08
E.E. Sur	12,94	15,80	13,86	14,43	17,29	15,63	15,89	15,05	13,31	11,82	146,01
Total general	387,70	589,54	632,94	556,97	443,48	393,19	358,96	373,91	380,19	379,10	4.495,98

Tabla Nro. 6-16: Requerimiento económicos por distribuidora caso matriz productiva

Es importante mencionar que las distribuidoras disponen de diseños y estudios eléctricos para los dos primeros años de período decenal, a partir del tercer año, se dispone de presupuestos referenciales que se ajustarán con los estudios definitivos.

Los proyectos propuestos corresponden a las siguientes etapas funcionales:

a. Líneas de Subtransmisión.
b.Subestaciones de Distribución.
c. Alimentadores Primarios.
d. Redes Secundarias.
e. Acometidas y Medidores.
f. Automatización y Modernización de la Red de Distribución
g. Gestión Operativa/Inversiones Generales

Los requerimientos económicos para el Caso Base ascienden a 3.568 millones de dólares y con infraestructura complementaria por el Caso Matriz Productiva los recursos solicitados por etapa funcional ascienden a un monto total de 4.496 millones de dólares, como se muestra en la Tablas Nro. 6-17 y No. 6-18.

Inversiones anuales por etapa funcional caso base (MM USD)											
Etapa Funcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Líneas de Subtransmisión	22,02	48,42	54,38	52,82	40,67	29,45	25,85	22,28	24,59	20,31	340,80
Subestaciones	19,04	38,76	42,64	39,58	26,23	16,98	12,53	18,58	8,07	1,12	223,53
Alimentadores Primarios	119,57	104,73	85,53	76,10	71,30	70,69	70,37	72,74	73,09	75,57	819,70
Transformadores de Distribución	38,86	31,85	22,62	21,08	18,25	21,91	20,86	22,29	21,50	22,95	242,17
Redes Secundarias	129,32	121,56	110,50	111,15	105,85	107,23	102,11	105,75	105,56	109,88	1.108,92

Inversiones anuales por etapa funcional caso base (MM USD)											
Acometidas y Medidores	34,68	43,23	69,36	66,31	56,21	52,84	49,48	51,04	57,20	58,03	538,39
Automatización, Modernización y Gestión Operativa	24,21	23,63	37,48	32,05	30,37	28,75	24,70	28,11	32,46	32,51	294,27
Total Anual	387,70	412,18	422,50	399,08	348,89	327,85	305,91	320,81	322,48	320,38	3.567,77

Tabla Nro. 6-17: Requerimiento por etapa funcional- Caso Base

Inversiones anuales por etapa caso matriz productiva (MM USD)											
Etapa Funcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Líneas de Subtransmisión	22,02	48,42	108,77	105,64	67,79	36,81	28,73	22,28	24,59	20,31	485,35
Subestaciones	19,04	48,45	85,28	79,16	37,47	21,23	13,92	18,58	8,07	1,12	332,32
Alimentadores Primarios	95,56	131,81	105,56	89,77	80,46	80,38	77,01	79,83	81,40	84,23	906,00
Transformdores de Distribución	47,78	65,91	52,78	44,88	40,23	40,19	38,51	39,91	40,70	42,12	453,00
Redes Secundarias	149,71	206,51	165,37	140,64	126,05	125,93	120,65	125,07	127,52	131,97	1,419,40
Acometidas y Medidores	29,39	41,19	40,23	32,78	30,73	31,16	30,75	32,02	32,99	34,34	335,57
Automatización y Moderización de la Red	19,10	30,58	33,25	31,75	31,63	31,13	28,43	31,25	41,45	42,85	321,40
Automatización, Modernización y Gestión Operativa	5,11	16,68	41,71	32,35	29,12	26,37	20,97	24,97	23,47	22,17	242,92
Total Anual	387,70	589,54	632,94	556,97	443,48	393,19	358,96	373,91	380,19	379,10	4.495,96

Tabla Nro. 6-18: Requerimiento por etapa funcional- matriz productiva

6.7 Reconstrucción de los Sistemas Eléctricos Afectados por el Terremoto del 16 de Abril de 2016

Se realizó el diagnóstico y evaluación las líneas de subtransmisión, subestaciones y sistema de distribución, con el objeto de determinar las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad de las redes eléctricas de las provincias más afectadas por el terremoto, a fin de establecer las estrategias para la reconstrucción inmediata y en el corto plazo.

Se elaboró el Plan de Reconstrucción Integral de las Zonas Afectadas (PRIZA), con un presupuesto referencial de USD 103,4 millones, proyectos que actualmente se encuentran en ejecución, de acuerdo a las siguientes componentes, Tabla Nro. 6 -19:

Empresa	Denominación	Obras de reconstrucción	Monto USD	Total USD
CNEL EP	U.N. Esmeraldas	Distribución	3.501.294,80	14.964.812,37
		Líneas de Subtransmisión	4.200.000,00	
		Sistemas especiales SBT	1.830.000,00	
		Subestaciones	5.433.517,57	
	U.N. Manabí	Distribución	1.649.275,17	60.168.045,91
		Infraestructura Civil	5.050.200,00	
		Líneas de Subtransmisión	19.391.784,87	
		Sistemas especiales SBT	18.816.440,00	
		Subestaciones	15.260.345,86	
	U.N. Sto. Domingo	Distribución	7.963.548,19	28.223.529,76
		Líneas de Subtransmisión	9.032.014,29	
		Sistemas especiales SBT	5.362.560,00	
		Subestaciones	5.865.407,28	
Total USD				103.356.388,04

Tabla Nro. 6-19: Requerimiento para la ejecución del plan PRIZA.

Nota: Los proyectos a ejecutarse dentro del Plan PRIZA ya se encuentran considerados dentro de las tablas de inversión en la misma que constan las inversiones a realizarse en los próximos 10 años.

De la anterior, se observa que la mayor concentración de la inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de 1.828 millones y para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de 1.286 millones, mientras que Subestaciones y Líneas de Subtransmisión alcanzan 818 millones, que representa el 51,23%, 35,05% y 22,92 % del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

6.8 Infraestructura Considerada en el Plan de Expansión de la Distribución

Las siguientes tablas muestran la infraestructura anual que se requiere para el Caso Base y Caso Matriz Productiva.

6.8.1 Transformadores de Subestaciones Periodo 2016-2025

Transformadores en subestaciones Caso Base											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	2
CNEL-El Oro	-	-	7	4	1	-	-	1	-	-	13
CNEL-Esmeraldas	-	4	3	-	2	-	-	-	-	-	9
CNEL-Guayaquil	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
CNEL-Guayas Los Ríos	1	2	5	5	1	1	-	2	3	-	20
CNEL-Los Ríos	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	3

Transformadores en subestaciones Caso Base											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Manabí	1	5	2	2	2	3	-	-	-	1	16
CNEL-Milagro	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
CNEL-Santa Elena	5	-	-	1	1	1	-	-	-	-	8
CNEL-Santo Domingo	-	1	1	1	-	1	-	-	-	-	4
CNEL-Sucumbíos	-	-	3	4	1	1	1	3	-	-	13
CNEL EP	14	12	22	19	9	8	1	6	3	1	95
E.E. Ambato	-	1	1	1	1	2	1	1	-	-	8
E.E. Azogues	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	7	1	1	2	-	-	-	2	-	-	13
E.E. Cotopaxi	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	2
E.E. Galápagos	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	2
E.E. Norte	-	1	1	1	1	-	1	-	-	-	5
E.E. Quito	-	1	5	5	3	2	-	3	-	1	20
E.E. Riobamba	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-	2
E.E. Sur	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
TOTAL	22	19	31	28	15	12	3	13	3	2	148

Tabla Nro. 6-20: Transformadores en Subestaciones de Distribución Caso Base

Transformadores en subestaciones Caso Matriz Productiva											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	2
CNEL-El Oro	-	-	7	4	1	-	-	1	-	-	13
CNEL-Esmeraldas	-	4	3	-	2	-	-	-	-	-	9
CNEL-Guayaquil	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
CNEL-Guayas Los Ríos	1	2	5	5	1	1	-	2	3	-	20
CNEL-Los Ríos	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	3
CNEL-Manabí	1	9	1	3	3	4	2	1	-	1	25
CNEL-Milagro	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
CNEL-Santa Elena	5	-	-	1	1	1	-	-	-	-	8
CNEL-Santo Domingo	-	1	1	1	-	1	-	-	-	-	4
CNEL-Sucumbíos	-	-	3	4	1	1	1	3	-	-	13
CNEL EP	14	16	21	20	10	9	3	7	3	1	104
E.E. Ambato	-	1	1	1	1	2	1	1	-	-	8

Transformadores en subestaciones Caso Matriz Productiva											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
E.E. Azogues	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	7	1	3	-	-	-	-	2	1	-	14
E.E. Cotopaxi	-	1	-	-	2	-	-	-	-	-	3
E.E. Galápagos	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	2
E.E. Norte	-	1	1	2	2	-	1	-	-	-	7
E.E. Quito	-	1	5	8	-	2	-	3	-	1	20
E.E. Riobamba	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-	2
E.E. Sur	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
TOTAL	22	23	32	31	15	13	5	14	4	2	161

Tabla Nro. 6-21: Transformadores en Subestaciones de Distribución caso Matriz Productiva

6.8.2 Redes de Alto Voltaje Periodo 2016 – 2025

Redes de alto voltaje Caso Base (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	-	-	12	-	17	15	18	17	-	-	79
CNEL-El Oro	-	-	1	30	-	-	-	-	-	-	31
CNEL-Esmeraldas	-	80	59	56	30	16	8	24	55	57	384
CNEL-Guayaquil	34	35	14	19	13	18	22	20	25	26	224
CNEL-Guayas Los Ríos	39	57	59	12	11	2	7	10	-	-	198
CNEL-Los Ríos	59	13	76	17	55	45	-	-	-	-	266
CNEL-Manabí	4	109	62	37	64	35	40	1	20	1	373
CNEL-Milagro	13	49	20	85	51	40	13	-	-	-	271
CNEL-Santa Elena	36	5	4	11	18	39	27	-	-	-	140
CNEL-Santo Domingo	-	17	24	11	1	-	-	-	-	-	53
CNEL-Sucumbíos	7	-	29	65	8	-	-	16	-	-	124
CNEL EP	192	364	361	343	268	210	135	88	100	83	2.144
E.E. Ambato	-	31	4	7	5	10	25	8	-	28	118
E.E. Azogues	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11
E.E. Centro Sur	6	5	43	6	4	2	-	-	-	-	65
E.E. Cotopaxi	-	8	35	66	44	-	-	-	-	-	153
E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	-	-	6	20	-	12	-	-	-	-	39

Redes de Alto Voltaje Caso Base (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
E.E. Quito	6	27	19	14	4	-	-	-	-	-	70
E.E. Riobamba	-	-	21	2	10	17	17	28	35	34	162
E.E. Sur	-	11	20	31	49	33	71	87	98	51	451
TOTAL	214	445	510	489	384	283	248	212	232	197	3.212

Tabla Nro. 6-22: Redes de alto voltaje por empresa distribuidora Caso Base 2016-2025.

Redes de Alto Voltaje Caso Matriz Productiva (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	-	-	24	-	28	19	19	17	-	-	108
CNEL-El Oro	-	-	3	60	-	-	-	-	-	-	63
CNEL-Esmeraldas	-	80	118	111	50	20	9	24	55	57	524
CNEL-Guayaquil	34	35	28	37	22	23	24	20	25	26	273
CNEL-Guayas Los Ríos	39	57	119	25	18	2	8	10	-	-	278
CNEL-Los Ríos	59	13	153	34	92	57	-	-	-	-	407
CNEL-Manabí	4	109	124	73	107	43	45	1	20	1	528
CNEL-Milagro	13	49	40	170	84	50	14	-	-	-	421
CNEL-Santa Elena	36	5	7	23	29	49	30	-	-	-	179
CNEL-Santo Domingo	-	17	48	22	2	-	-	-	-	-	90
CNEL-Sucumbíos	7	-	58	131	13	-	-	16	-	-	224
CNEL EP	192	364	721	686	446	262	150	88	100	83	3.093
E.E. Ambato	-	31	8	13	8	12	28	8	-	28	137
E.E. Azogues	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11
E.E. Centro Sur	6	5	86	11	7	2	-	-	-	-	117
E.E. Cotopaxi	-	8	70	132	74	-	-	-	-	-	284
E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	-	-	13	40	-	15	-	-	-	-	68
E.E. Quito	6	27	37	14	4	-	-	-	-	-	89
E.E. Riobamba	-	-	43	3	16	21	18	28	35	34	198
E.E. Sur	-	11	41	63	81	41	78	87	98	51	551
TOTAL	214	445	1.019	963	637	354	275	212	232	197	4.547

Tabla Nro. 6 -23: Redes de alto voltaje por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2016-2025.

6.8.3 Redes de Medio Voltaje Periodo 2016 - 2025

REDES DE MEDIO VOLTAJE CASO BASE (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	85	99	62	63	65	66	65	67	68	67	706
CNEL-El Oro	82	100	166	133	156	160	164	168	172	172	1.473
CNEL-Esmeraldas	156	120	18	12	19	32	31	32	34	45	499
CNEL-Guayaquil	141	80	22	36	45	35	47	57	69	70	602
CNEL-Guayas Los Ríos	116	126	62	90	108	89	46	53	55	56	801
CNEL-Los Ríos	128	50	32	12	29	28	29	28	28	27	390
CNEL-Manabí	129	323	129	141	29	27	28	27	31	25	889
CNEL-Milagro	8	47	40	26	27	29	32	33	34	35	312
CNEL-Santa Elena	106	72	159	67	71	66	75	78	84	88	867
CNEL-Santo Domingo	154	114	27	8	65	38	79	74	83	77	720
CNEL-Sucumbíos	61	102	214	85	94	96	68	64	89	69	941
CNEL EP	1.167	1.233	930	674	707	665	662	681	747	732	8.200
E.E. Ambato	71	94	85	107	98	106	111	124	128	130	1.053
E.E. Azogues	21	12	2	2	2	2	2	2	2	2	50
E.E. Centro Sur	178	93	246	267	221	172	233	241	252	260	2.163
E.E. Cotopaxi	27	48	23	33	43	92	94	94	95	96	645
E.E. Galápagos	8	13	2	5	11	0	0	0	0	0	40
E.E. Norte	37	56	26	35	36	37	38	38	39	40	384
E.E. Quito	432	179	383	403	415	346	356	366	376	386	3.642
E.E. Riobamba	40	60	168	151	54	49	39	54	51	56	721
E.E. Sur	75	51	41	55	90	97	68	58	14	34	583
TOTAL	2.056	1.838	1.907	1.731	1.678	1.566	1.602	1.659	1.704	1.736	17.480

Tabla Nro. 6-24: Redes de medio voltaje por empresa distribuidora Caso Base 2016-2025

Redes de Medio Voltaje Caso Matriz Productiva (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	85	179	88	70	73	73	72	75	75	75	864
CNEL-El Oro	82	181	237	148	173	177	182	187	191	191	1.751
CNEL-Esmeraldas	156	218	18	13	21	36	34	35	38	49	620
CNEL-Guayaquil	141	145	31	38	47	37	50	60	72	73	694
CNEL-Guayas Los Ríos	116	229	89	100	120	98	51	59	61	63	986
CNEL-Los Ríos	128	90	45	13	32	31	32	31	31	30	464
CNEL-Manabí	129	587	185	157	32	30	31	30	35	27	1.243
CNEL-Milagro	8	86	57	29	30	32	35	36	38	39	391
CNEL-Santa Elena	106	132	228	74	79	73	83	87	93	98	1.053
CNEL-Santo Domingo	154	208	39	9	72	42	88	82	92	86	873
CNEL-Sucumbíos	61	186	305	94	105	106	75	71	98	77	1.179
CNEL EP	1.167	2.242	1.322	747	783	736	733	754	826	809	10.119
E.E. Ambato	71	170	122	118	108	118	123	138	142	144	1.256
E.E. Azogues	21	22	2	3	3	2	2	3	2	2	62
E.E. Centro Sur	178	170	351	297	246	191	258	268	280	289	2.528
E.E. Cotopaxi	27	87	33	36	48	102	104	105	106	106	754
E.E. Galápagos	8	24	4	5	12	0	0	0	0	0	53
E.E. Norte	37	101	37	39	40	41	42	43	44	45	470
E.E. Quito	432	326	403	423	436	363	374	384	395	406	3.941
E.E. Riobamba	40	108	241	168	59	54	43	60	57	62	892
E.E. Sur	75	92	59	61	100	108	75	64	15	38	688
TOTAL	2.056	3.342	2.573	1.897	1.837	1.717	1.756	1.818	1.866	1.901	20.762

Tabla Nro. 6 -25: Redes de medio voltaje por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2016-2025

6.8.4 Redes de Bajo Voltaje Periodo 2016 - 2025

Redes de Bajo Voltaje (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	166	148	134	100	105	105	102	102	99	95	1.156
CNEL-El Oro	214	123	111	31	38	35	49	53	58	65	779
CNEL-Esmeraldas	325	594	58	43	71	114	87	89	97	89	1.566
CNEL-Guayaquil	339	251	56	52	64	63	67	59	63	64	1.077
CNEL-Guayas Los Ríos	298	302	234	154	163	152	148	143	146	145	1.886

Redes de Bajo Voltaje (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Los Ríos	121	103	55	83	55	71	73	69	67	64	761
CNEL-Manabí	343	986	294	157	73	80	64	56	70	56	2.177
CNEL-Milagro	60	370	117	70	73	77	85	87	92	94	1.125
CNEL-Santa Elena	188	196	127	133	138	147	166	171	181	187	1.633
CNEL-Santo Domingo	171	127	52	15	81	56	114	105	100	124	945
CNEL-Sucumbíos	204	287	297	232	235	243	230	199	170	116	2.214
CNEL EP	2.429	3.487	1.535	1.070	1.096	1.144	1.184	1.132	1.143	1.100	15.320
E.E. Ambato	223	247	116	129	167	180	187	201	207	211	1.868
E.E. Azogues	40	40	13	12	14	11	11	12	13	16	182
E.E. Centro Sur	473	179	912	891	816	949	457	455	410	494	6.036
E.E. Cotopaxi	52	117	42	65	33	99	127	126	127	127	916
E.E. Galápagos	19	45	17	16	7	11	8	8	9	9	150
E.E. Norte	98	104	103	115	118	120	122	125	127	131	1.162
E.E. Quito	1.021	519	1.369	1.524	1.570	1.307	1.345	1.382	1.421	1.461	12.918
E.E. Riobamba	115	244	286	280	93	92	56	101	58	103	1.427
E.E. Sur	192	141	37	47	46	47	54	40	13	54	671
TOTAL	4.661	5.121	4.430	4.150	3.960	3.961	3.552	3.581	3.528	3.705	40.649

Tabla Nro. 6 -26: Redes de bajo voltaje por empresa distribuidora Caso Base 2016-2025

Redes de Bajo Voltaje (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	166	185	157	111	116	117	113	114	110	106	1.296
CNEL-El Oro	214	154	131	35	42	39	54	58	65	72	866
CNEL-Esmeraldas	325	742	64	48	79	127	96	99	107	99	1.786
CNEL-Guayaquil	339	314	59	55	67	67	70	62	66	67	1.164
CNEL-Guayas Los Ríos	298	377	275	172	182	169	164	159	162	162	2.120
CNEL-Los Ríos	121	129	65	92	61	79	81	76	74	71	850
CNEL-Manabí	343	1.232	345	174	81	88	71	62	78	62	2.537
CNEL-Milagro	60	462	138	78	81	86	94	97	102	105	1.302
CNEL-Santa Elena	188	244	150	147	153	163	184	190	201	208	1.829
CNEL-Santo Domingo	171	158	61	16	90	62	127	116	111	138	1.052
CNEL-Sucumbíos	204	359	349	258	261	270	256	221	189	129	2.497
CNEL EP	2.429	4.358	1.795	1.186	1.214	1.267	1.311	1.254	1.266	1.218	17.298
E.E. Ambato	223	308	137	144	185	200	208	223	230	234	2.092
E.E. Azogues	40	49	15	14	15	12	12	14	15	18	204

Redes de Bajo Voltaje (Kilómetros)											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
E.E. Centro Sur	473	223	1.073	990	906	1.055	508	505	455	549	6.738
E.E. Cotopaxi	52	147	50	73	37	110	141	140	141	141	1.031
E.E. Galápagos	19	57	20	18	8	12	9	9	10	10	172
E.E. Norte	98	130	121	127	131	134	136	139	142	146	1.302
E.E. Quito	1.021	649	1.611	1.693	1.744	1.452	1.495	1.535	1.579	1.623	14.402
E.E. Riobamba	115	304	337	311	103	103	62	112	64	115	1.625
E.E. Sur	192	176	44	52	51	52	61	44	14	60	746
TOTAL	4.661	6.401	5.200	4.608	4.396	4.397	3.943	3.976	3.916	4.113	45.610

Tabla Nro. 6-27: Redes de bajo voltaje por empresa distribuidora caso matriz productiva 2016-2025

6.8.5 Transformadores de Distribución 2016 - 2025

Transformadores de Distribución.											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	312	221	204	147	155	165	161	162	155	149	1.831
CNEL-El Oro	361	109	178	44	51	60	76	87	99	106	1.171
CNEL-Esmeraldas	443	654	15	87	115	169	136	184	184	145	2.132
CNEL-Guayaquil	559	496	149	181	224	177	237	285	344	349	3.001
CNEL-Guayas Los Ríos	498	283	281	205	231	275	207	213	221	225	2.639
CNEL-Los Ríos	309	147	549	525	85	86	90	81	81	96	2.049
CNEL-Manabí	562	1.252	507	156	97	102	99	87	85	89	3.036
CNEL-Milagro	33	313	236	105	116	130	143	147	153	158	1.534
CNEL-Santa Elena	325	171	193	380	347	398	378	397	429	453	3.471
CNEL-Santo Domingo	337	218	91	29	160	126	192	259	293	270	1.975
CNEL-Sucumbíos	325	392	673	390	411	490	477	453	410	320	4.341
CNEL EP	4.064	4.256	3.076	2.249	1.992	2.178	2.196	2.355	2.454	2.360	27.180
E.E. Ambato	352	448	273	267	314	357	374	403	414	417	3.619
E.E. Azogues	55	54	10	11	12	11	10	10	9	8	190
E.E. Centro Sur	842	254	703	732	551	486	383	376	342	409	5.078
E.E. Cotopaxi	67	164	54	82	54	228	166	228	235	234	1.512
E.E. Galápagos	36	69	15	10	13	21	23	31	33	31	282
E.E. Norte	152	131	155	173	188	206	207	210	216	221	1.859
E.E. Quito	2.055	820	959	1.008	1.039	865	890	914	940	966	10.456
E.E. Riobamba	153	223	345	545	446	683	443	735	469	777	4.819
E.E. Sur	329	206	169	132	165	131	186	116	22	91	1.547
TOTAL	8.105	6.625	5.759	5.209	4.774	5.166	4.878	5.378	5.134	5.514	56.542

Tabla Nro. 6-28: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Base 2016-2025

Transformadores de Distribución											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	312	340	271	183	182	183	178	179	172	165	2.165
CNEL-El Oro	361	167	237	55	59	66	84	96	109	117	1.351
CNEL-Esmeraldas	443	1.006	20	108	135	187	151	204	204	161	2.619
CNEL-Guayaquil	559	762	156	190	235	185	248	299	361	366	3.361
CNEL-Guayas Los Ríos	498	435	374	256	271	305	229	236	245	250	3.099
CNEL-Los Ríos	309	226	731	656	100	95	99	90	89	106	2.501
CNEL-Manabí	562	1.925	675	194	114	113	109	96	94	98	3.980
CNEL-Milagro	33	481	314	131	136	144	158	163	170	175	1.905
CNEL-Santa Elena	325	262	257	474	408	442	419	441	476	503	4.007
CNEL-Santo Domingo	337	334	121	36	188	139	213	287	325	299	2.279
CNEL-Sucumbíos	325	602	897	487	483	544	530	503	455	355	5.181
CNEL EP	4.064	6.540	4.053	2.770	2.311	2.403	2.418	2.594	2.700	2.595	32.448
E.E. Ambato	352	688	363	333	369	396	415	447	460	463	4.286
E.E. Azogues	55	83	13	13	13	12	11	11	10	8	229
E.E. Centro Sur	842	390	937	915	648	539	425	417	380	454	5.947
E.E. Cotopaxi	67	252	71	102	63	253	184	253	261	260	1.766
E.E. Galápagos	36	106	20	12	15	23	25	33	35	33	338
E.E. Norte	152	201	206	216	221	228	230	233	240	245	2.172
E.E. Quito	2.055	1.261	503	529	545	454	467	480	493	507	7.295
E.E. Riobamba	153	343	460	681	524	758	492	816	521	863	5.611
E.E. Sur	329	316	225	164	194	145	206	128	24	101	1.832
TOTAL	8.105	10.180	6.851	5.735	4.903	5.211	4.874	5.412	5.124	5.529	61.924

Tabla Nro. 6-29: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2016-2025

6.8.6 Medidores Periodo 2016 - 2025

En el caso base se ha considerado los medidores a instalarse anualmente tomando en cuenta el crecimiento vegetativo, el incremento de la cobertura y el cambio masivo de medidores de monofásicos a bifásicos, hasta el año 2023 debido al programa de cocción eficiente – PEC.

Número De Medidores Caso Base											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	17.438	5.429	5.372	5.313	6.059	6.025	6.084	6.105	2.718	2.656	63.199
CNEL-El Oro	17.735	9.433	9.280	9.177	12.746	11.049	11.809	11.492	5.099	4.928	102.748
CNEL-Esmeraldas	7.974	15.075	14.923	14.765	15.194	15.873	15.725	15.935	9.129	9.416	134.009
CNEL-Guayaquil	52.926	33.759	33.412	33.038	33.928	35.239	35.855	31.912	25.866	26.944	342.879
CNEL-Guayas Los Ríos	33.241	31.369	31.047	30.705	31.416	32.465	32.958	29.804	20.693	21.555	295.253
CNEL-Los Ríos	26.125	13.830	13.694	13.556	13.524	14.955	13.242	12.754	7.169	7.186	136.035
CNEL-Manabí	43.399	23.043	22.812	22.571	23.214	22.699	22.600	21.160	10.417	10.649	222.564
CNEL-Milagro	26.720	10.378	10.272	10.161	10.338	10.600	10.723	9.935	5.174	5.389	109.690
CNEL-Santa Elena	28.046	7.734	7.656	7.576	7.555	7.869	7.652	7.498	2.784	3.965	88.335
CNEL-Santo Domingo	50.811	14.379	14.234	14.088	14.232	14.241	14.267	14.316	8.473	8.481	167.522
CNEL-Sucumbíos	21.778	7.721	7.644	7.562	7.348	7.725	7.967	7.873	3.317	3.370	82.305
CNEL EP	326.193	172.150	170.346	168.512	175.554	178.740	178.882	168.784	100.839	104.539	1.744.539
E.E. Ambato	68.598	17.876	17.691	17.526	17.128	17.456	17.694	17.431	8.915	9.384	209.699
E.E. Azogues	6.117	3.667	3.631	3.594	3.666	3.772	3.708	3.741	1.577	1.597	35.070
E.E. Centro Sur	48.213	27.484	27.207	26.925	27.241	27.781	27.569	27.703	9.774	10.125	260.022
E.E. Cotopaxi	12.008	16.391	16.224	16.060	16.086	16.337	16.240	16.228	5.792	5.794	137.160
E.E. Galápagos	254	546	542	537	490	490	496	501	370	374	4.600
E.E. Norte	57.548	17.351	17.168	17.000	17.152	16.695	16.693	16.751	5.762	5.788	187.908
E.E. Quito	149.354	66.935	66.260	65.579	65.999	66.478	66.753	66.878	48.211	44.574	707.021
E.E. Riobamba	25.076	17.673	17.496	17.318	17.280	19.431	17.458	17.527	5.087	5.164	159.510
E.E. Sur	19.548	18.850	18.659	18.474	18.238	18.542	18.393	17.910	5.482	5.244	159.340
TOTAL	712.909	358.923	355.224	351.525	358.834	365.722	363.886	353.454	191.809	192.583	3.604.869

Tabla Nro. 6-30: Medidores para Caso Base 2016-2025

En el Caso Matriz Productiva se ha considerado los medidores a instalarse anualmente. tomando en cuenta el crecimiento vegetativo, el incremento de la cobertura, el cambio masivo de medidores monofásicos a bifásicos hasta el año 2023, debido al programa de cocción eficiente – PEC y además el incremento de clientes debido a la incorporación de las industrias básicas.

Número de Medidores Caso Matriz Productiva											
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CNEL-Bolívar	17.438	5.483	5.713	5.805	6.246	6.211	6.272	6.293	2.802	2.738	65.001
CNEL-El Oro	17.735	9.528	15.307	12.827	13.140	11.390	12.174	11.847	5.256	5.080	114.284
CNEL-Esmeraldas	7.974	15.227	15.294	15.514	15.663	16.363	16.211	16.427	9.411	9.707	137.791
CNEL-Guayaquil	52.926	34.099	34.774	36.053	34.977	36.329	36.963	32.899	26.665	27.777	353.462
CNEL-Guayas Los Ríos	33.241	31.686	32.226	33.248	32.387	33.469	33.976	30.725	21.332	22.221	304.512
CNEL-Los Ríos	26.125	13.969	13.627	13.732	13.942	15.417	13.651	13.148	7.390	7.408	138.408
CNEL-Manabí	43.399	23.276	23.119	23.605	23.932	23.400	23.298	21.814	10.738	10.978	227.560
CNEL-Milagro	26.720	10.482	10.617	10.873	10.657	10.928	11.055	10.242	5.333	5.555	112.461
CNEL-Santa Elena	28.046	7.812	7.829	7.907	7.788	8.112	7.888	7.729	2.870	4.087	90.069
CNEL-Santo Domingo	50.811	14.524	14.594	14.596	14.672	14.681	14.708	14.758	8.734	8.742	170.821
CNEL-Sucumbíos	21.778	7.798	7.754	7.987	7.575	7.964	8.213	8.116	3.419	3.473	84.078
CNEL EP	326.193	173.883	180.854	182.146	180.980	184.263	184.409	173.998	103.951	107.767	1.798.449
E.E. Ambato	68.598	18.057	18.501	17.518	17.658	17.996	18.241	17.970	9.190	9.674	213.401
E.E. Azogues	6.117	3.703	3.694	3.698	3.779	3.888	3.822	3.856	1.625	1.646	35.829
E.E. Centro Sur	48.213	27.761	27.705	27.954	28.083	28.640	28.421	28.559	10.075	10.438	265.849
E.E. Cotopaxi	12.008	16.556	16.767	16.583	16.583	16.842	16.742	16.730	5.970	5.973	140.753
E.E. Galápagos	254	551	492	497	505	505	511	516	381	385	4.596
E.E. Norte	57.548	17.526	18.306	17.590	17.682	17.210	17.209	17.269	5.940	5.967	192.246
E.E. Quito	149.354	67.611	67.586	67.848	68.039	68.533	68.817	68.946	49.702	45.953	722.389
E.E. Riobamba	25.076	17.851	17.797	17.788	17.814	20.031	17.997	18.069	5.244	5.323	162.989
E.E. Sur	19.548	19.039	19.127	18.848	18.801	19.115	18.961	18.464	5.651	5.406	162.960
TOTAL	712.909	362.538	370.829	370.470	369.924	377.024	375.130	364.376	197.728	198.530	3.699.457

Tabla Nro. 6-31: Medidores caso Matriz Productiva 2016-2025



7

ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO



7.1 Introducción

En el presente capítulo se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, la tarifa aplicada al consumidor y el diferencial tarifario dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del Plan Maestro de Electrificación del período 2016 – 2025.

Los aspectos más relevantes considerados para el análisis contemplan:

- Efecto de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, en la determinación del costo del servicio eléctrico anual.
- La estimación del resultado de la aplicación tarifaria del sector eléctrico anual.

En el contexto del análisis desarrollado se toma en cuenta la normativa vigente, metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio y la evaluación financiera del PME.

Importantes resultados y conclusiones cierran el estudio, entregando una herramienta para la toma de decisiones y análisis de comportamientos esperados dentro del sector eléctrico.

7.2 Generalidades

En el sector eléctrico, la tarifa o precio de venta a clientes regulados es el monto de dinero que debe pagar el usuario final del servicio de electricidad, por la energía y potencia eléctrica que requiere para satisfacer sus diferentes y variadas necesidades, según sus modalidades de consumo y nivel de tensión al que se brinda el servicio.

El marco jurídico que soporta la fijación de tarifas a los usuarios finales está constituido principalmente por:

- Normativa regulatoria desprendida del Mandato Constituyente No. 15, de 23 de julio de 2008, facultó al CONELEC, ahora ARCONEL, para que establezca los nuevos parámetros regulatorios específicos que permitan establecer una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución.

- La Regulación No. CONELEC 006/08 de 12 de agosto de 2008 establece los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica. Las Regulaciones Nos. CONELEC 013/08 y CONELEC 004/09 de 27 de noviembre de 2008 y de 06 de agosto de 2009, respectivamente, complementan a la anterior Regulación en los aspectos de funcionamiento del mercado eléctrico y tarifarios.

- La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, normativa expedida el 16 de enero de 2015 en el Tercer Suplemento del Registro Oficial Nº 418, en el Capítulo III Régimen Tarifario, el Articulo 15, dispone “Artículo 15.- Atribuciones y deberes.-… Realizar estudios y análisis técnicos, económicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control.

- La Ley ibídem, el Artículo 57, dispone “Artículo 57.- Pliegos tarifarios.- ARCONEL, por intermedio de su Directorio, aprobará los pliegos tarifarios, los mismos que, para conocimiento de los usuarios del sistema, deberán ser informados a través de los medios de comunicación en el país y publicados en el Registro Oficial”.

7.3 Resumen de Inversiones del PME 2016 - 2025

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 se requiere de los siguientes recursos económicos:

Componente	Caso Base (MM USD)	Caso Matriz Productiva (MM USD)
Plan de expansión de la generación	5.420	8.890
Plan de la expansión de la transmisión	1.179	1.804
Plan de la expansión y mejoras de la distribución	3.568	4.496
Total Sistema Nacional Interconectado S.N.I	10.167	15.190
Plan de expansión de la generación Galápagos	144	144
Total Nacional	10.311	15.334

Para la ejecución de las obras del Plan Maestro se cuenta con varias fuentes de financiamiento como son los recursos fiscales y créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), Eximbank, de la Agencia Financiera de Desarrollo (AFD), del Banco de Desarrollo de China (CDB por sus siglas en inglés), y a su vez una importante inversión del sector privado que se espera se consolide en los próximos años y tenga cada vez una participación mayor, para tal efecto, el sector eléctrico actualmente está construyendo las condiciones adecuadas para las alianzas público –privadas.

7.4 Costo del Servicio Eléctrico

El costo del servicio eléctrico corresponde a la sumatoria de la valoración económica de la producción óptima de energía eléctrica (generación), del transporte por el sistema nacional interconectado hacia los centros de mayor concentración de carga eléctrica (transmisión) y la entrega y comercialización de la energía eléctrica a los usuarios finales (distribución).

El costo de cada una de estas actividades corresponde, principalmente, a los costos fijos asociados; con excepción de la actividad de generación, que incluye además, costos variables de producción de energía.

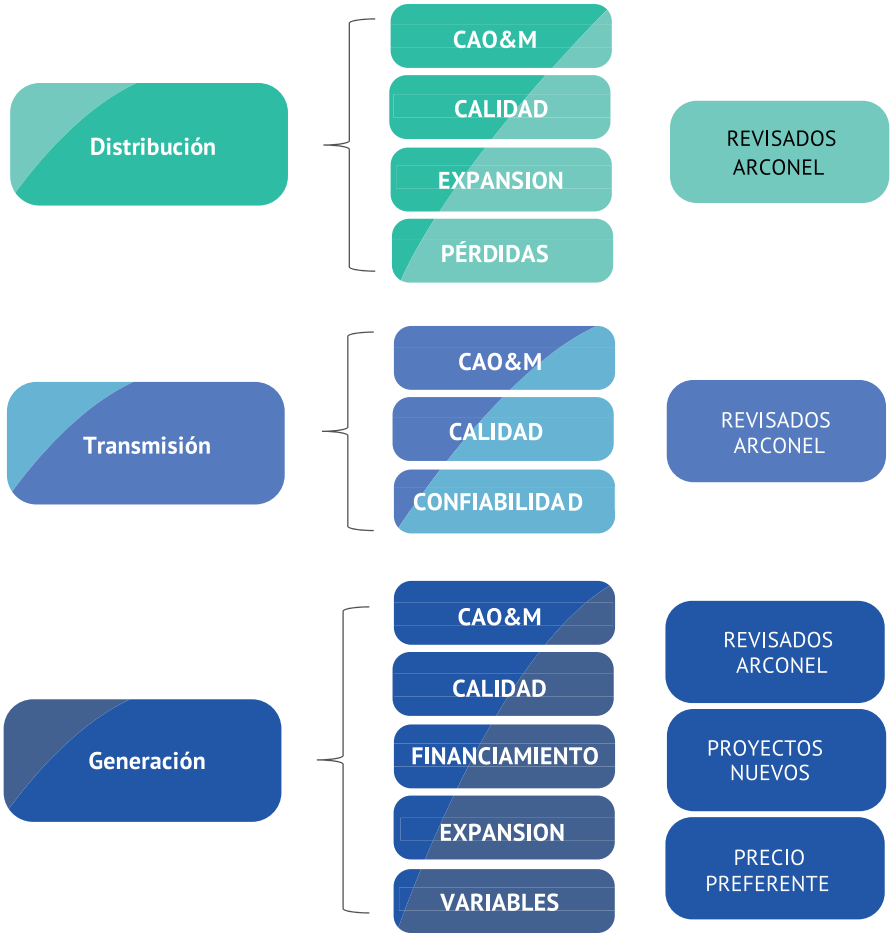


Figura Nro. 7-1: Componentes del costo del servicio eléctrico

En la Figura Nro. 7-1 se ilustra los componentes del costo del servicio, y a su vez se indica que los costos fijos para cada una de las actividades de generación, transmisión y distribución, están compuestos por: a) Los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M), b) Los costos asociados a la gestión de la calidad de: el producto, la prestación de servicio y comercial, c) Los costos asociados a la gestión ambiental, d) Expansión del servicio eléctrico; y para la actividad de generación se incluyen además los costos variables requeridos para la producción de energía y, los costos asociados al servicio a la deuda.

La asignación de los costos de AO&M, tienen como objetivo la valoración económica de los requerimientos para una eficiente operación y gestión de las empresas eléctricas, dentro de sus actividades, atados a un proceso de supervisión y control de estos parámetros en base a la normativa vigente.

El principal rubro a considerarse para las empresas eléctricas, es el costo de la administración, operación y mantenimiento – AO&M y se compone de las siguientes actividades:

Actividad	Generación	Transmisión	Distribución
Operación y Mantenimiento	√	√	√
Comercialización			√
Administración General	√	√	√
Calidad del Servicio	√	√	√
Gestión Socio Ambiental	√	√	√
Inversión	√	√	√

Tabla Nro. 7-1: Actividades por componentes del servicio eléctrico

En este estudio se considera para la determinación del costo del servicio eléctrico: la revisión de metodologías internacionales, el procedimiento utilizado actualmente por la ARCONEL, y aquellas modificaciones aplicables para los caso de estudio, según la normativa vigente.

7.4.1 Generación

7.4.1.1 Costos Fijos

Se aplica el método de asignación que consiste en un ajuste paulatino de los costos fijos, a lo largo del período de análisis, partiendo de los montos del año base hasta llegar a un valor proveniente de los referentes internacionales.

Dadas estas condiciones y sobre la base de la revisión de la metodología desarrollada para la determinación de los costos de AO&M, se ha considerado la capacidad instalada y los valores referentes internacionales, para la determinación del costo fijo de Administración, Operación y Mantenimiento. Por otro lado, se analizó el costo fijo aprobado por el regulador en el año base, y se ha aplicado la inflación anual durante todo el horizonte de análisis, 2016-2025.

Para el caso de centrales de generación nuevas, la determinación de los costos fijos se efectúa en función de su capacidad instalada y valores referentes internacionales. Al resultado obtenido, se lo afecta por el valor de inflación para obtener la serie de tiempo.

7.4.1.2 Costos Variables

Los costos variables de producción, son individuales de cada central de generación y calculados considerando costos nacionales de los combustibles, eficiencias de las plantas, costos de transporte de combustible, entre otros.

En lo referente a la producción de cada unidad de generación se obtiene del resultado de las simulaciones energéticas realizadas en el software de modelamiento SDDP bajo las condiciones de demanda y expansión consideradas para el desarrollo de este plan.

7.4.2 Transmisión

En primera instancia, la metodología de determinación de los costos de transmisión, consiste en tomar como base a los valores aprobados por el ARCONEL y afectarlos por el valor de la inflación anual; continuando con la comparación de los costos aprobados de las empresas de transmisión latinoamericanas, al igual que su monto de activos, obteniéndose así un porcentaje entre ambas variables (porcentaje referente).

Debido a que la determinación de los costos considera los activos en servicio del transmisor, se realiza una actualización anual de los mismos, logrando expresar su valor a valores corrientes por medio de la inflación anual. Paralelamente, se incrementa la cantidad de activos y su valor, conforme los proyectos del plan de expansión de la transmisión son incorporados.

Una vez definidos los activos, a este valor se le aplicó el porcentaje referente, obteniéndose los datos finales de cada año, estos datos fueron comparados con los datos descritos en el primer acápite.

7.4.3 Distribución

Los costos de cada una de las empresas de distribución a ser utilizados en el análisis, considera los valores aprobados por la ARCONEL para el año base, a los cuales se aplica el valor de la inflación anual estimada, obteniendo los costos para todo el período de análisis. Se menciona que en el presente PME se considera al Servicio de Alumbrado Público como una actividad diferenciada a la de distribución.

El análisis que se aplicó para distribución, fue un análisis de comparación de eficiencias (Benchmarking), utilizando la metodología conocida como análisis envolvente de datos (DEA) para el

cual se consideró características específicas de las diferentes empresas distribuidoras como: el número de clientes totales, rurales y urbanos, el valor de los activos, el costo de AO&M reconocido y la demanda de energía atendida.

Del análisis realizado se obtuvo los costos requeridos por cada una de las empresas distribuidoras como un porcentaje de sus activos en servicio. Por esta razón, es necesario llevar a cabo la actualización de los mismos, lo cual consiste en expresar su valor a precios corrientes por medio de la inflación e incrementar la cantidad de activos y su valor, con los nuevos proyectos ingresados en el año de análisis, correspondiente.

7.5 Escenarios de Análisis

Para el presente estudio se ha definido dos escenarios de simulación, mismos que ha sido seleccionado, por su representatividad y gran impacto dentro del sector eléctrico. Todos los escenarios de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución son concordantes con los capítulos respectivos, en los que se los describe a detalle; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME.
Los escenarios de simulación tienen las siguientes características:

Características Para los Casos de Simulación

• Caso Matriz Productiva, el cual se diferencia del caso base, pues incluye la inclusión de la demanda de las industrias básicas.

• 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.

• El servicio de alumbrado público general se lo considera como un servicio independiente la actividad de distribución.

• Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación, una vez finalizada su construcción total y su entrada en funcionamiento.

7.5.1 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.

• Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base la metodología aplicada.

Costo de Transmisión:

• Plan de expansión de transmisión.

• Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base la metodología aplicada.

Costo de Distribución:

- Plan de expansión de distribución.
- Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base la metodología explicada.

7.6 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 los casos de análisis:

7.6.1 Caso Base

En este escenario analizado del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, se considera un monto global de inversiones de USD 10.167 millones, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la Figura Nro. 7-2.

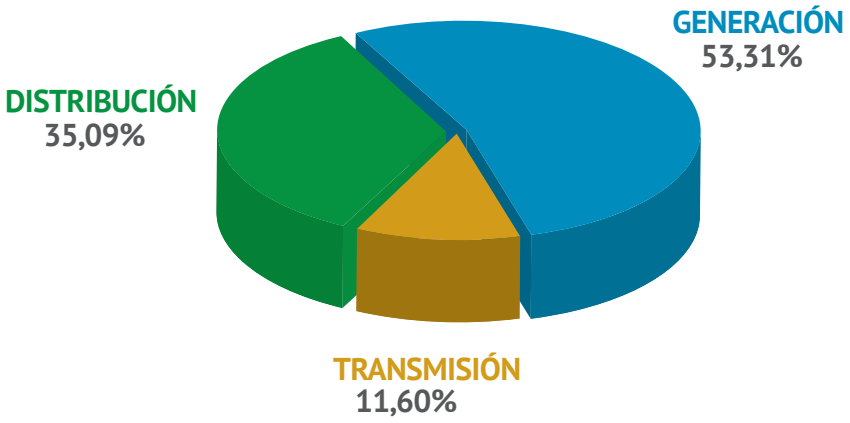


Figura Nro. 7-2: Participación de la inversión por actividad

7.6.1.1 Generación

Inversión

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad, se propone en el capítulo de expansión de la generación un requerimiento de recursos por el orden de 5.420 millones de dólares.

En la Figura Nro. 7-3 se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis por tipo de tecnología.

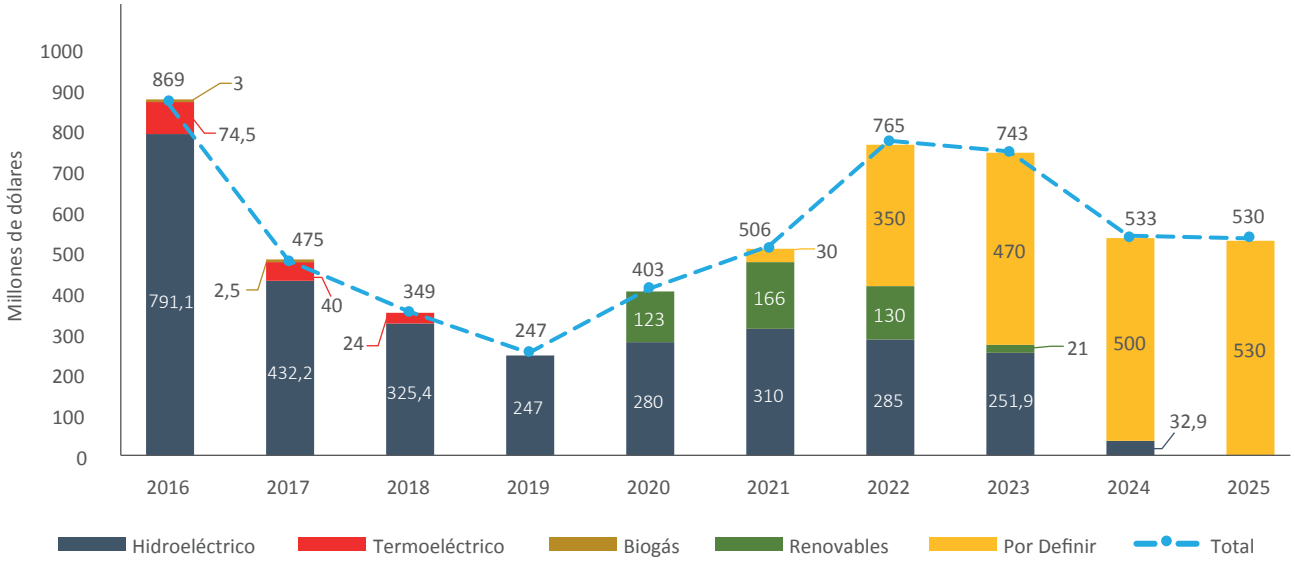


Figura Nro. 7-3: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento, según se lo explicó en la metodología correspondiente.

Con la entrada en operación de 27 centrales nuevas de generación, la composición de la generación eléctrica a lo largo de los diez años se compondrá de esta manera:

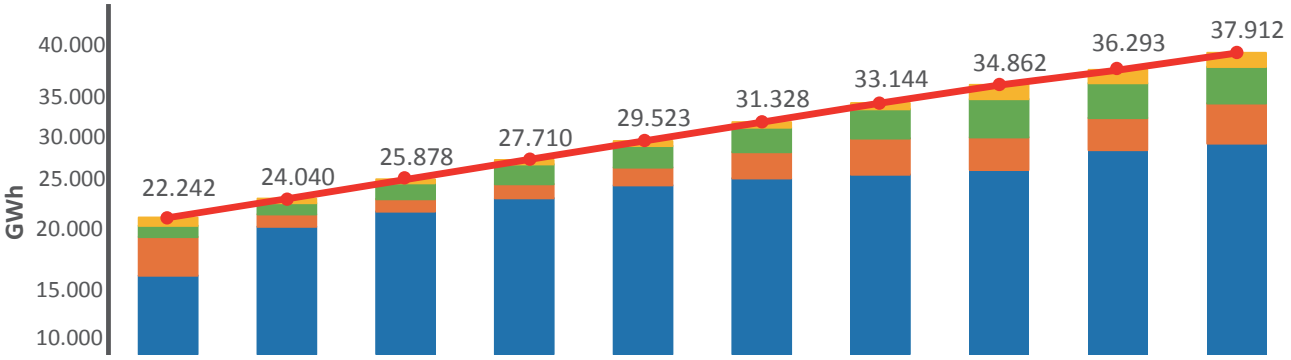


Figura Nro. 7-4: Evolución de la generación

Se observa que en los primeros años la demanda de energía es suplida por generación hidráulica en su mayoría, desplazando a la generación térmica, sin embargo a partir del 2021 si bien la generación hidráulica sigue creciendo la generación térmica también se amplía, así como la generación de fuentes no convencionales.

Costos Fijos

Para los diez años de análisis, el análisis de costos de las empresas de generación muestra un comportamiento variable, pues si bien los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento así como los valores inherentes a la calidad, muestran un crecimiento ordenado, no es así para el caso de los recursos destinados para la inversión. Los cuales varían en función de los requerimientos de la etapa, así como la participación del costo unitario de generación en el costo del servicio eléctrico.

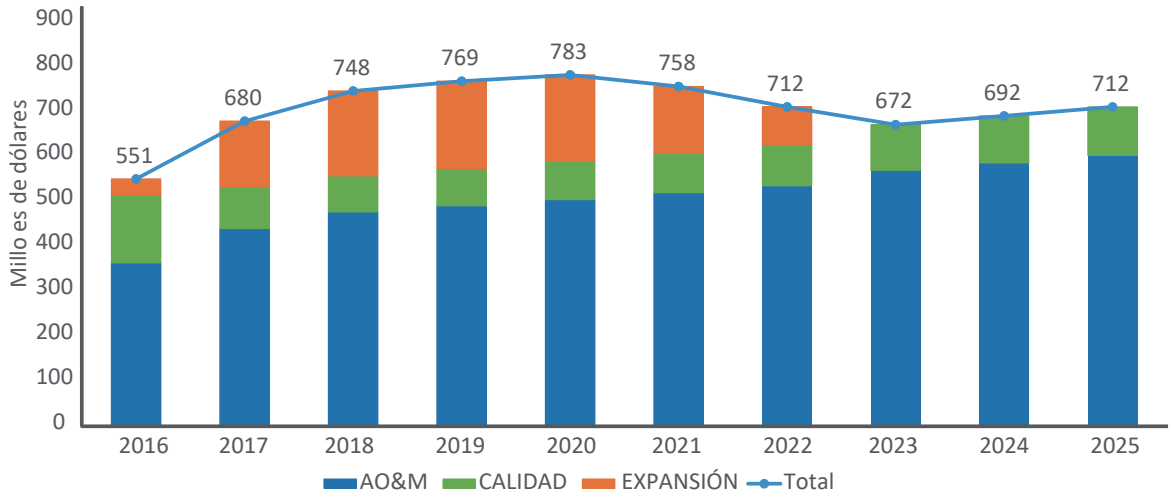


Figura Nro. 7-5: Inversiones de capital en generación por tipo de tecnología

Costo Medio de Generación

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y como rubro de contraste, tiene a la producción total de la energía de ese mismo período.

Entonces, una vez que se han obtenido los costos fijos, según la metodología explicada, se aprovecha la simplicidad del esquema de contratación regulada en el S.N.I (principalmente porque los contratos regulados eliminan la incertidumbre de cambios en los precios de producción de energía de cada central), con el fin de lograr simular el probable comportamiento de los costos incurridos en la actividad de generación; e, incorporando todos los rubros que se deben afrontar para lograr esta producción como: costos variables de producción, Impuesto de Valor Agregado -IVA- de los combustibles, pago de contratos a generadores privados, entre otras; de forma que el cálculo del Costo Medio de Generación refleje la mayor precisión posible.

El CMG es un único valor promedio anual, por lo que desvanece las variaciones de precios de generación que se produce por la gran dependencia de la generación hidroeléctrica dentro del S.N.I, ya que este hecho, produce el efecto de gran variación de costos en períodos lluviosos y de estiaje.

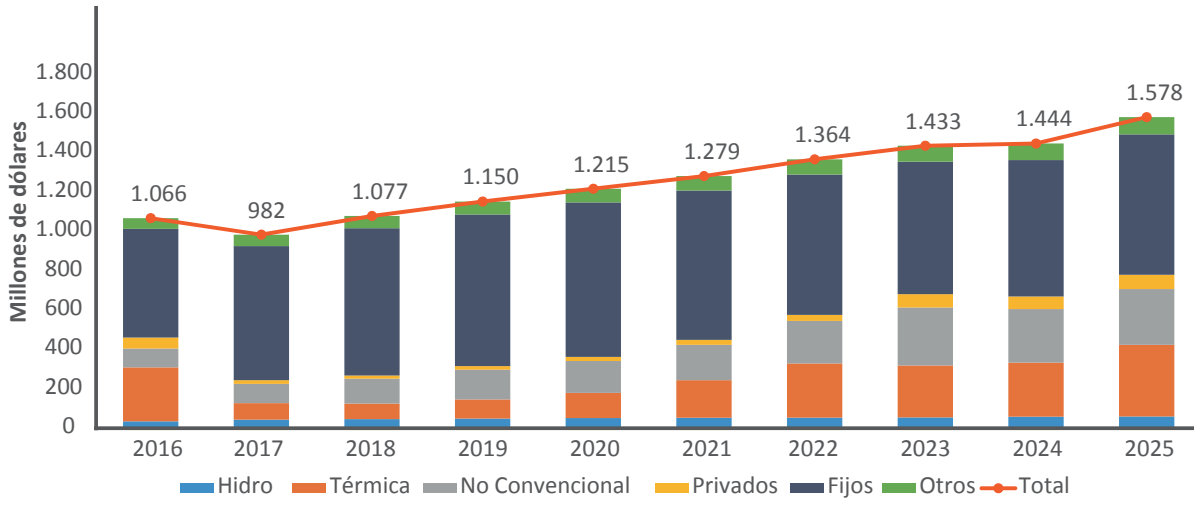


Figura Nro. 7-6: Evolución del costo medio de generación - Caso Base

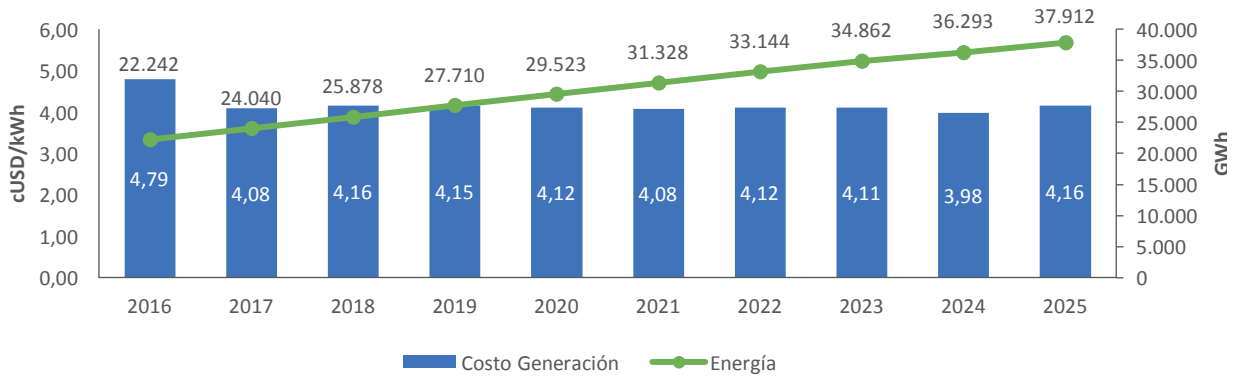


Figura Nro. 7-7: Evolución del costo medio de generación - Caso Base

7.6.1.2 Transmisión

Inversión

El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión – SNT, comprende un monto total de 1.179,23 millones de dólares, de los cuales el 32,70% será destinado para líneas de transmisión, 67,17% para subestaciones, y 0,13% para el centro de control de la transmisión, como se indica en la Tabla Nro. 7-2.

Componentes	Montos (MUSD)	Participación Individual	Participación Total
Líneas de Transmisión	385.645	100%	32,70%
Nivel I (138)		0,00%	
Nivel II (230)	112.737	29,23%	
Nivel III (500)	272.908	70,77%	
Subestaciones	792.076	100%	67,17%
Reducción	792.076	100%	
Elevación		0,00%	
Seccionamiento		0,00%	
Centro de Control de Transmisión	1.510	100%	0,13%
Total	1.179.231		100,00%

Tabla Nro. 7-2: Detalle de la inversión

De la anterior, se colige que la mayor concentración de la inversión se produce en la construcción de líneas a nivel de voltaje de 500 kV, y la implementación de nuevas subestaciones de reducción.

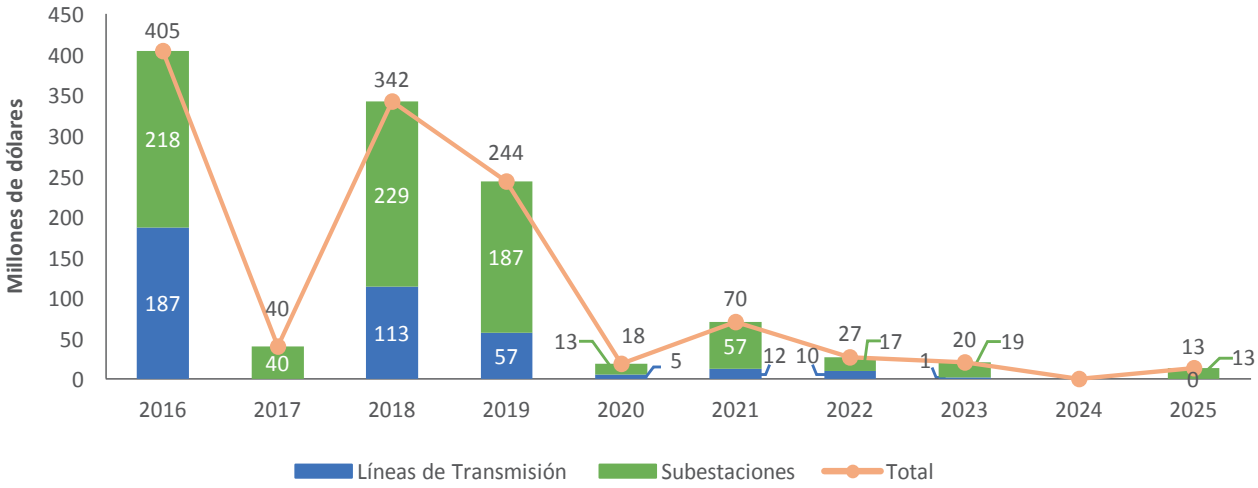


Figura Nro. 7-8: Inversiones de capital en transmisión por actividad

Activos y Costos

De acuerdo al programa de inversiones para la actividad de transmisión, se incluyen estos valores dentro de los activos en operación por sub-etapa funcional, como se muestra en la Figura Nro. 7-9.

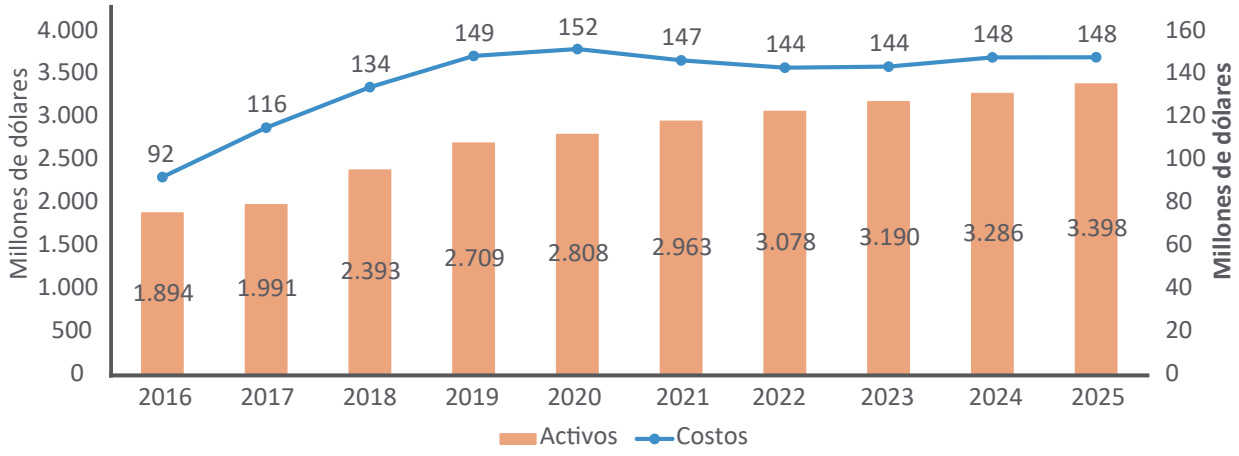


Figura Nro. 7-9: Evolución de los activos y costos de transmisión

En la Figura Nro. 7-9, se puede identificar variaciones importantes, en el año 2017, 2018 y 2019 con la entrada en operación de subestaciones y líneas de transmisión, con un monto de 1.031 millones. La variación de activos es del 79.39% comparado con el año inicial del período, alcanzando los 3.398 millones al año 2025.

En lo que respecta al costo total de transmisión, este mantiene la tendencia de los activos, debido a que la expansión del sistema está correlacionada con la ampliación de los costos. Es así que, al 2025 los costos de transmisión alcanzan los 148 millones de dólares.

Costo de Transmisión

Conforme las mismas premisas metodológicas y legales que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación, se realiza

la modelación de los costos de transmisión, bajo las directrices descritas en el acápite en el que se explica la metodología aplicada, no obstante, ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: la tarifa de transmisión se circunscribe al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de calidad del servicio, gestión socio ambiental, y expansión del sistema.

Con estos antecedentes, se estima el comportamiento de la evolución de la tarifa de transmisión como resultado de comparar los costos de esta etapa (en dólares), con el total de energía que fluirá por el sistema (MWh).

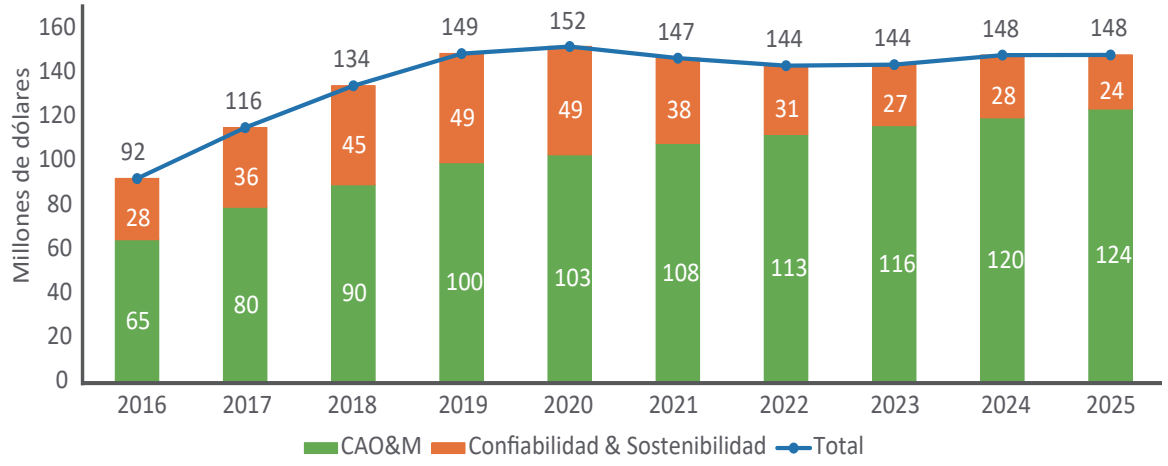


Figura Nro. 7-10: Evolución del costo de transmisión - Caso Base

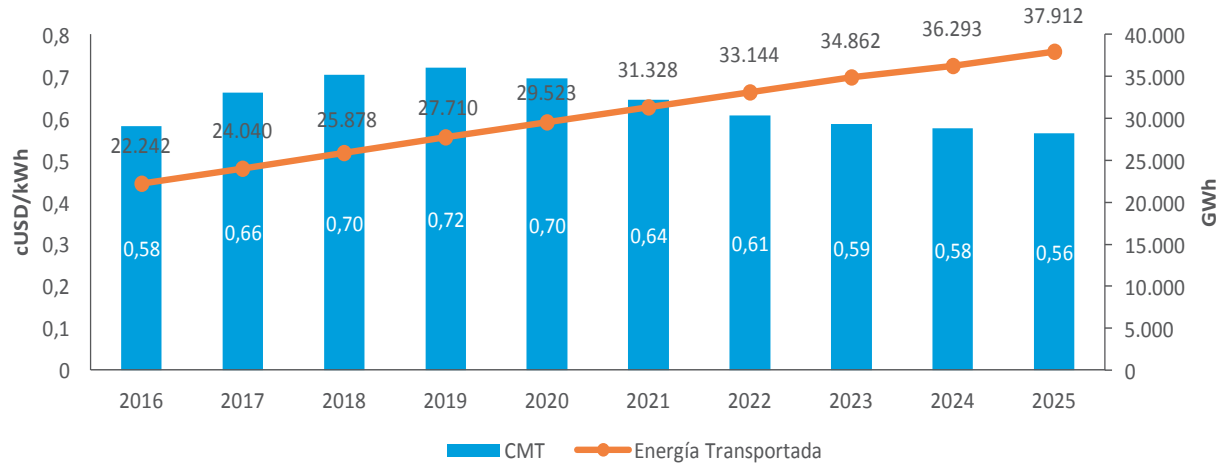


Figura Nro. 7-11: Evolución del costo de transmisión

7.6.1.3 Distribución

La distribución constituye dentro de la cadena del sector eléctrico, el eslabón mediante el cual se coloca a disposición de los consumidores finales la oferta de generación, en este sentido, bajo la misma consideración para las anteriores actividades se analiza los resultados obtenidos.

Inversiones

El plan de expansión de distribución, busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a aproximadamente 6,22 millones de clientes regulados, que variará a lo largo del horizonte de tiempo analizado en 26,21%, respecto del año 2016, y de esta manera también se prevé una

variación en cuanto a la venta de energía eléctrica de 72,58%, respecto al año 2016 como se evidencia en la Figura Nro. 7-12.

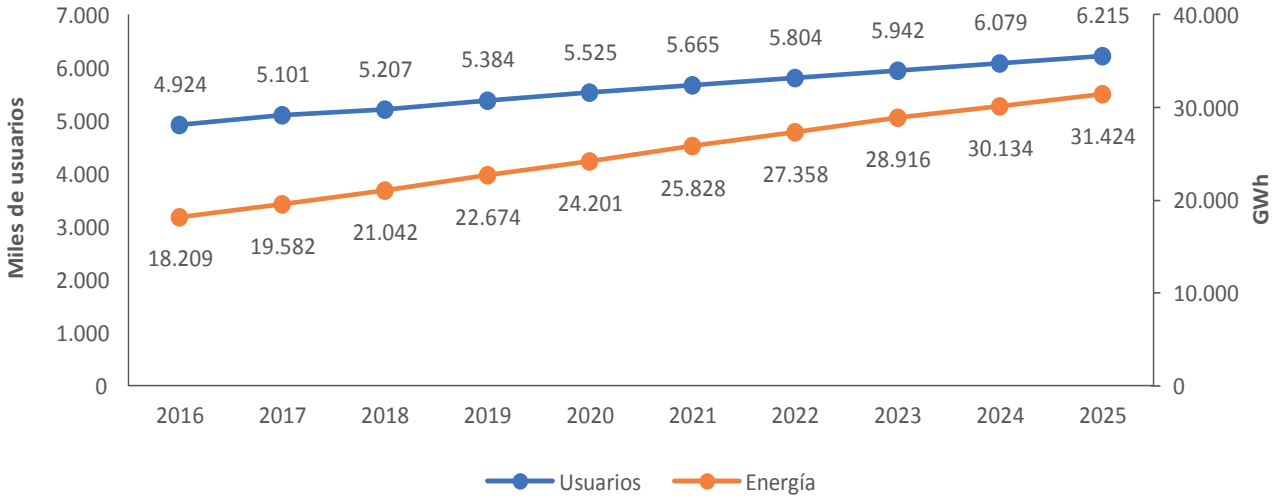


Figura Nro. 7-12: Abonado vs Venta de energía eléctrica

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución es de 3.568 millones de dólares, el cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura, cobertura, reconstrucción del terremoto del 16 de abril de 2016 y la gestión propia de las distribuidoras, con el objeto de alinearlos para alcanzar las metas planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir – PNBV, como se indica en la Tabla Nro. 7-3.

Concepto	Inversión (MM USD)	Participación	Participación Sección
Acometidas y Medidores	538	15,09%	46,17%
Redes Secundarias	1.109	31,08%	
Transformadores de Distribución	242	6,79%	29,76%
Alimentadores Primarios	820	22,98%	
Subestaciones	224	6,27%	15,82%
Lineas de Subtransmisión	341	9,55%	
Instalaciones Generales	294	8,25%	8,25%
Total	3.568	100%	100%

Tabla Nro. 7-3: Detalle de inversión

De la Tabla Nro. 7-3, se observa que la mayor concentración de la inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de 1.647 millones y para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de 1.062 millones, mientras que Subestaciones y Líneas de Subtransmisión alcanzan 564 millones de dólares, que representa el 46.17%, 29.76% y 15.82% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

La Figura Nro. 7-13 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a los largo de los diez años de análisis.

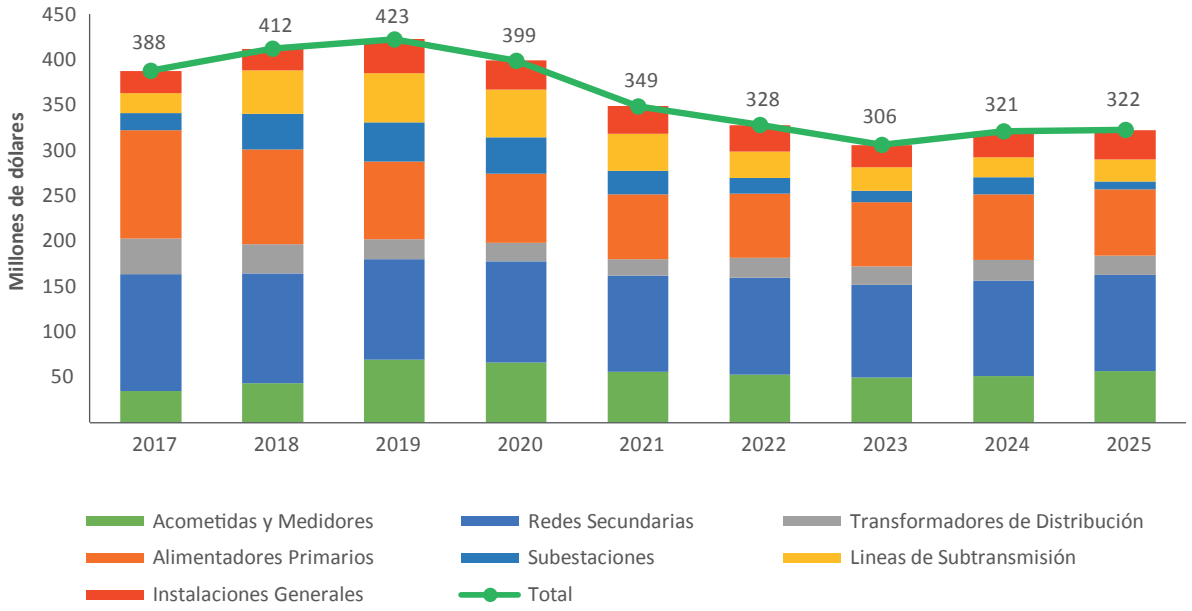


Figura Nro. 7-13: Inversión de capital en distribución por etapa funcional

Activos

Para el sistema de distribución, el análisis se efectúa por cada una de las empresas distribuidoras que operan en el país. El cual, parte con la inclusión de las inversiones realizadas, las cuales se consideran como activos que entrarán en operación año a año, garantizando que los costos obtenidos, permitan la administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio, como se muestra en la Figura Nro. 7-14.

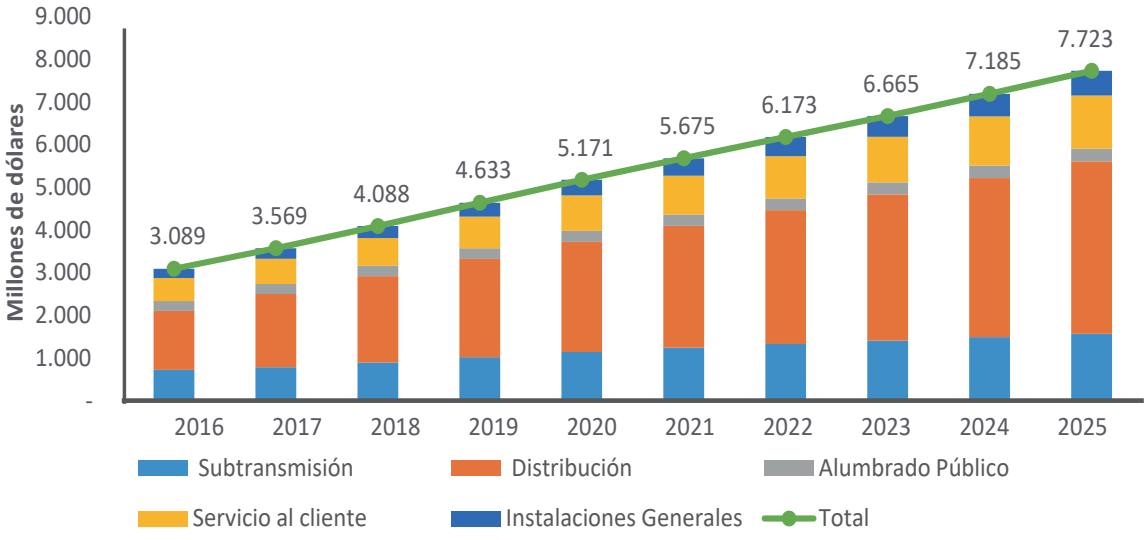


Figura Nro. 7-14: Evolución de los activos de distribución

De acuerdo a las inversiones en el sistema de distribución, en su conjunto, se observa que los activos al 2016 se suman 3.089 millones, mientras que para el año 2025 alcanzarían los 7.723 millones de dólares.

Costos

Así mismo, aplicando la metodología explicada en la sección correspondiente, y que para el caso particular del sistema de distribución, el análisis se realiza por cada empresa distribuidora tal como la normativa lo establece, se presentan los resultados de costos, en la Figura Nro. 7-15.

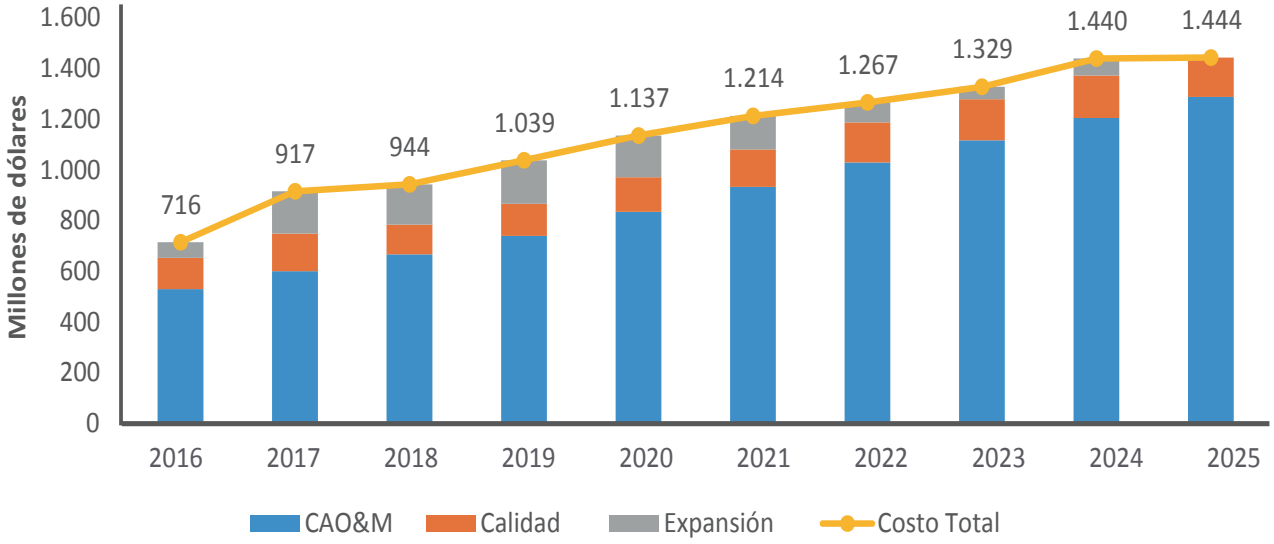


Figura Nro. 7-15: Costos de distribución

En la Figura Nro. 7-15, se presentan los resultados del costo para operar el sistema nacional de distribución, la variación del período presenta diferentes patrones que responden tanto al proceso de ajuste de los costos del sistema, como a los altos niveles de inversión. Por lo tanto, los costos para el año 2016 suman 716 millones y al final del 2025 se ubicarían en 1.444 millones de dólares, garantizando la correcta operación del sistema de distribución.

Costo de Distribución

En este sentido, conforme las mismas premisas metodológicas y legales que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de la expansión de la transmisión, se ha obtenido los costos de distribución.

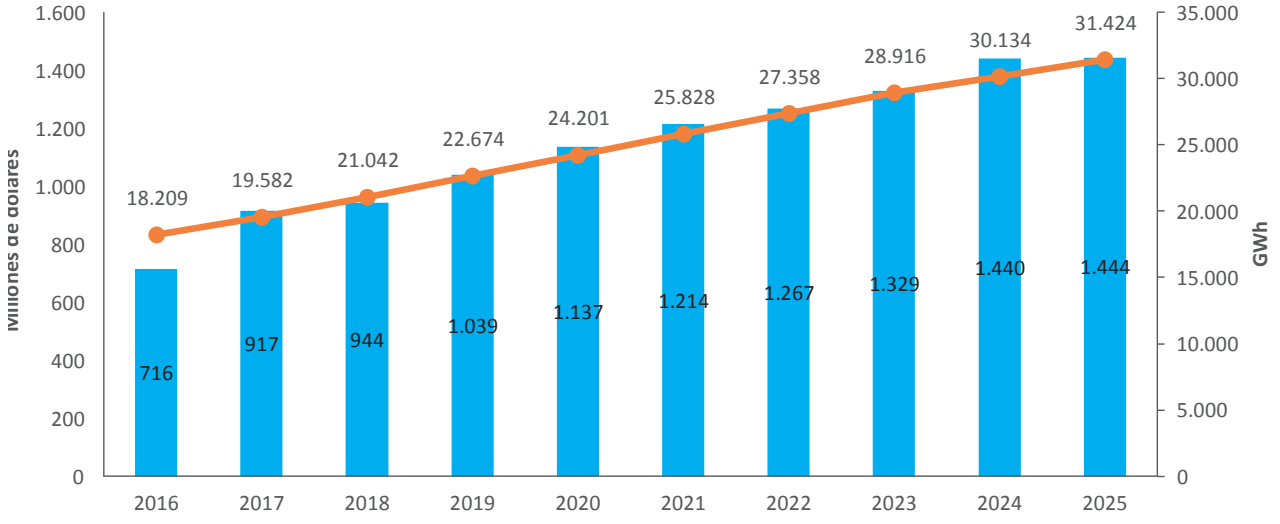


Figura Nro. 7-16: Costos de distribución - Caso Base

7.6.1.4 Costo del Servicio y Precio Medio

De acuerdo a las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 7-17 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.

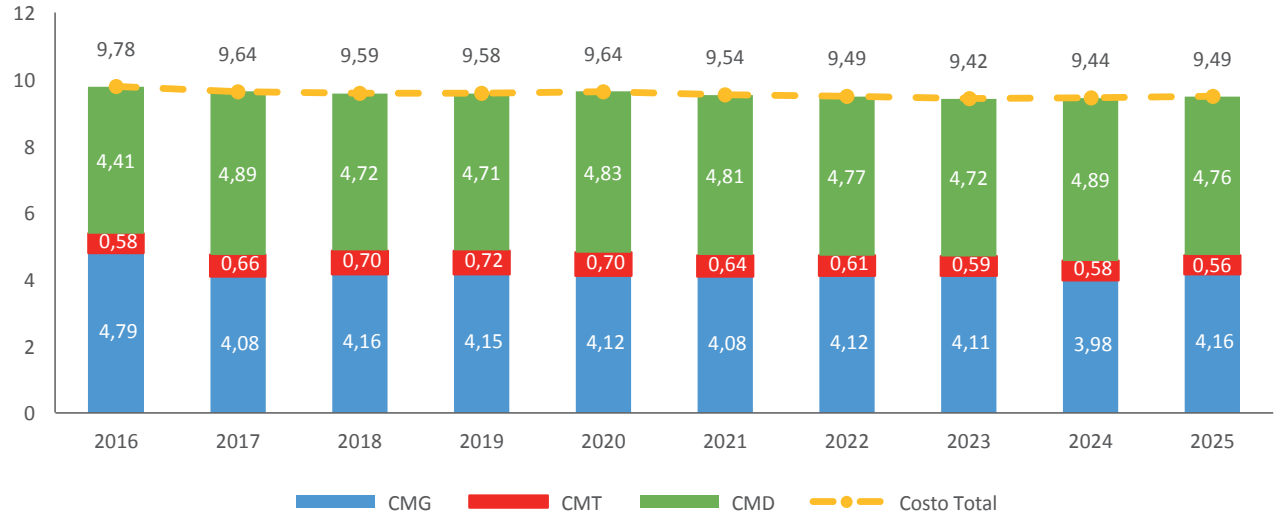


Figura Nro. 7-17: Evolución de los costos del servicio eléctrico - caso base

Como se expuso inicialmente, se estableció que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales, se mantendrán los valores que fueron aprobados para el año 2017, consecuentemente, se muestran la relación entre el costo del servicio y el precio medio en la Figura nro. 7-18.

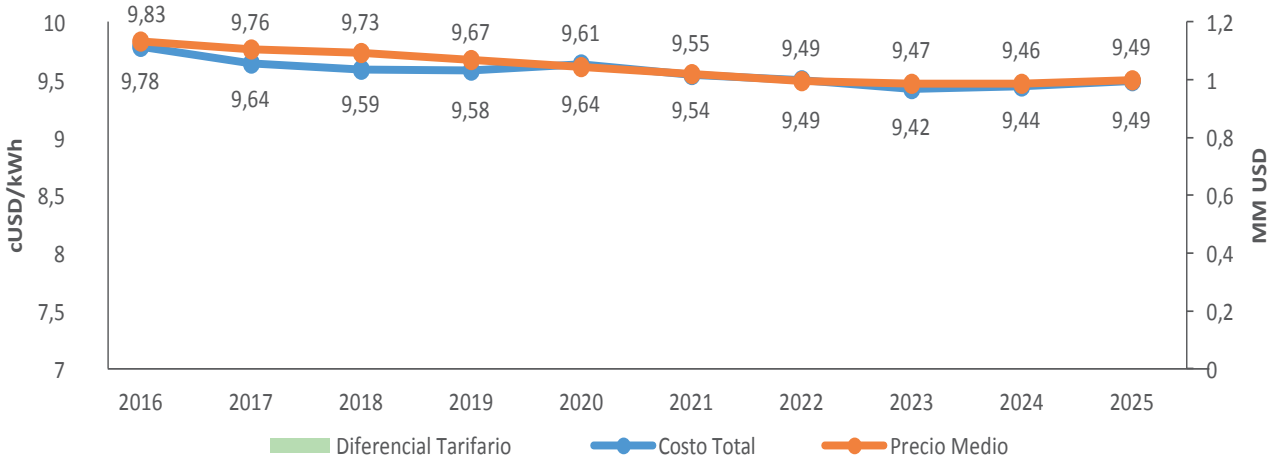


Figura Nro. 7-18: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario - Caso Baso

Como puede observarse, a lo largo de los años de análisis, se observa que el precio medio aplicado cubre en su totalidad el costo total del servicio. Por lo que no existiría ningún diferencial tarifario.

Adicionalmente, se debe mencionar que la evolución del Diferencial Tarifario, por las políticas que actualmente se aplican, dependerá básicamente de los costos del servicio y como tal, del costo medio de generación de cada período.

7.6.2 Caso Matriz Productiva

En el escenario Matriz Productiva del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, se considera un monto global de inversiones de 15.190 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la siguiente figura.

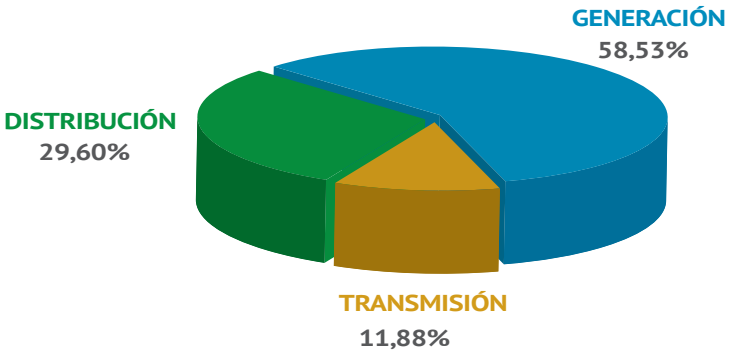


Figura Nro. 7-19: Participación de la inversión por actividad

7.6.2.1 Generación

Inversión

En este escenario la principal diferencia se da por la inclusión del proyecto de generación Santiago, por lo que la inversión al final del periodo de análisis suma 8.890 millones de dólares.

En la Figura Nro. 7-20, se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis por tipo de tecnología.

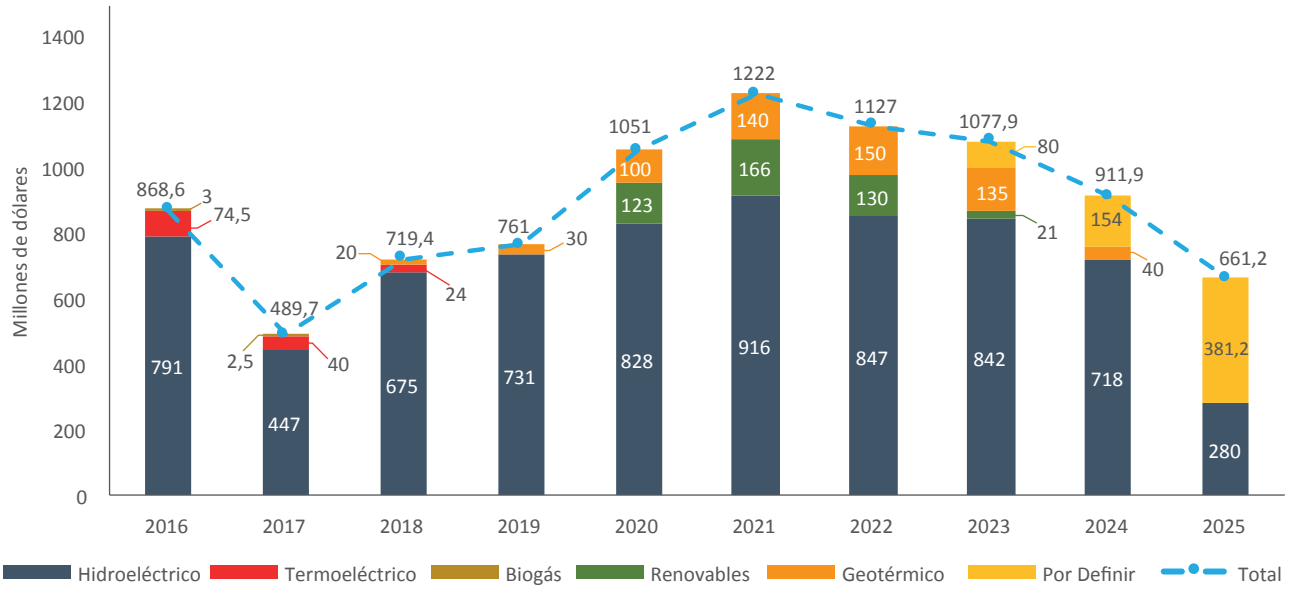


Figura Nro. 7-20: Inversiones de capital en generación por tipo de tecnología

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento, según se lo explicó en la metodología correspondiente.

Con la entrada en operación de 29 centrales nuevas de generación, la composición de la generación eléctrica a lo largo de los diez años se compondrá de esta manera:

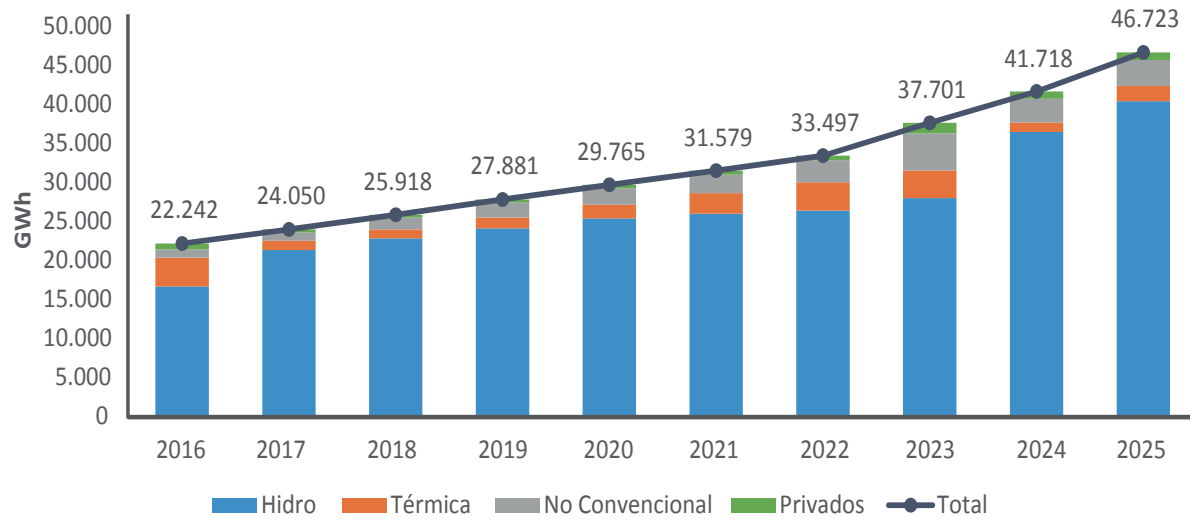


Figura Nro. 7-21: Evolución de la generación

A lo largo del periodo de análisis se observa que la generación hidráulica es la principal fuente, y la entrada en operación de la nueva central Santiago permite abastecer el crecimiento de la demanda generada por la entrada y crecimiento de los requerimientos de las industrias básicas.

Costos fijos

Los costos fijos presentan una evolución positiva durante los diez años de análisis, esto debido a la entrada de nuevas centrales de generación. En el año 2016 se partió con 587 millones y hasta el 2025 se tiene previsto alcanzar los 927 millones de dólares.

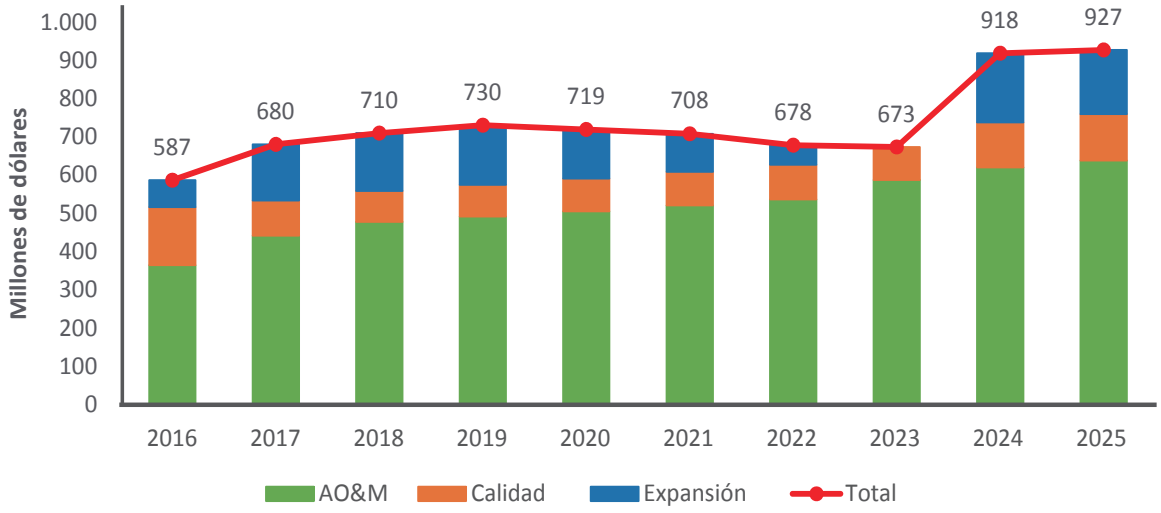


Figura Nro. 7-22: Costos fijos de generación

Costo Medio de Generación

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y como rubro de contraste, tiene a la producción total de la energía de ese mismo período.

Entonces, una vez que se han obtenido los costos fijos, según la metodología explicada, se aprovecha la simplicidad del esquema de contratación regulada en el S.N.I, (principalmente porque los contratos regulados eliminan la incertidumbre de cambios en los precios de producción de energía de cada central), con el fin de lograr simular el probable comportamiento de los costos incurridos en la actividad de generación; e, incorporando todos los rubros que se deben afrontar para lograr esta producción. Rubros como: costos variables de producción, Impuesto de Valor Agregado -IVA- de los combustibles, pago de contratos a generadores privados, entre otras; de forma que el cálculo del Costo Medio de Generación refleje la mayor precisión posible.

El CMG es un único valor promedio anual, por lo que desvanece las variaciones de precios de generación que se produce por la gran dependencia de la generación hidroeléctrica dentro del S.N.I, ya que este hecho, produce el efecto de gran variación de costos en períodos lluviosos y de estiaje.

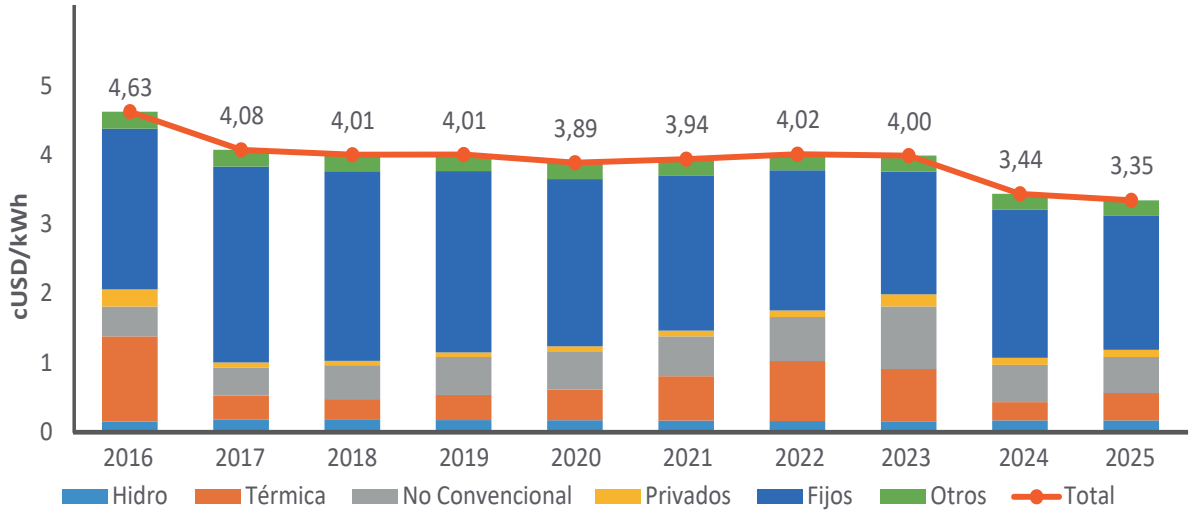


Figura Nro. 7-23: Evolución del costo medio de generación - caso matriz productiva

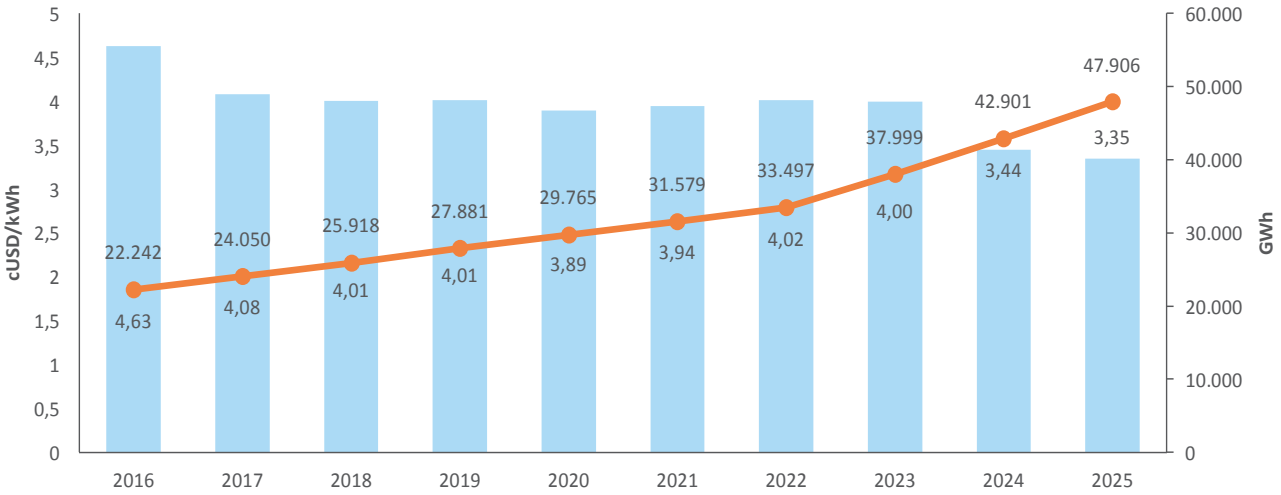


Figura Nro. 7-24: Evolución del costo de generación

La principal variación que se observa en los dos últimos años de análisis, esto como consecuencia de la entrada en operación de la central Santiago, que permite aportar con alrededor de 40% más de energía hidráulica, desplazando energía térmica y no convencional. Esta variación genera una reducción importante del costo medio de generación.

7.6.2.2 Transmisión

Inversión

El presupuesto de inversión de transmisión para este escenario, incluye 625 millones adicionales, con los cuales se ampliarán las líneas de 500 kV, se dispondrá de subestaciones de transformación, sistemas que permitirán evacuar la energía generada por la nueva central Santiago, así como abastecer el crecimiento de la demanda generado por la inclusión de las industrias básicas.

Componentes	Montos (MM USD)	Participación Individual	Participación Total
Líneas de transmisión	736.429	100%	40,83%
Nivel I (138)		0,00%	
Nivel II (230)	171.713	23,32%	
Nivel III (500)	564.716	76,68%	
Subestaciones	1.066.561	100%	59,13%
Reducción	1.066.561	100,00%	
Elevación		0,00%	
Seccionamiento		0,00%	
Centro de Control de Transmisión CCT	874	100%	0,05%
Total	1.803.864		100,00%

Tabla Nro. 7-4: Detalle de inversión

El monto total de inversión alcanza los 1.804 millones, que en su mayoría corresponden a líneas de transmisión y subestaciones. La Figura Nro. 7-25 muestra las inversiones a efectuarse a lo largo del periodo de análisis.

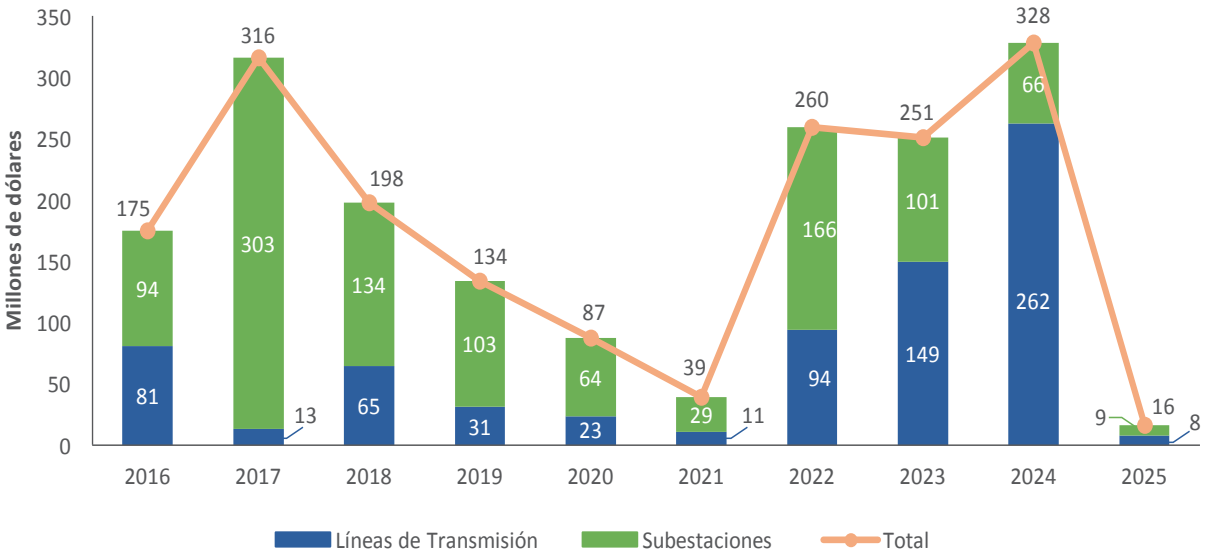


Figura Nro. 7-25: Inversiones de capital en transmisión por actividad

Activos y Costos

De acuerdo al programa de inversiones para la actividad de transmisión, se incluyen estos valores dentro de los activos en operación por sub-etapa funcional, como se muestra en la Figura Nro. 7-26.

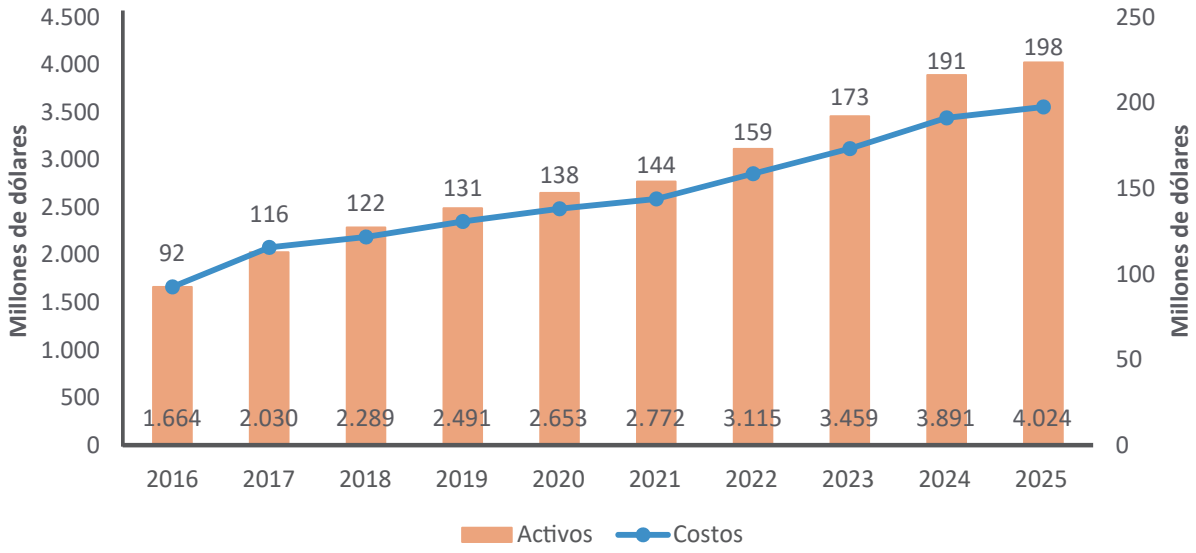


Figura Nro. 7-26: Evolución de los activos y costos de transmisión

Como se expuso previamente, existe un importante crecimiento de inversiones durante el periodo de análisis, por lo que los activos muestran un comportamiento creciente.

En lo que respecta al costo total de transmisión, este mantiene la tendencia de los activos, debido a que la expansión del sistema esta correlacionada con la ampliación de los costos.

Costo de transmisión

Con estos antecedentes, se estima el comportamiento de la evolución de la tarifa de transmisión como resultado de comparar los costos de esta etapa en dólares), con el total de energía que fluirá por el sistema (MWh).

Los costos de transmisión crecerán en un 142%, esto debido al importante crecimiento que registran sus activos, debido a la inclusión de inversiones a lo largo del periodo de análisis.

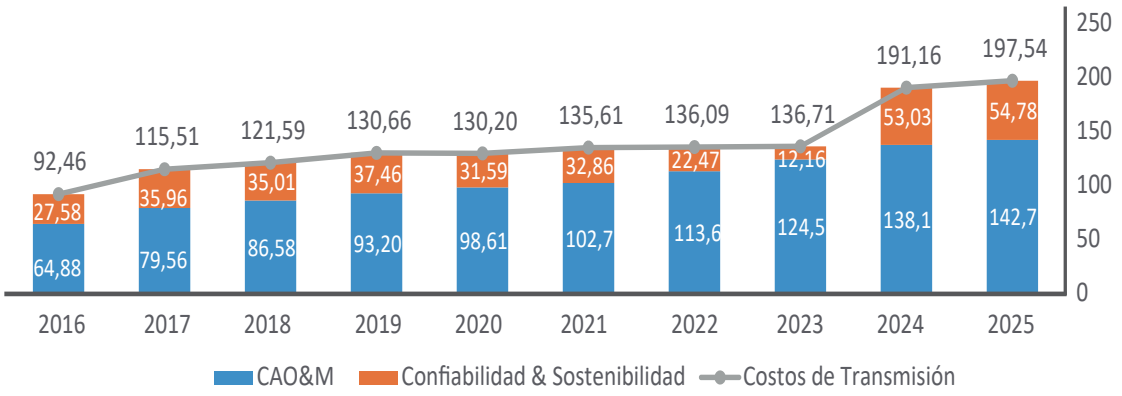


Figura Nro. 7-27: Evolución del costo de transmisión

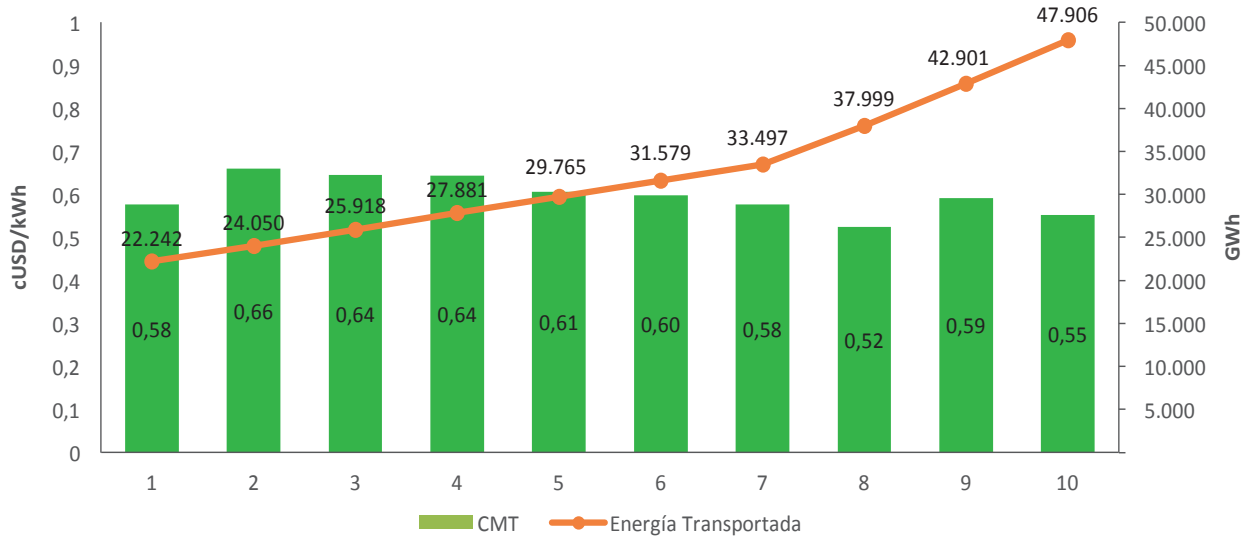


Figura Nro. 7-28: Evolución del costo de transmisión - caso matriz productiva

7.6.2.3 Distribución

Para este escenario, la distribución brindará servicio a 6.22 millones de clientes regulados, y se estima que se venda hasta 41.055 GWh.

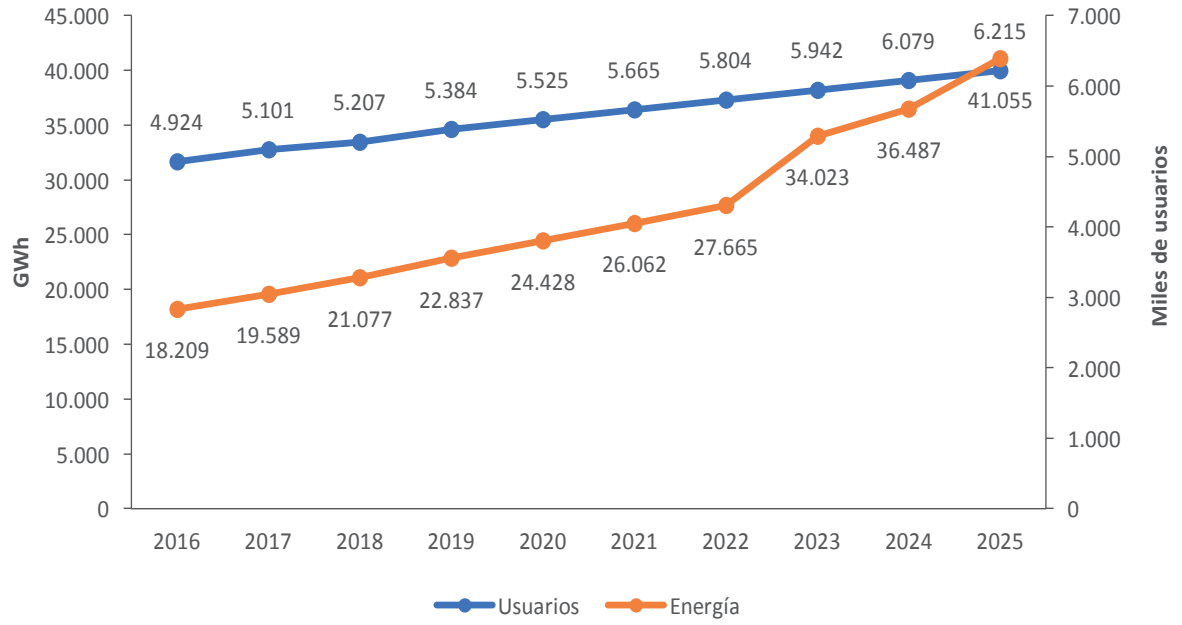


Figura Nro. 7-29: Abonado vs Venta de energía eléctrica

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 4.496 millones, el cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura y la gestión propia de las distribuidoras, con el objeto de alinearlos para alcanzar las metas planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir – PNBV, como se indica en la Tabla Nro. 7-5.

Concepto	Inversión (MM USD)	Participación	Participación Sección
Acometidas y Medidores	586	16,42%	51,23%
Redes Secundarias	1.242	34,81%	
Transformadores de Distribución	288	8,06%	36,05%
Alimentadores Primarios	999	27,99%	
Subestaciones	332	9,31%	22,92%
Líneas de Subtransmisión	485	13,60%	
Instalaciones Generales	564	15,82%	12,55%
Total	4.496	126%	123%

Tabla Nro. 7-5: Detalle de inversión

De la anterior, se observa que la mayor concentración de la inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de 1.828 millones y para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de 1.286 millones, mientras que Subestaciones y Líneas de Subtransmisión alcanzan 818 millones, que representa el 51,23%, 35,05% y 22,92 % del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

La Figura Nro. 7-30 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a los largo de los diez años.

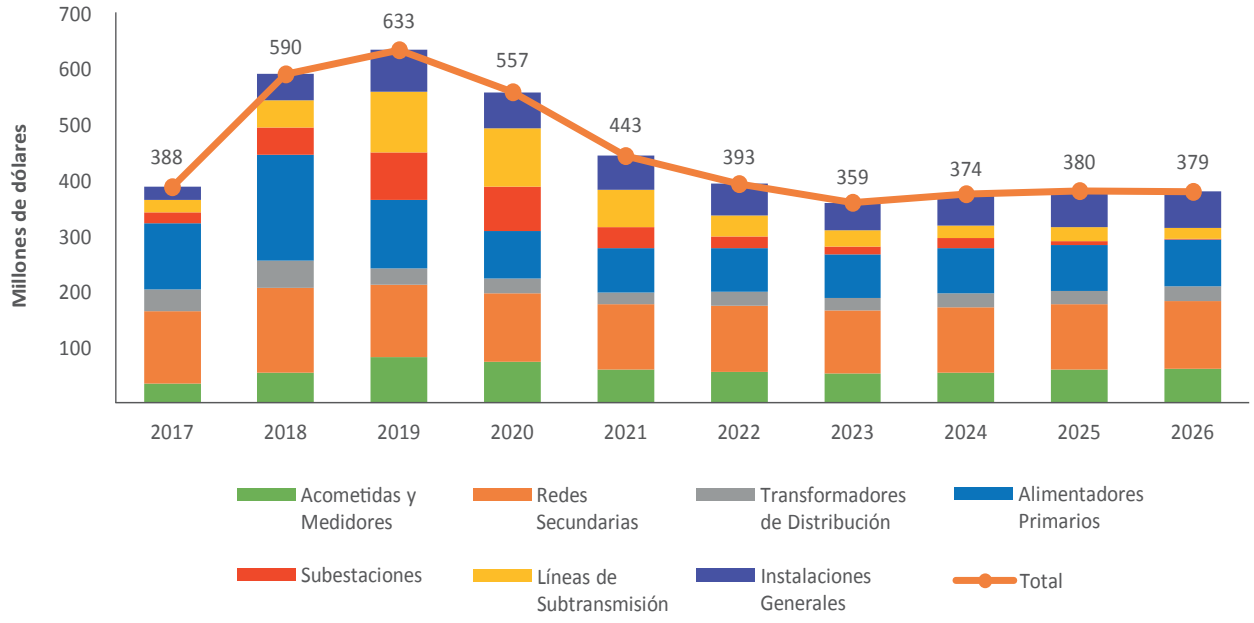


Figura Nro. 7-30: Inversión de capital en distribución por etapa funcional

Activos

Para el sistema de distribución, el análisis se efectúa por cada una de las empresas distribuidoras que operan en el país. El cual, parte con la inclusión de las inversiones realizadas, las cuales se consideran como activos que entrarán en operación año a año, garantizando que los costos obtenidos, permitan la administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio, como se muestra en la figura siguiente.

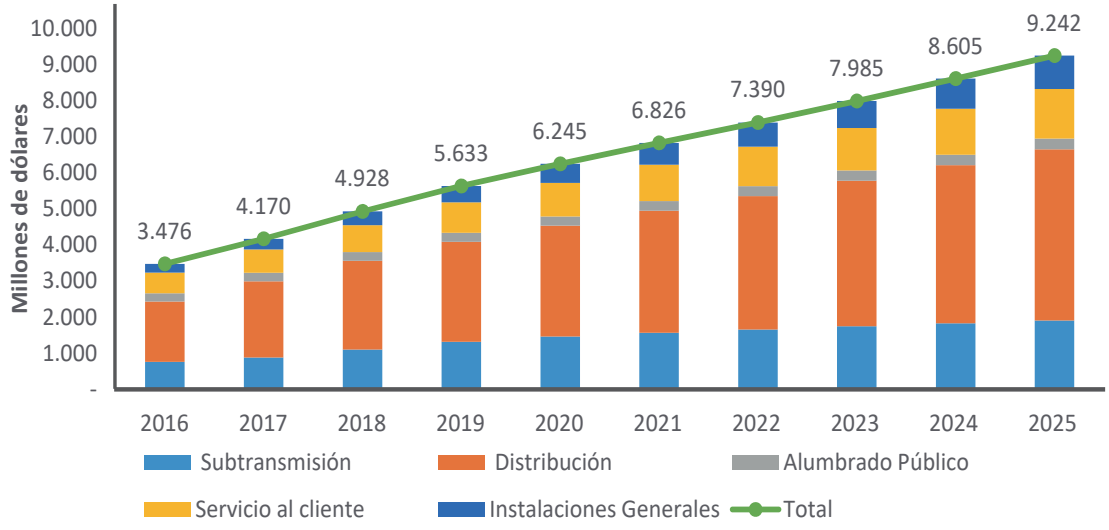


Figura Nro. 7-31: Evolución de los activos de distribución

De la anterior, de acuerdo a las inversiones en el sistema de distribución, en su conjunto, se observa que los activos al 2016 se suman 3.476 millones de dólares, mientras que para el año 2025 alcanzarían los 9.242 millones.

Costos

Así mismo, aplicando la metodología explicada en la sección correspondiente, y que para el caso particular del sistema de distribución el análisis se realiza por cada empresa distribuidora tal como la normativa lo establece, se presentan los resultados de costos, en la Figura Nro. 7-32.

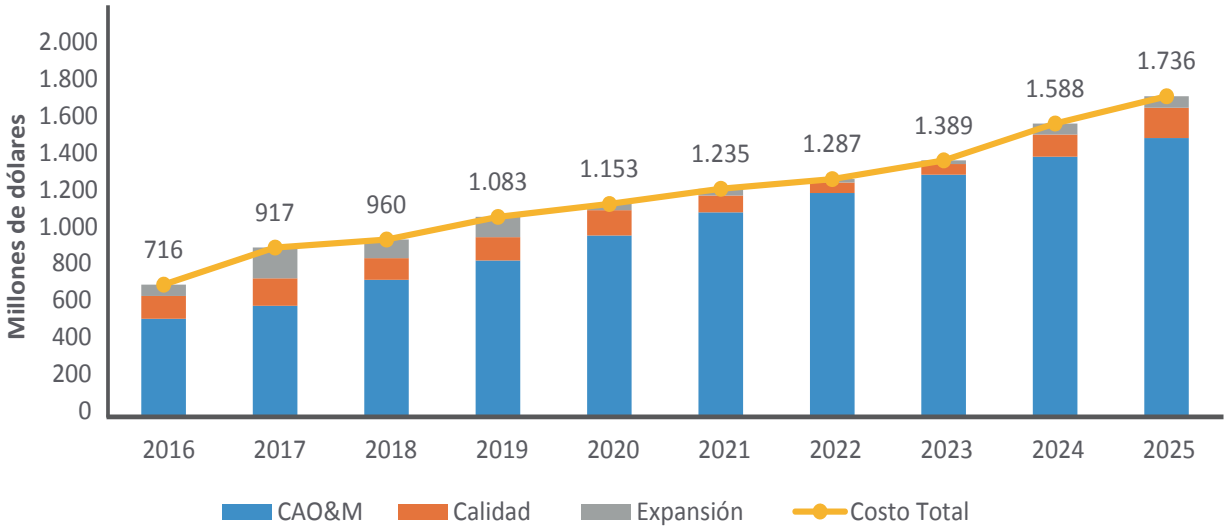


Figura Nro. 7-32: Costos de distribución

Los resultados presentados en la Figura Nro. 7-32, representa el costo para operar el sistema nacional de distribución; las variaciones durante el período, responden tanto al proceso de ajuste de los costos del sistema, como a los altos niveles de inversión.

Costo de Distribución

En este sentido, conforme las mismas premisas metodológicas y legales que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de la expansión de la transmisión se ha obtenido los costos de distribución, bajo las directrices descritas anteriormente.

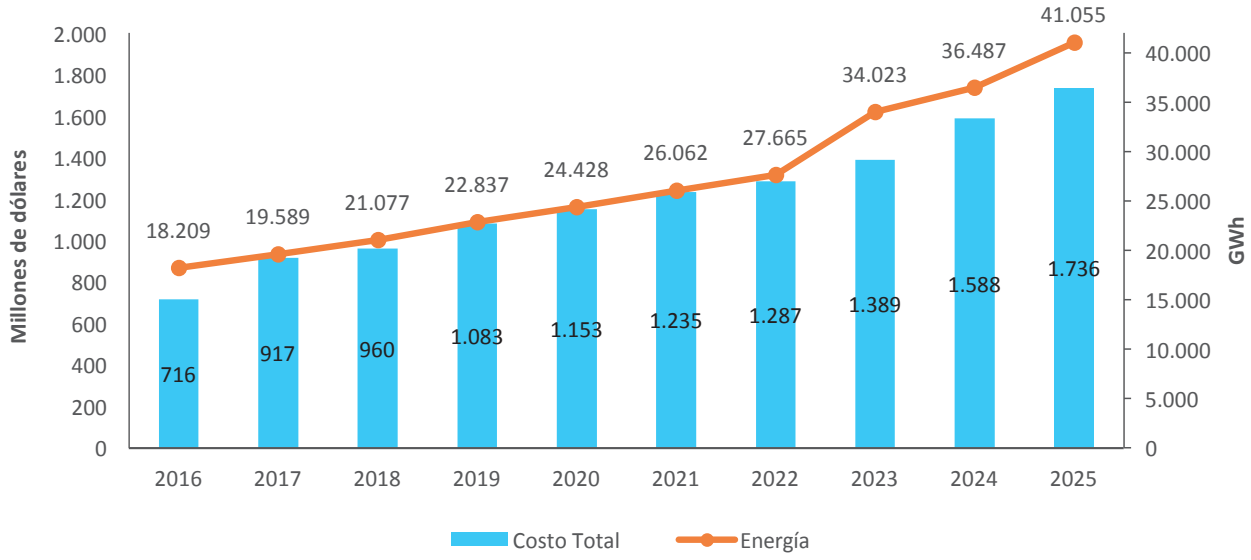


Figura Nro. 7-33: Costos de distribución - Caso Matriz Productiva

7.6.2.4 Costo del Servicio y Precio Medio

Sobre la base de las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 7-34 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.

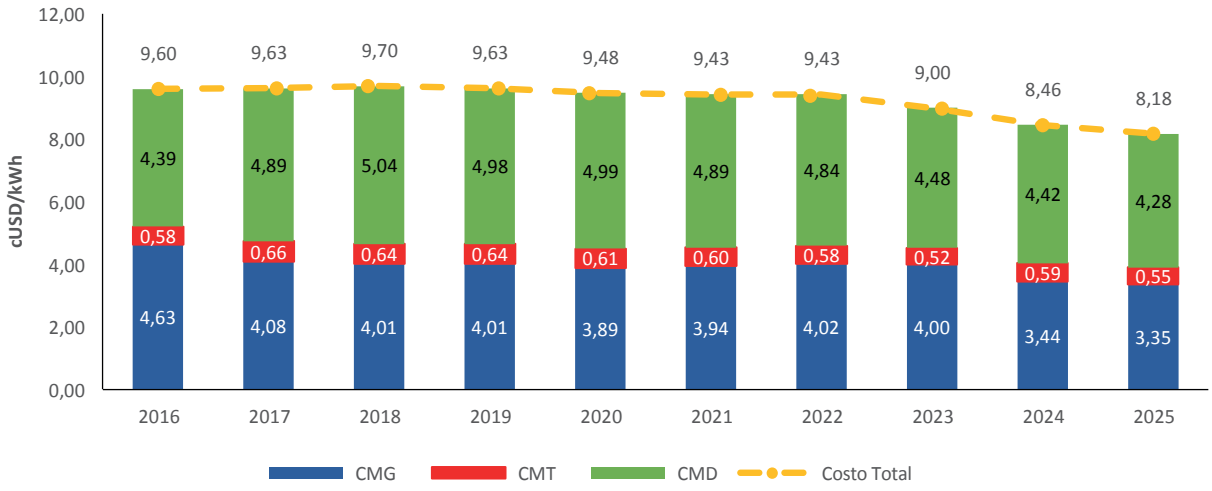


Figura Nro. 7-34: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Matriz Productiva

En la figura se observa una tendencia decreciente de los costos del servicio, que es comparable con la tendencia creciente en venta de energía eléctrica. El importante crecimiento de las ventas responde a la inclusión de la demanda de las industrias básicas, las cuales para el año 2025 llegarán a representar el 28,69% de las ventas totales.

Lo anteriormente descrito, afecta de manera directa, también al precio medio aplicado, puesto que las tarifas se mantienen fijas y la energía crece, la relación, año a año, va disminuyendo.

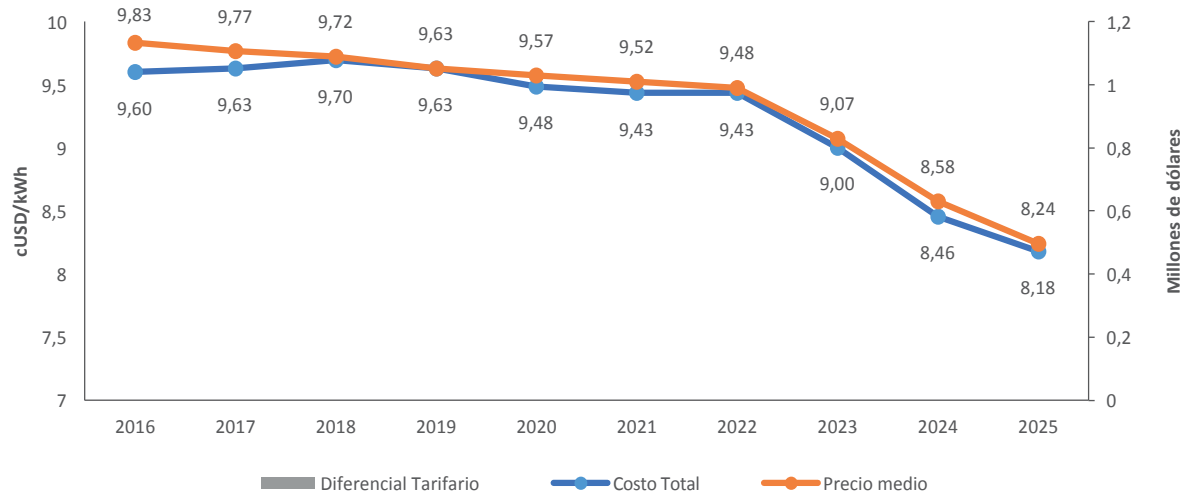


Figura Nro. 7-35: Costo total del servicio, precio medio y diferencial tarifario - caso matriz productiva

Finalmente, se estima que no existirá diferencial tarifario en el periodo de análisis, bajo las políticas establecidas y utilizadas para este análisis.





A

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL



A.1 Aspectos relevantes en la Integración

A.1.1 Visión de la Integración Energética

La integración energética regional es un proceso que busca aprovechar las potencialidades económicas y productivas de los países en forma conjunta, y reconoce la importancia estratégica de transar ciertos bienes, a fin de abrir caminos comunes para generar nuevas oportunidades, bajo las características del escenario global actual.

Los países de América Latina y el Caribe cuentan con recursos energéticos abundantes y diversos que incluyen: petróleo, gas natural, carbón y fuentes renovables de energía, entre los cuales se destaca un gran potencial hidroeléctrico. Estos recursos no se encuentran igualmente distribuidos en la región; sin embargo, esta particularidad brinda la oportunidad para que se desarrollen flujos de comercio intrarregional con perspectivas para la integración.

Hasta el momento, gran parte de la integración energética en la región se ha limitado a interconexiones físicas para comercio de combustibles y de energía eléctrica. Sin embargo, los grandes beneficios económicos de la integración se obtendrán al permitir el comercio de energía y no solo de mercancías; para ello, es necesario un desarrollo armónico de los países en cuanto a la infraestructura del sector energético así como del marco normativo correspondiente.

En este contexto, varias iniciativas de los organismos como: la Comunidad Andina (CAN), la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), entre otros, han permitido que la integración de los mercados de gas y electricidad se desarrollen paulatinamente en América del Sur; mediante reformas de los sectores de electricidad e hidrocarburos que abrieron las puertas para el desarrollo de proyectos como gasoductos internacionales y de líneas de interconexión eléctrica. En lo concerniente al proceso de integración eléctrica, considerando las diferentes experiencias de cada uno de los países de la región, se destaca que la integración eléctrica regional es un proceso que involucra la operación combinada de los sistemas (eléctricos de potencia), así como el apoyo a políticas orientadas a la armonización de las regulaciones del sector eléctrico.

Con base a lo expuesto, la integración eléctrica permitirá el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos disponibles, dando como resultado el incremento en la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía. Para alcanzar este objetivo, es necesario que el intercambio energético sea establecido bajo preceptos de cooperación y complementariedad, con un marco normativo común, con el fin de que se generen beneficios para todos los actores bajo condiciones equilibradas y justas.

Entre las principales ventajas a ser obtenidas por los países con la integración, se puede señalar las siguientes:

- Incrementar la seguridad en el suministro
- Uso de los recursos naturales de forma conjunta
- Incremento en la calidad de servicio
- Eficiencia en las inversiones
- Aprovechamiento de economías de escala
- Menor impacto ambiental

Finalmente, la obtención de los beneficios del proceso de integración eléctrica radica en un alto nivel de voluntad política de las partes, aspecto que generará directrices homogéneas y vinculantes para que la integración sea categorizada con la misma prioridad en los diferentes países, produciendo acciones comunes que tiendan a la instalación de un mercado regional de energía eléctrica.

A.1.2 Políticas Energéticas para el Sector Eléctrico

El sector eléctrico ecuatoriano, al tener un rol estratégico y protagónico en la economía del país, tiene como responsabilidad cumplir con una planificación integral en base a los grandes intereses nacionales. En este sentido, la Constitución de la República, el Plan Nacional de Desarrollo[30] y la Agenda Nacional de Energía 2016-2040, han definido políticas energéticas, las cuales deben ser observadas y aplicadas en el ámbito de la integración regional.

Entre las políticas más relevantes se citan:

- Velar que las directrices nacionales en materia energética contribuyan al cumplimiento de los acuerdos internacionales asumidos por el Ecuador.

- Impulsar el intercambio de aquellos bienes y servicios energéticos que contribuyan a los procesos de integración y a la generación de oportunidades comunes de manera sostenida y en beneficio de sus poblaciones.

- Contribuir al cumplimiento de los acuerdos internacionales y promover una participación activa del país en el campo eléctrico e Hidrocarburífero dentro de los organismos supranacionales.[31]

- Garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a través del desarrollo de los recursos energéticos locales e impulsar los procesos de integración energética regional, con miras al uso eficiente de la energía en su conjunto.

- Implementar planes y programas que permitan hacer un uso adecuado y eficiente de la energía eléctrica.

Lo antes señalado se encuentra sustentado en el Artículo 416 de la Constitución de la República del Ecuador, el cual señala que, "Las relaciones del Ecuador con la comunidad internacional responderán a los intereses del pueblo ecuatoriano, al que le rendirán sus responsables y ejecutores"; y, por tanto, entre otros aspectos proclama la independencia e igualdad jurídica de los Estados; e, impulsa prioritariamente la integración política, cultural y económica de la Región Andina, de América del Sur y Latinoamérica.

Asimismo, el Artículo 423 de la Carta Magna preceptúa que, "La integración, en especial con los países de Latinoamérica y el Caribe, será un objetivo estratégico del Estado. En todas las instancias y procesos de integración, el Estado ecuatoriano se comprometerá a:

- *Impulsar la integración económica, equitativa, solidaria y complementaria; la unidad productiva, financiera y monetaria; la adopción de una política económica internacional común; el fomento de políticas de compensación para superar las asimetrías regionales; y, el comercio regional, con énfasis en bienes de alto valor agregado.*

- *Promover estrategias conjuntas de manejo sustentable del patrimonio natural, en especial la regulación de la actividad extractiva; la cooperación y complementación energética sustentable; la conservación de la biodiversidad, los ecosistemas y el agua; la investigación, el desarrollo científico y el intercambio de conocimientos y tecnología; y, la implementación de estrategias coordinadas de soberanía alimentaria.*

- *Fortalecer la armonización de las legislaciones nacionales con énfasis en los derechos y regímenes laboral, migratorio, fronterizo, ambiental, social, educativo, y de salud pública, de acuerdo con los principios de progresividad y no de regresividad.*

- *Proteger y promover la diversidad cultural, el ejercicio de la interculturalidad, la conservación del patrimonio cultural y la memoria común de AméricaV Latina y del Caribe, así como la creación de redes de comunicación y de un mercado común para las industrias culturales.*

- *Favorecer la consolidación de organizaciones de carácter supranacional conformadas por Estados de América y del Caribe, así como la suscripción de tratados y otros instrumentos internacionales de integración regional."*

Por otra parte, en el Tercer Suplemento del Registro Oficial No. 418 del 16 de enero de 2015, se promulgó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPEE–, la cual a través de su artículo 45 establece que, las interconexiones internacionales de electricidad serán permitidas de

30 Plan Nacional del Buen Vivir
31 Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC), Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) Comunidad Andinas de Naciones (CAN), entre otros.

acuerdo con las disponibilidades y necesidades del sector eléctrico y estarán sujetas a la Constitución de la República del Ecuador, los tratados e instrumentos internacionales y a las regulaciones que se dicten para el efecto. Por tal motivo, la norma antes mencionada dispone que sea el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable el encargado de definir las políticas en materia de interconexiones internacionales.

A.1.3 Evolución de la Normativa Supranacional para el Intercambio de Electricidad

En el ámbito de la integración eléctrica, los representantes de los países miembros de la Comunidad Andina –CAN- promulgaron en diciembre de 2002 la Decisión CAN 536, mismas que se logró en base a la consecución de hitos relevantes, entre ello:

- *"Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica"; suscrito en la reunión de Cartagena de Indias (Colombia), el 22 de septiembre de 2001.*

- *"Propuesta de Armonización de Marcos Normativos – noviembre 2001"; preparada por los Organismos Reguladores de electricidad de los países miembros; en las reuniones de Quito (Ecuador) y Caracas (Venezuela), de diciembre de 2001 y enero 2002, respectivamente.*

- *"Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica"; suscrito el 19 de abril de 2002 en Quito.*

Acorde con lo dispuesto en la Decisión CAN 536, se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad –CANREL-, como órgano encargado de velar por la aplicación de la Decisión CAN 536 en la región.[32]

En marzo de 2003 se creó el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR), una instancia técnica conformada por representantes de los organismos reguladores, a quienes se les encargó analizar y elaborar propuestas conducentes a la armonización regulatoria para aplicar la Decisión CAN 536.[33]

Con base en la referida norma supranacional, se realizaron intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia por siete años, desde marzo de 2003. El 11 de mayo de 2009, en la XI Reunión del CANREL, los delegados de los Países Miembros, considerando que es necesario analizar y modificar los lineamientos establecidos en la norma supranacional para que pueda desarrollarse efectivamente un mercado regional de energía eléctrica, mostraron interés en la revisión de la Decisión CAN 536 y propusieron suspender dicha norma supranacional transitoriamente por un período de hasta dos años, generando para el efecto un régimen transitorio que sea aplicable a las transacciones existentes entre Ecuador y Colombia.

La Comisión de la Comunidad Andina en reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 4 de noviembre de 2009, aprobó la Decisión CAN 720, publicada el 5 de noviembre de 2009 en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena; la cual, entre los principales aspectos, estableció la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un período de dos años y definió un régimen transitorio aplicable a las transacciones entre Ecuador y Colombia, en el que se determinó un tratamiento diferenciado para los precios de los mercados internos y los precios de oferta de exportación de cada país y la asignación equitativa de las rentas de congestión entre el país importador y el país exportador.

Como consecuencia de los análisis efectuados al interior del GTOR y considerando la existencia de una nueva realidad del sector eléctrico al interior de cada uno los Países Miembros, en la XXIII Reunión de GTOR, realizada el 9 de diciembre de 2010, se acordó solicitar a CANREL extender a Perú las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador y, en paralelo, continuar con el análisis de los principios de la Decisión CAN 536 para avanzar en la definición de un sistema que contemple la aplicación de diversos modelos para realizar en el futuro interconexiones de los sistemas eléctricos en la subregión e intercambios de electricidad intracomunitarios.

32 Reglamento aprobado en Bogata el 18 de Junio de 2003
33 Reglamento aprobado en La Paz el 16 de Mayo del 2003

Desde la aprobación de la Decisión CAN 720, las delegaciones de los países miembros han realizado varias reuniones para analizar los lineamientos de la Decisión CAN 536 con el fin de establecer los nuevos criterios para afianzar la integración eléctrica regional. En la reunión de Ministros y Altas Autoridades encargadas del sector eléctrico de los países miembros de la Comunidad Andina y de la hermana República de Chile, realizada en Galápagos el 2 de abril de 2011, se acordó solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión CAN 720 hasta que se adopte una Decisión final sobre la revisión del marco general de la Decisión CAN 536, así como la opción de suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

Con base a lo solicitado por los Ministros y Altas Autoridades, en la XXVI Reunión del GTOR se acordó presentar para la consideración del CANREL una normativa andina sobre la vigencia de la Decisión CAN 536, misma que incluye, entre otros aspectos, los regímenes transitorios para Colombia - Ecuador y para Ecuador - Perú, en tanto se adopte una normativa común que rija los intercambios de electricidad.

El CANREL, en su XIII Reunión Ordinaria, realizada el 11 de agosto de 2011, recomendó prorrogar el plazo de suspensión, revisar la Decisión CAN 536 y aprobar los regímenes transitorios para Colombia - Ecuador y para Ecuador - Perú. En tal sentido, la Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 22 de agosto de 2011, aprobó la Decisión CAN 757 y se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena; la misma que se refiere a la vigencia de la Decisión CAN 536, la cual establece dos anexos transitorios para los intercambios de electricidad entre Colombia - Ecuador; y, Ecuador - Perú; adicionalmente, se mantiene la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un lapso de dos años.

Los señores Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la iniciativa denominada "Sistema de Interconexión Eléctrica Andina - SINEA", acordaron implementar acciones sobre los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional; aspectos expresados en las reuniones efectuadas en: Lima - Perú (25 de febrero de 2011); Galápagos – Ecuador (2 de abril de 2011); Lima – Perú (22 de julio de 2011); Bogotá – Colombia (15 de noviembre de 2011); y, Santiago – Chile (27 de septiembre de 2012).

Considerando los acuerdos obtenidos los señores Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en la XIV Reunión del CANREL, realizada en Santiago de Chile el 26 de septiembre de 2012, acordaron articular y complementar los procesos de la iniciativa SINEA y las discusiones para estructurar un nuevo marco general para la integración de los mercados de electricidad de la Comunidad Andina y Chile.

El 27 de septiembre de 2012, en Santiago de Chile, los señores Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la iniciativa SINEA, aprobaron iniciar dos estudios, financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo –BID-, uno de Armonización Regulatoria y otro de Planificación de la Infraestructura de Transmisión.[34]

Como resultado de los acuerdos obtenidos en el marco del SINEA, el GTOR en su XXVIII Reunión Ordinaria, celebrada el 25 y 26 de febrero de 2013, recomendó prolongar la suspensión de la Decisión 536 hasta contar con los resultados del estudio sobre Armonización Regulatoria (a ser desarrollados en el marco de la iniciativa SINEA); adicionalmente, incluir en las disposiciones de la Decisión 757 que, los operadores de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia definan las causales de modificación al redespacho por razones de emergencia y seguridad.
Tomando en consideración la recomendación del GTOR, en la XV Reunión del CANREL efectuada el 8 de mayo de 2013, se acordó prorrogar el plazo de suspensión de la Decisión 536 hasta el 31 de agosto de 2016, disponiendo además que los operadores de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia, bajo las instrucciones de sus organismos reguladores, incluyan las causales de emergencia y seguridad para la realización de operaciones de redespacho.

34 Planificación y estudio de factibilidad de la insfraestructura de integración eléctrica de los paises andinos.

Dados los antecedentes mencionados, el 17 de junio de 2013 se publicó la Decisión 789 en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, la misma que en su Artículo 1 dispone que, con excepción del Artículo 20, se mantiene la suspensión la Decisión 536 hasta el 31 de agosto de 2016; y, a través del Artículo 2 dispone que los reguladores de Ecuador y Colombia instruirán a los operadores, incluyan como únicas causales de redespacho, en los respectivos acuerdos operativos, las situaciones de emergencia y seguridad.

Con base en lo expuesto, los grupos de trabajo en el marco de la CAN realizaron las acciones pertinentes a fin de elaborar un nuevo proyecto de normativa, en tal sentido, en reunión del 23 de agosto de 2016, los representantes de los organismos reguladores en electricidad del CANREL culminaron la elaboración del proyecto de Decisión denominado *"Marco Regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio comunitario de electricidad".*

Sin embargo, en la reunión del CANREL del 24 de agosto de 2016, la Delegación de Perú solicitó un plazo adicional para poder revisar el proyecto de Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad propuesto por los representantes de los organismos reguladores en electricidad de dicho Comité.

Por lo citado en el párrafo anterior y considerando la vigencia establecida en la Decisión 789, la Comisión de la Comunidad Andina, con fecha 29 de agosto de 2016, expidió la Decisión 811, misma que dispone extender el plazo de suspensión de la Decisión 536 dispuesto por el artículo 1 de la Decisión 789, hasta el 28 de febrero de 2017.

Adicionalmente, la norma supranacional también establece que, los países miembros podrán presentar los comentarios y observaciones sobre el proyecto de Decisión de Marco Regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio comunitario de electricidad, hasta el 30 de noviembre de 2016.

A.1.4 Impacto de la Normativa Supranacional en los Intercambios de Electricidad

Con base a lo dispuesto en la Decisión CAN 536, Ecuador y Colombia han realizado intercambios efectivos de electricidad desde el 1 de marzo de 2003, con beneficios en el ámbito técnico y económico para los dos países miembros. Sin embargo, considerando los resultados obtenidos en los primeros años de las transacciones entre ambos países, Ecuador advirtió en el año 2007 la existencia de un desequilibrio económico y motivó un análisis de los aspectos técnicos y económicos que estarían produciendo barreras al desarrollo de las interconexiones eléctricas regionales.

Considerando los aspectos de detalle a nivel técnico y económico expuestos por el Ecuador en el seno del GTOR, las delegaciones de los Países Miembros acordaron en la X Reunión del CANREL, realizada el 3 de diciembre de 2008, que las Rentas de Congestión, sean asignadas en partes iguales, 50 % al exportador y 50 % al importador, sin afectar a la demanda del país exportador; además, los Países Miembros de la Comunidad Andina también acordaron que no existirá una discriminación en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos en cada país, excepto para la oferta de electricidad, en el cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda extranjera.
Por otra parte, y como ya se ha mencionado, en la reunión de los Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector de energía de los países de la Comunidad Andina y Chile, realizada en Galápagos en abril de 2011, se acordó solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión 720, así como para que se puedan suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, los nuevos lineamientos han obligado la elaboración de nuevos preceptos normativos, mismos que han sido integrados en la Decisión CAN 757, y los cuales han determinado que los países miembros procedan a armonizar su normativa interna.

Los principales aspectos técnicos y económicos de la armonización regulatoria se muestran en los siguientes numerales.

A.1.4.1 Marco Normativo Para el Intercambio de Electricidad entre Ecuador – Colombia

El marco normativo que rige los intercambios de energía entre Ecuador y Colombia ha sido expedido tanto por el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC (actualmente ARCONEL) y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, organismos que representan a los reguladores de Ecuador y Colombia, respectivamente. Esta normativa comprende los siguientes documentos: Resoluciones CREG 04 de 2003; CREG 096 de 2008; CREG 160 de 2009, incluyendo todas sus reformas; y, Regulación No. CONELEC 004/10 expedida en el 2010, con sus reformas.

Con base a lo citado, el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se efectúa conforme a las siguientes reglas fundamentales, contenidas en el Anexo I de la Decisión CAN 757:

1. No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos de cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda externa.

2. Se garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.

3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.

4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.

5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces, elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.

6. Colombia y Ecuador asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad con precios y tarifas que reflejan costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.

7. Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipulaciones en los contratos para los mercados nacionales. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la presente Decisión.

8. Colombia y Ecuador permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.

9. Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.

10. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50 % para el sistema importador y el 50 % para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.

11. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

A.1.4.1.1 Exportación de Ecuador a Colombia [35]

Para efecto de las exportaciones de Ecuador hacia Colombia, el Operador colombiano estima horariamente una curva escalonada de Precios de Oferta para cada Nodo Frontera definido para la importación de Colombia (Curva de escalones PONEQX,i), la cual refleja un precio por cada valor QX, igual al precio de bolsa que se obtiene al ejecutar el proceso de optimización para cubrir la energía adicional, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de intercambio del enlace internacional. Cada escalón PONEQxi de la curva debe incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo o frontera de exportación.

Mediante un procedimiento automático se determina la activación o no de una Transacción Internacional de Electricidad de Corto Plazo (TIE), comparando el Precio Máximo para Importación y la Curva de Precios de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de éstos los cargos asociados con la generación, aplicables en el mercado colombiano y el correspondiente Costo Equivalente en Energía (CEE).

La expresión utilizada es la siguiente:

$$\frac{PI_{K1} - (PONE_{QXEi} + CEE + Cargos\ G)}{PONE_{QXEi} + CEE + Cargos\ G} * 100 > Umbral$$

donde:

PI_{K1}	Precio Máximo de Importación Colombiano para la hora k.
$PONE_{QXFi}$	Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera.
CEE	Costo Equivalente en Energía.
Cargos G	Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia.
Umbral	Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utilizará para decidir una importación a través de las TIE.

En el caso de que Colombia active una importación desde Ecuador, el operador ecuatoriano realizará el despacho económico programado considerando la demanda a servir a través del enlace internacional, que fuera comunicada por el sistema importador, de manera que éste a su vez realice su programación considerando las cantidades a importar.

A.1.4.1.2 Exportación de Colombia a Ecuador

La comparación de precios para decidir una importación de electricidad para Ecuador mediante una transacción internacional de corto plazo, debe ser realizada en los nodos frontera previamente definidos.

La comparación de precios se realizará en un único nodo del enlace internacional, para lo cual se considerarán las pérdidas asociadas a dicho enlace, para llevar el precio a un solo nodo frontera, que en este caso será el nodo frontera del país importador.

35 Resoluciones CREG 04 de 2003, CREG 096 de 2008 y CREG 160 de 2009, y; sus reformas.
Regulación CONELEC 004/10.

La decisión del operador ecuatoriano se tomará con base a lo siguiente:

$$\text{Si: } \left|POI - P_{Umbral}\right| > POE$$

donde:

POI:	Precio de oferta del Ecuador para importar.
POE:	Precio de oferta del otro país para exportar.
PUmbral:	Precio umbral.

Si de la comparación efectuada en el nodo frontera de importación, el resultado indica que las transacciones se activan en los dos países en sentidos contrarios, es la señal para que los intercambios no se realicen.

Ecuador como país importador, en función de la comparación de precios efectuada previamente, realizará el despacho económico programado con la oferta disponible en el enlace internacional, determinará las cantidades a importar y las comunica al sistema exportador, de manera que éste a su vez realice su programación considerando las cantidades a exportar.

Para la formación de la curva de oferta que sirve para determinar el precio de oferta de importación, el CENACE debe considerar todos los cargos asociados con la entrega de la electricidad en el nodo frontera cuyos componentes son los siguientes:

• CMCPint-ext: Costo horario de energía de la última planta requerida para satisfacer la demanda nacional más demanda internacional dentro del Despacho Económico Coordinado.

• CEP: Costo equivalente de potencia que corresponde a una demanda.

• CGOFDCS: Sobrecosto de generación obligada y forzada por requerimientos de demanda interna, calidad del servicio y seguridad del sistema ecuatoriano.

• CGSDIE: Sobrecosto de generación que considera el abastecimiento de la demanda nacional y la demanda internacional.

• CGOFENL: Sobrecosto de generación obligada y forzada asociada a la exportación a través del enlace internacional.

• CRAP: Costo de reserva adicional de potencia.

• CRSF: Costo de reserva para regulación secundaria de frecuencia.

• CAPTV: Costo de arranque - parada de unidades turbo – vapor.

• CTCF: Costo fijo de transmisión.

• CCENACE_D: Costo de los servicios que presta el CENACE, asociados con la demanda.

• CPERDIDAS: Costo de las pérdidas del Sistema Nacional Interconectado, asociadas al enlace internacional.

• Impuestos y tasas aplicables a la transacción.

A.1.4.1.3 Intercambios por Seguridad

Para el caso de Colombia, en las TIE se realizan intercambios de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica en cualquiera de las siguientes condiciones:

1. Cuando exista capacidad remanente en el enlace internacional.

2. Cuando no se haya programado una TIE por el enlace internacional.

En todos los casos, la programación de una importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir en el despacho programado un recurso con precio de oferta igual al precio de oferta en el nodo frontera del país exportador, y con disponibilidad igual al menor valor entre la cantidad dispuesta para exportación por parte del país exportador y la capacidad remanente del enlace.

En caso de que el sistema ecuatoriano requiera generación por seguridad, calidad de servicio o por emergencia, a través del enlace internacional, será posible realizar tal transferencia considerándola como un caso de excepción de una importación de electricidad.

En este caso no se requerirá efectuar la comparación de precios en los nodos frontera, puesto que ingresará al sistema eléctrico ecuatoriano como una generación forzada u obligada, aplicándole el concepto de lo establecido en la Regulación vigente sobre restricciones e inflexibilidades operativas y pagándose con el precio correspondiente a la oferta de esa generación de seguridad, por cada bloque de energía solicitado.

A.1.4.1.4 Asignación de Pérdidas de Transmisión

Para efectos de la liquidación y facturación de una exportación, las pérdidas asociadas con el enlace internacional las asume la demanda del país importador.

A.1.4.1.5 Asignación de Rentas de Congestión

Las rentas de congestión son originadas por la diferencia de precios en los nodos frontera y de conformidad con lo establecido en la Decisión CAN 757, dichas rentas son asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir 50 % para el sistema importador y 50 % para el sistema exportador.

En tal sentido, el mercado colombiano al realizar las exportaciones de electricidad, los recursos de las rentas que correspondan al sistema importador serán considerados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC-. La demanda internacional de despacho económico coordinado participa también de esta asignación, en proporción a la energía importada por el sistema eléctrico que la representa a través de los enlaces internacionales. El ASIC considerará estos recursos como un saldo a favor del sistema importador.

Por otra parte, en el caso de una exportación desde el mercado ecuatoriano, el 50 % de las rentas de congestión será asignada a la Corporación Eléctrica del Ecuador EP -CELEC-EP-, para que sean usadas para la expansión en las actividades de generación y transmisión y el 50 % que le corresponde a la demanda internacional será descontado por el CENACE al mercado importador en la respectiva factura.

De la misma forma, para una importación del mercado ecuatoriano, las rentas de congestión que correspondan al mercado importador, serán asignadas a los distribuidores en forma proporcional a su demanda comercial del período al que corresponden esas rentas de congestión y servirán para cubrir futuros pagos correspondientes a las garantías semanales por importación de electricidad.

A.1.4.1.6 Coordinación de los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Colombia

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, las TIE´s entre Colombia y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas primeramente en la Decisión CAN 536, que ahora han sido plasmadas en la Decisión CAN 757 cuya vigencia se encuentra extendida hasta el año 2017. En resumen, los intercambios de electricidad establecidos para el día siguiente y de emergencia, serán realizados por los operadores de los mercados de los países, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. –XM- en Colombia y el Operador Nacional de Electricidad –CENACE- en Ecuador, con el objetivo de minimizar los costos operativos en ambos mercados sujeto a la restricción de capacidad de la interconexión. Los agentes individuales siguen operando en sus respectivos mercados y, en la actualidad, no se han suscrito contratos financieros para compraventa de energía entre agentes de ambos países.

En la siguiente figura se ilustra el esquema general establecido para la operación de las TIE Colombia – Ecuador.

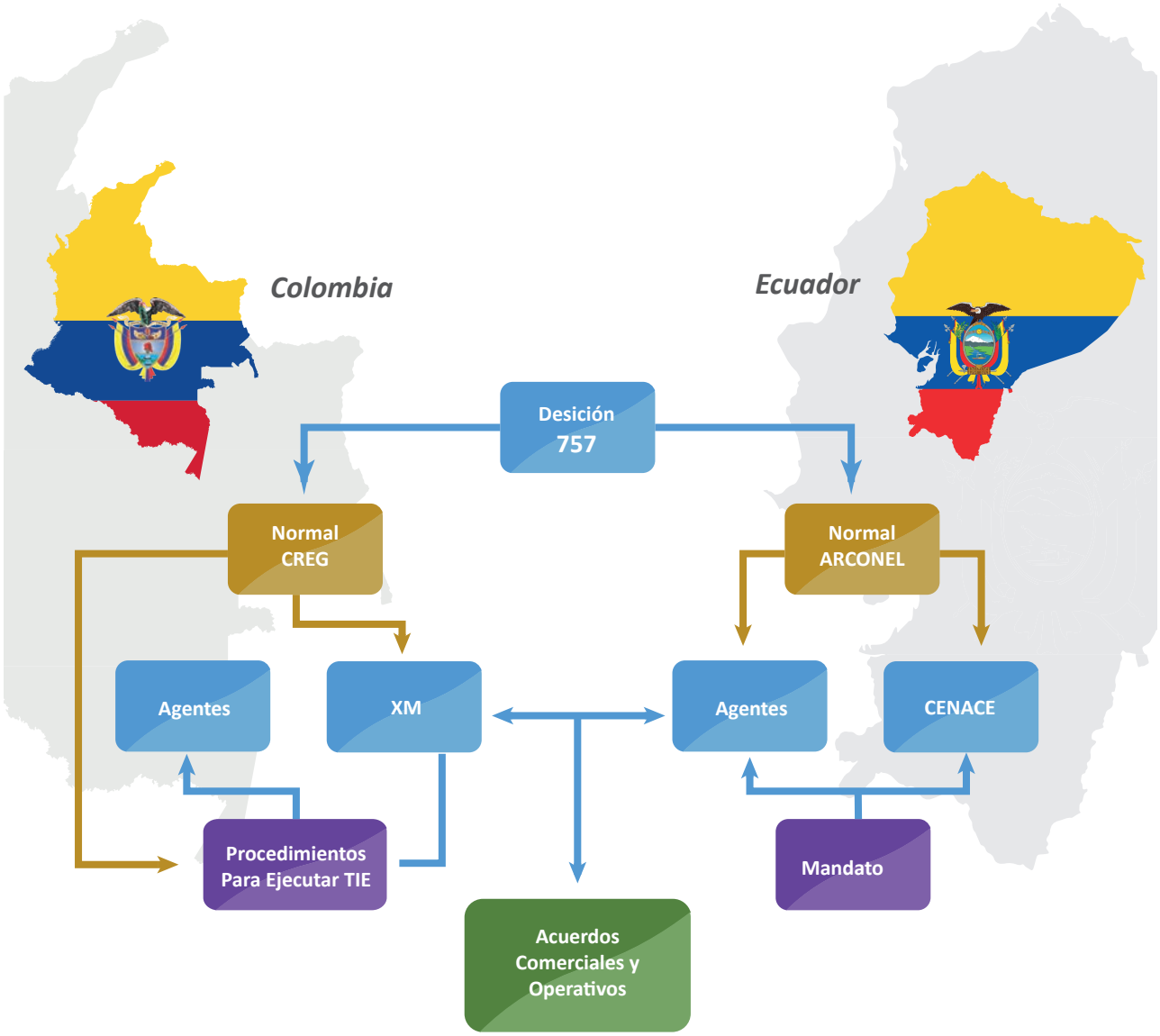


Figura Nro. A-1: Esquema de las TIE Colombia – Ecuador

A.1.4.2 Marco Normativo para el Intercambio de Electricidad entre Ecuador – Perú

En lo referente a los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador, las reglas generales están contenidas en el Anexo II de la Decisión 757, las que han permito la elaboración de normas complementarias en cada país, en el caso peruano se ha expedido el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757, el cual ha sido publicado en el Registro Oficial "El Peruano". Por su parte, la normativa aplicable en el caso ecuatoriano ha ido actualizándose a fin de facilitar los intercambios de electricidad entre ambos países, en tal sentido la Regulación No. ARCONEL 002/15, expedida en el año 2015, establece los lineamientos técnicos y comerciales a ser cumplidos por el Operador Nacional de Electricidad -CENACE-, el Agente Habilitado y los demás agentes involucrados, para efectuar los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, en aplicación a las disposiciones establecidas en la normativa supranacional expedida por la CAN.

Por lo expuesto, el intercambio intracomunitario de electricidad entre Perú y Ecuador se efectúa conforme a los lineamientos contenidos en el Anexo II de la Decisión CAN 757, los cuales de forma general citan lo siguiente:

1. Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador, aplicando como base:

a) Los excedentes de potencia y energía serán determinados por los operadores de cada país, y serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada uno de ellos, sobre la base de la normativa interna de cada país.

b) Los intercambios de electricidad no se basan en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas.

2. El intercambio de electricidad se realizará mediante contratos bilaterales de suministro entre los Agentes autorizados por las entidades que designen Ecuador y Perú, hasta el límite de la capacidad de transmisión que establezcan los operadores de los sistemas eléctricos. Para tal efecto, se tomará en cuenta lo siguiente:

a) En el caso de Perú, se entiende por Agentes peruanos a los Generadores, los Distribuidores y los Usuarios Libres, conforme a su marco legal interno.

b) En el caso de Ecuador, se entiende por Agentes ecuatorianos a los definidos conforme a su marco normativo interno.

c) El suministro de electricidad, a través de los contratos bilaterales, tendrá el carácter de interrumpible, para lo cual, el operador del sistema exportador considerará el abastecimiento a su demanda, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia de su sistema.

d) La demanda asociada a los contratos bilaterales no requiere respaldo en potencia ni energía firme.

e) Los contratos bilaterales podrán contar con mecanismos de garantía de pago y los esquemas de pago, que sean acordados por los Agentes.

f) En los contratos bilaterales que suscriban los Agentes se podrán estipular mecanismos de solución de controversias, al amparo de las normas que rigen la Comunidad Andina, o a través de un proceso arbitral.

g) Los precios en los contratos bilaterales serán estipulados por acuerdo entre los Agentes intervinientes.

Ecuador y Perú permitirán la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países, conforme a los marcos bilaterales contenidos en la Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la Decisión. Dichos agentes deberán estar habilitados para realizar operaciones de importación o exportación de electricidad de acuerdo con la legislación interna de sus respectivos países.

1) El tratamiento interno de los intercambios de electricidad en la programación y operación del despacho económico, debe considerar las decisiones de importación y exportación reportadas por los Agentes contratantes, para lo cual cada país expedirá la normativa que corresponda.

2) La demanda asociada a los intercambios de electricidad no se tomará en cuenta para la determinación de: a) los costos marginales de los sistemas; b) la máxima demanda del sistema exportador; y, c) las tarifas aplicables a los consumidores del sistema exportador.

3) El Agente exportador asumirá, internamente en su país, los costos marginales de su sistema, más todos los costos asociados al intercambio de electricidad, entre los cuales se consideran los siguientes:

a) Los costos adicionales de las unidades que operaron para atender la energía exportada.

b) Los costos por servicios complementarios e inflexibilidades operativas asociados a la exportación.

c) Los cargos regulados como peajes u otros que correspondan.

d) Un cargo por capacidad para la exportación, según se determine en la normativa interna de Ecuador y Perú.

4) Cuando se requiera utilizar el sistema eléctrico de Ecuador o Perú como tránsito y exista la factibilidad técnica para atender un contrato con un Agente de un tercer país, el Agente exportador deberá pagar al país de tránsito por los conceptos a que hacen referencia los literales b y c del numeral 3 antes descrito.

a) Esta operación no obligará al país de tránsito a suplir la energía no entregada por el país exportador, ni afectará a su mercado interno.

b) El país de tránsito no podrá utilizar esta energía para cubrir su demanda interna.

5) El Agente exportador peruano no asumirá el cargo por potencia regulado asociado a la energía exportada. Al Agente exportador ecuatoriano no se le asignará pago por potencia asociado a la energía exportada.

6) El Agente importador asumirá, internamente en su país, los cargos determinados regulatoriamente, como potencia, peajes u otros que correspondan.

7) El Agente importador peruano, en el caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores, sólo cuando se trate de situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna.

8) Los operadores de los respectivos sistemas se comunicarán recíprocamente sobre las situaciones de emergencia o restricciones técnicas que se produzcan en sus sistemas y que puedan afectar a los intercambios de electricidad.

A.1.4.2.1 Coordinación de los Sistemas Eléctrico de Ecuador y Perú

El Operador Nacional de Electricidad –CENACE- y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional –COES-, que fungen como operadores en Ecuador y Perú respectivamente, realizan el despacho económico de los recursos de generación, para el efecto se considera únicamente los excedentes de energía y la demanda internacional, en los extremos del enlace. Los intercambios de electricidad entre ambos países, se realizan una vez acordado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia con recursos de generación propios de cada país.

Para la exportación de electricidad por parte del Ecuador, una vez abastecida la demanda nacional, el operador establece por bloques de demanda, la capacidad máxima de transferencia en el enlace, definida por los estudios eléctricos. En caso de que las condiciones operativas del sistema ecuatoriano afecten la disponibilidad de excedentes, el operador está facultado a efectuar una reprogramación de la exportación.

La liquidación comercial de los contratos bilaterales, es realizada por el Agente Habilitado, para lo cual cuenta con el apoyo del operador. Para este efecto, en el caso ecuatoriano, el CENACE remite periódicamente la información operativa que requiera el Agente y participa en el análisis de los intercambios resultantes del contrato bilateral.

De acuerdo a lo expuesto, los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas en la Decisión CAN 757, misma que marca un hito importante desde el 2011, la cual establece el marco de referencia para las transacciones internacionales de electricidad entre ambos países Andinos. En resumen, éstas consisten en intercambios establecidos por medio de contratos bilaterales entre agentes habilitados de ambos países, los cuales se basan en excedentes de energía y potencia de los sistemas.

En la siguiente figura se ilustra el esquema general para la realización de los intercambios de electricidad entre Perú – Ecuador.

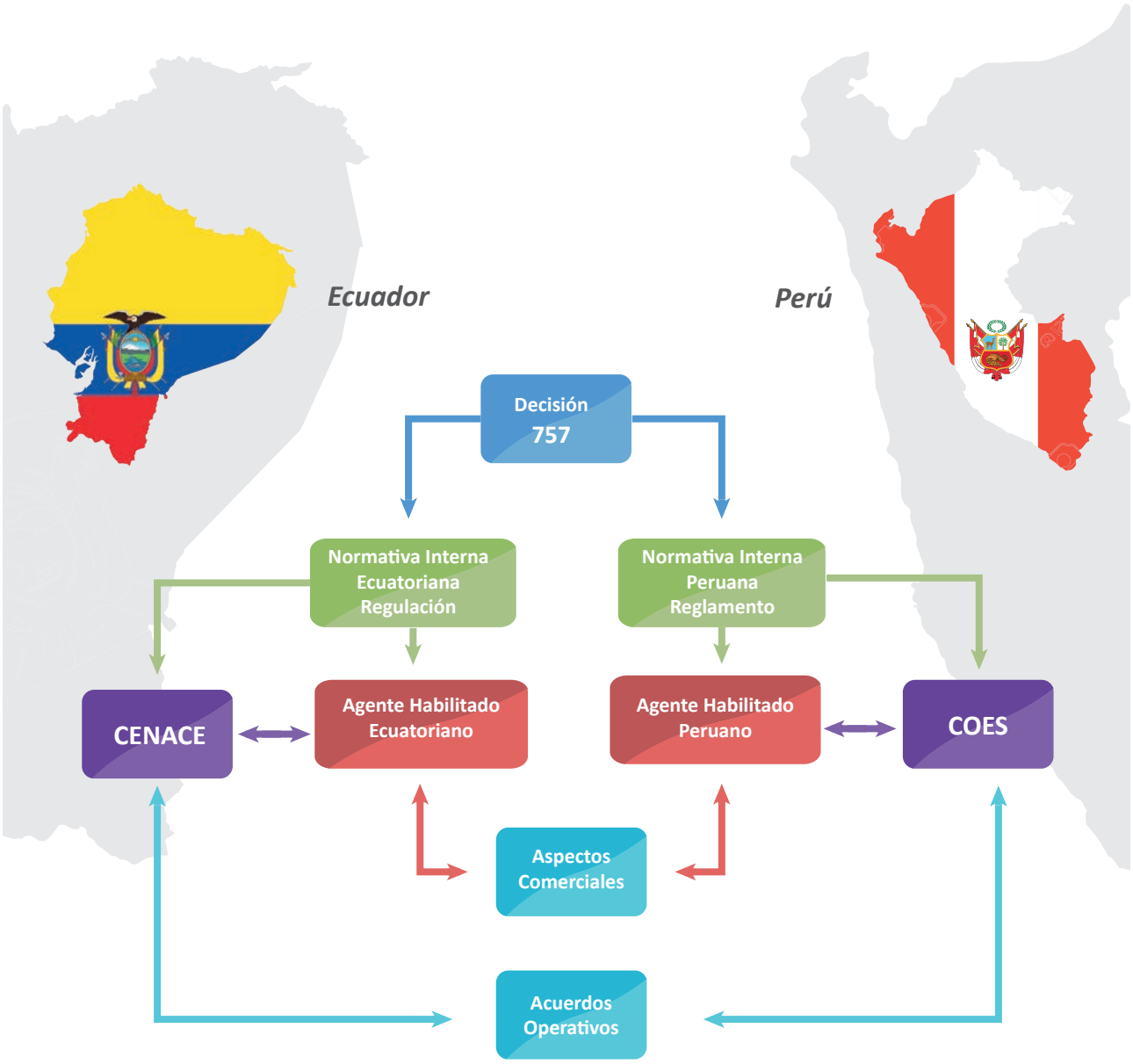


Figura Nro. A-2: Esquema para los intercambios de electricidad Perú – Ecuador

A.2 Intercambios de Electricidad

A.2.1 Características de la Infraestructura Usada para los Intercambios de Electricidad

A.2.1.1 Infraestructura a Nivel de Sistemas de Transmisión

Las transacciones de energía a nivel de los sistemas de transmisión de Ecuador y Colombia se iniciaron a partir de 1999, con la interconexión de las subestaciones Tulcán (Ecuador) y Panamericana (Colombia) por medio de una línea de transmisión 138 kV, para el suministro de energía desde Colombia por un problema de déficit energético en el sistema ecuatoriano.

En junio de 2001, las autoridades de los sectores eléctricos de Ecuador, Colombia y Perú, se reunieron para analizar la factibilidad de interconexión de los sistemas eléctricos de transmisión de los tres países.

De conformidad a los compromisos adquiridos, las empresas de transmisión TRANSELECTRIC de Ecuador e ISA de Colombia, firmaron un convenio

para la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de doble circuito, entre las subestaciones Pomasqui en Quito y Jamondino en Pasto, la misma que permitiría transferencias de potencia del orden de los 250 MW entre los dos sistemas.

Igualmente, Ecuador y Perú realizaron estudios eléctricos para analizar la factibilidad de interconexión entre los sistemas ecuatoriano y peruano, con una línea de transmisión de 230 kV de doble circuito, que interconecte las subestaciones de transmisión Machala en Ecuador y Piura en el Perú. Considerando las características topológicas y técnicas de los sistemas, se determinó la conveniencia de implementar un enlace asincrónico tipo "back to back" en corriente continua, el que se haría en tres etapas: la primera etapa, contempló la construcción de la línea de transmisión con un solo circuito para la operación radial de los sistemas; la segunda etapa, adecuar las instalaciones de transmisión de los dos países para la operación asincrónica de los sistemas; y la tercera etapa, el montaje del segundo circuito de la línea de transmisión 230 kV Machala - Zorritos.

Con el objeto de implementar dichos proyectos y, considerando que la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica era fundamental para el desarrollo y la economía del país, el Ecuador emprendió diferentes acciones que viabilizaran la ejecución de estos.

A.2.1.1.1 Infraestructura a Nivel de Transmisión Ecuador – Colombia

En el año 1999, las subestaciones Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia se conectaron a través de una línea de transmisión 138 kV circuito simple con conductor calibre 477 MCM ACSR, de 15,49 km de longitud, de los cuales 5,61 km se localizaban en el Ecuador (Tulcán – Frontera). Adicionalmente en la Subestación Tulcán se implementó una posición para conexión de la línea de 138 kV; esta posición incluyó los sistemas de supervisión, control y medición requeridos para la operación y protección de las instalaciones. Esta interconexión actualmente está operando de forma radial intercambiando energía entre ambos sistemas.

En el 2003, se realizó la interconexión a 230 kV de los sistemas eléctricos ecuatoriano y colombiano, con la entrada en operación de la línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, doble circuito, conductor ACAR 1200, de 221,6 km de longitud, de los cuales 137 km (Pomasqui – Frontera) se construyeron en territorio ecuatoriano. La capacidad de transferencia de potencia por esta línea es del orden de los 250 MVA.

Con la experiencia de la primera interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia, TRANSELECTRIC analizó la factibilidad de construir una segunda línea de transmisión de características similares a la primera. En el año 2008, entró en operación esta segunda línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, con lo cual la capacidad de transferencia entre los dos sistemas aumentó a 500 MVA.

Con el objeto de un mejor aprovechamiento de la capacidad de intercambio entre los dos sistemas, en el sistema ecuatoriano se construyeron varias instalaciones de transmisión, entre las principales se citan:

- La instalación de dos transformadores 230/138 kV de 300 MVA cada uno, instalados en la Subestación Pomasqui, que permiten transferir la energía a la parte norte del Sistema Nacional Interconectado, la cual sirve también para el abastecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Quito.

- Interconexión con una línea de transmisión 230 kV doble circuito entre las subestaciones Pomasqui y Santa Rosa, con el objeto de intercambiar energía entre el sistema colombiano y el sistema de transmisión troncal del S.N.I.

- Instalación de un banco de reactores de 25 MVAR, necesarios para la regulación del voltaje de las barras de 230 kV en la Subestación Pomasqui.

Adicionalmente se instalaron sistemas de control, entre ellos el AGC en la Subestación Pomasqui y también lo hizo Colombia en la Subestación Jamondino, necesarios para el control de los intercambios de potencia entre los sistemas ecuatoriano y colombiano.



Figura Nro. A-3: Interconexión Ecuador – Colombia

A.2.1.1.2 Infraestructura a Nivel de Transmisión Ecuador – Perú

La interconexión a 230 kV entre las subestaciones Machala y Zorritos de las empresas TRANSELECTRIC (Ecuador) y REP (Perú), entró en operación en el 2004, por medio de la construcción de una línea de transmisión 230 kV doble circuito, con conductores ACAR 1200, realizándose el montaje inicial de un circuito, lo que permite la conexión radial de los dos sistemas.

Considerando las características eléctricas de los dos sistemas en las subestaciones de interconexión, se determinó que la capacidad máxima de transferencia a través de esta línea de transmisión sería del orden de 100 MVA.

La longitud total de la interconexión entre subestaciones Machala y Zorritos es de 107 km, de los cuales 53,4 km (Machala – frontera) los construyó TRANSELECTRIC. Con el objeto de que esta interconexión esté operativa, en el sistema ecuatoriano fue necesario construir el patio de 230 kV en la subestación Machala y se instaló un transformador 230/69/13,8 kV de 165 MVA.

La operación inicial de este enlace se previó en todos los casos que sea de forma radial, sin que ambos sistemas entren en sincronismo.

Hasta el año 2009, los intercambios de energía entre el Ecuador y Perú han contribuido en el abastecimiento de la demanda bajo condiciones emergentes de los sistemas. Sin embargo, a partir de la expedición de la Decisión 757, se pudo establecer mecanismos de compra- venta de energía, vía contratos entre agentes habilitados de Ecuador y Perú, con lo cual se ha podido aprovechar la complementariedad energética existente entre los sistemas eléctricos ecuatoriano y peruano, incrementando las transferencias bidireccionales entre los países.



Figura Nro. A-4: Interconexión Ecuador – Perú

A.2.2 Perspectivas de Futuros Reforzamientos de la Red de Transmisión

El Plan Maestro de Electricidad –PME- muestra el desarrollo de nuevos proyectos de generación, los cuales ingresarán en operación conforme la planificación realizada, en este sentido es importante señalar que existe la capacidad suficiente de energía eléctrica para uso interno del país y alta posibilidad de exportación de bloques considerables de energía que intensificarán los intercambios con los países vecinos, lo que obliga a mantener niveles óptimos de disponibilidad y confiabilidad del sistema troncal de transmisión.

Por tal motivo, para evacuar los bloques de energía a través del Sistema Nacional Interconectado -S.N.I-, se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, aspecto que la empresa pública encargada de la actividad de transmisión ha considerado y lo ha propuesto en el Plan de Expansión de Transmisión. La propuesta consiste en usar la infraestructura implementada para la red de transmisión a nivel de 500 kV incluyendo los refuerzos técnicamente requeridos en la expansión de transmisión, con la finalidad de optimizar el uso de los recursos energéticos, tanto existentes como futuros, así como incrementar la confiabilidad del suministro de potencia y energía en el S.N.I.

A.2.3 Estadística de los Volúmenes Energéticos

A.2.3.1 Volúmenes Energéticos Intercambiados entre Ecuador y Colombia

Con base a los lineamientos de la Norma Supranacional y tomando en cuenta las reglas para el intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia, expedidas por los organismos reguladores de ambos países, las transacciones internacionales de electricidad TIE se han ejecutado entre los países mediante el despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas

interconectados, las cuales se realizaron efectivamente a partir de marzo del 2003. Sin perjuicio de lo mencionado, es importante indicar que en el período comprendido entre 1999 y 2002 existieron intercambios de electricidad entre el sistema eléctrico colombiano y la Empresa Eléctrica Quito S.A. los cuales se realizaron mediante la suscripción de contratos y la utilización de la infraestructura implementada a nivel de 138 kV.

De la información histórica plasmada en los documentos oficiales emitidos por el ARCONEL, los montos energéticos anuales transferidos entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador por las interconexiones internacionales, son las siguientes:

Importación de Electricidad desde Colombia		
País	Año	Energía Importada (GWh)
Colombia	1999	16,08
	2000	0
	2001	22,23
	2002	56,30

Tabla Nro. A-1: Importación de electricidad desde Colombia

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL

Importación de Electricidad desde Colombia		
Importador	Año	Energía Exportada (GWh)
Ecuador	2003	1.119,61
	2004	1.641,61
	2005	1.716,01
	2006	1.570,47
	2007	860,87
	2008	500,16
	2009	1.058,20
	2010	794,51
	2011	1.294,59
	2012	236,03
	2013	657,00
	2014	812,12
	2015	457,24
	2016	43,92

Exportación de Electricidad a Colombia		
Importador	Año	Energía Exportada (GWh)
Colombia	2003	67,20
	2004	34,97
	2005	16,03
	2006	1,07
	2007	38,39
	2008	37,53
	2009	20,76
	2010	9,74
	2011	8,22
	2012	6,51
	2013	42,50
	2014	56,34
	2015	45,19
	2016	378,26

Tabla Nro. A-2: Volúmenes de energía - Transacciones entre Ecuador y Colombia

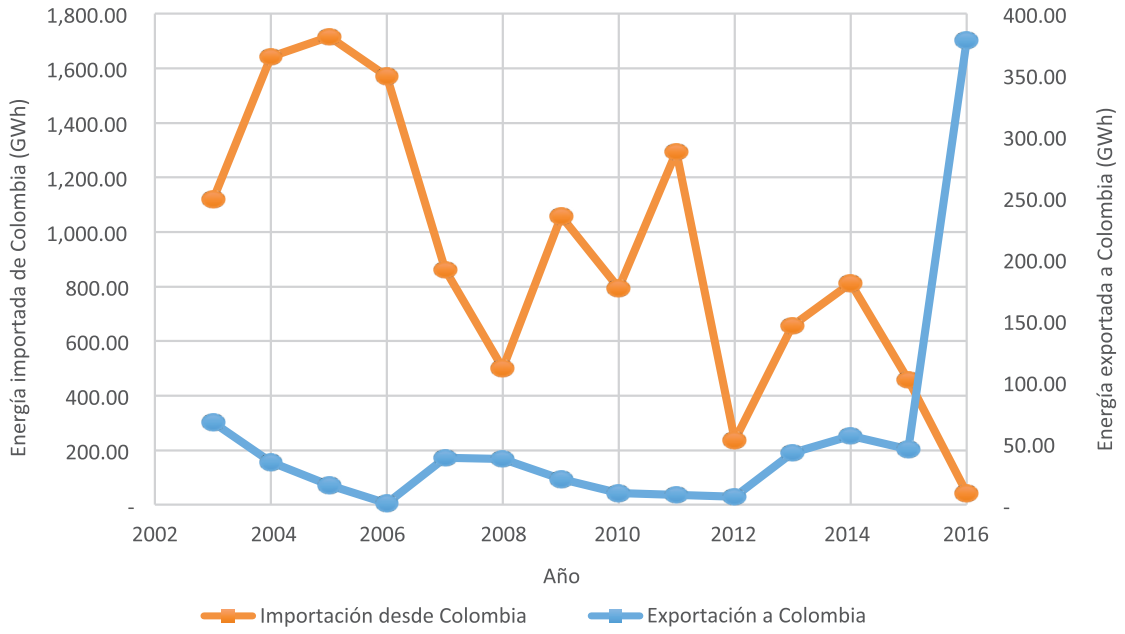


Figura Nro. A-5: Intercambios Energéticos entre Ecuador y Colombia

A.2.3.2 Volúmenes Energéticos Intercambiados entre Ecuador y Perú

Por otra parte y de acuerdo a lo expuesto, los intercambios de energía entre Ecuador y Perú por la interconexión, fundamentalmente se han dado por condiciones emergentes de suministro de energía entre los países. Las estadísticas de volúmenes de energía transados, con corte al mes de diciembre de 2016, son las siguientes:

Importación de Electricidad desde Perú		
Importador	Año	Energía Exportada (GWh)
Ecuador	2003	-
	2004	-
	2005	7,44
	2006	-
	2007	-
	2008	-
	2009	62,55
	2010	78,39
	2011	-
	2012	2,17
	2013	-
	2014	12,42
	2015	54,57
	2016	37,74

Exportación de Electricidad a Perú		
Importador	Año	Energía Exportada (GWh)
Perú	2003	-
	2004	-
	2005	-
	2006	-
	2007	-
	2008	-
	2009	-
	2010	0,21
	2011	6,17
	2012	5,37
	2013	0,14
	2014	0,38
	2015	0,46
	2016	23,28

Tabla Nro. A-3: Exportación de Electricidad de Perú a Ecuador

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL - Información CENACE- WEB

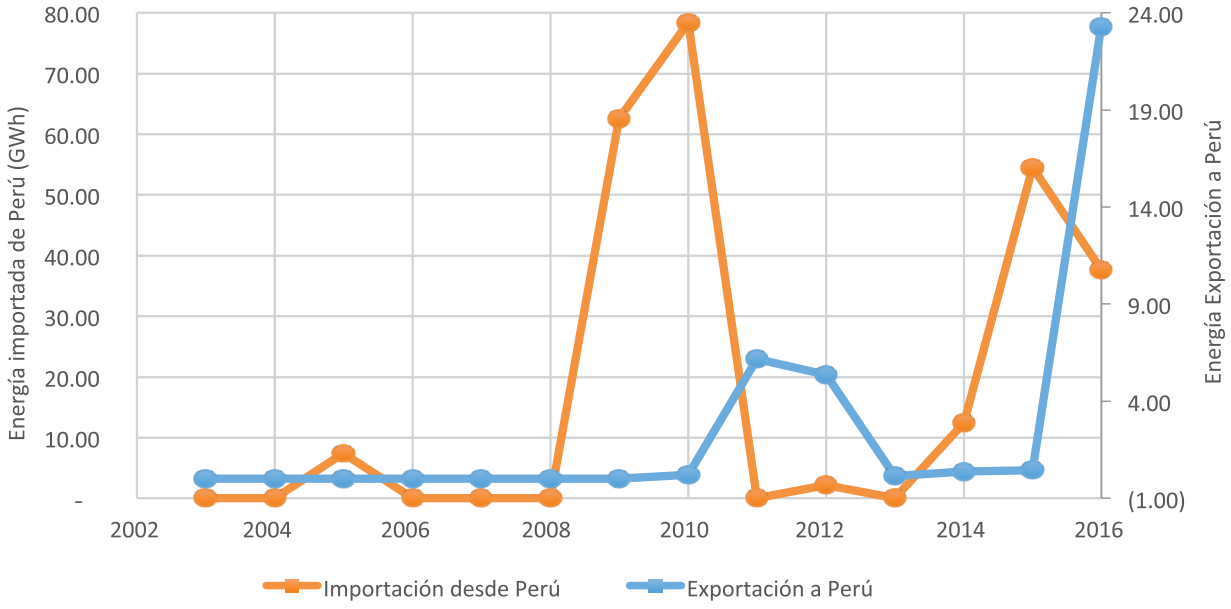


Figura Nro. A-6: Intercambios energéticos entre Ecuador y Perú

A.2.4 Estadística Sobre la Valoración Económica de los Intercambios de Electricidad

A.2.4.1 Montos Económicos Resultantes de los Intercambios entre Ecuador y Colombia

Durante el periodo comprendido entre enero 2002 y diciembre 2016, el valor monetario por concepto de los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia basados en las transacciones de corto plazo, es el siguiente:

Millones de Dólares		
Año	Egresos por importación de Colombia	Rentas de Congestión
2002	3,00	-
2003	80,61	45,13
2004	133,66	75,22
2005	150,39	66,82
2006	124,78	54,44
2007	65,65	20,73
2008	33,99	6,95
2009	110,92	11,95

Millones de Dólares		
Año	Ingresos por exportación a Colombia	Rentas de Congestión
2003	2,49	0,56
2004	0,76	0,21
2005	0,50	0,16
2006	0,05	0,01
2007	1,29	0,49
2008	2,29	0,26
2009	1,07	0,63
2010	0,54	3,83

Tabla Nro. A-4: Montos económicos de los intercambios entre Ecuador y Colombia

Fuente: Informe Anual 2015 – CENACE - Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL-
http://informacioninteligente10.xm.com.co

Millones de Dólares		
Año	Egresos por importación de Colombia	Rentas de Congestión
2010	69,79	3,83
2011	87,83	5,16
2012	23,99	0,14
2013	78,08	0,28
2014	95,86	0,15
2015	47,96	0,03
2016	6,06	0,02
TOTAL	1.112,57	290,85

Millones de Dólares		
Año	Ingresos por exportación a Colombia	Rentas de Congestión
2011	0,18	5,16
2012	0,17	0,14
2013	1,11	0,28
2014	1,94	0,15
2015	2,55	0,03
2016	37,34	0,02
TOTAL	52,28	11.927

Tabla Nro. A-5: Montos económicos de los intercambios entre Ecuador y Colombia

Fuente: Informe Anual 2015 – CENACE - Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL-
http://informacioninteligente10.xm.com.co

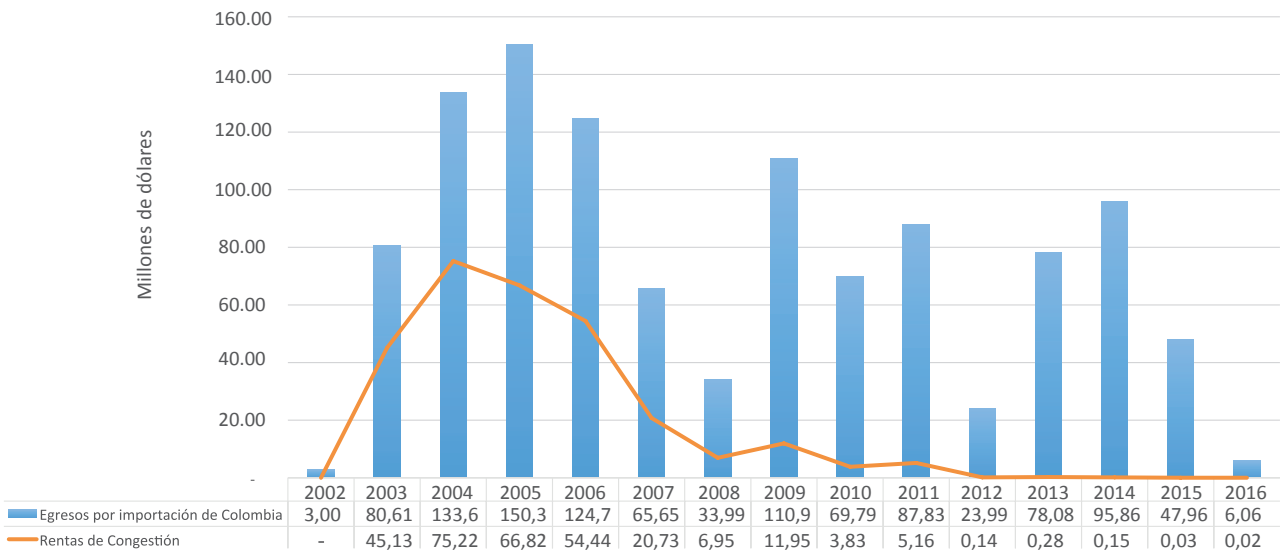


Figura Nro. A-7: Egresos por la importación de electricidad desde Colombia

Fuente: Informe Anual 2015 – CENACE - Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL-
http://informacioninteligente10.xm.com.co

A.2.4.1 Montos Económicos Resultantes de los Intercambios entre Ecuador y Colombia

En lo referente a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, a continuación se presentan los valores monetarios resultantes de dichas transacciones con corte a diciembre de 2016:

Importación de Electricidad de Ecuador desde Perú			
País Importador	Año	Energía Exportada (GWh)	Egresos (MM USD)
Ecuador	2005	7,44	1,85
	2009	62,55	15,20
	2010	78,39	22,80
	2011	-	-
	2012	2,17	1,22
	2013	-	-
	2014	12,42	0,55
	2015	53,40	3,13
	2016	37,00	2,21

Tabla Nro. A- 6: Egresos de la importación de electricidad desde Perú

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL

Exportación de Electricidad de Ecuador a Perú			
País Importador	año	Energía Exportada (GWh)	Ingresos (MM USD)
Perú	2010	0,21	0,02
	2011	6,17	4,48
	2012	5,37	2,36
	2013	0,14	0,05
	2014	0,38	0,04
	2015	0,45	0,06
	2016	23,30	0,33

Tabla Nro. A-7: Ingresos de la exportación de electricidad de Ecuador

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL

A.2.5 Beneficios por el Intercambio de Electricidad

Los intercambios de electricidad se fundamentan en la optimización de los recursos energéticos de ambos países, aspecto que se encuentra reflejado en las disposiciones normativas de ambos países; dando lugar a que dichos intercambios brinden, entre los principales beneficios para el Ecuador, los siguientes:

a) Reducción de costos operativos considerando la diversidad de condiciones hidrológicas, curvas de demanda y variaciones estacionales.

b) Uso adecuado de la infraestructura implementada para el intercambio internacional de electricidad.

c) Optimización de márgenes de reserva de los sistemas eléctricos de los países.

d) Incremento en la seguridad y confiabilidad de los sistemas, permitiendo soportar eventos inesperados bajo condiciones aisladas.

e) Abastecimiento de la demanda en condiciones de emergencia.

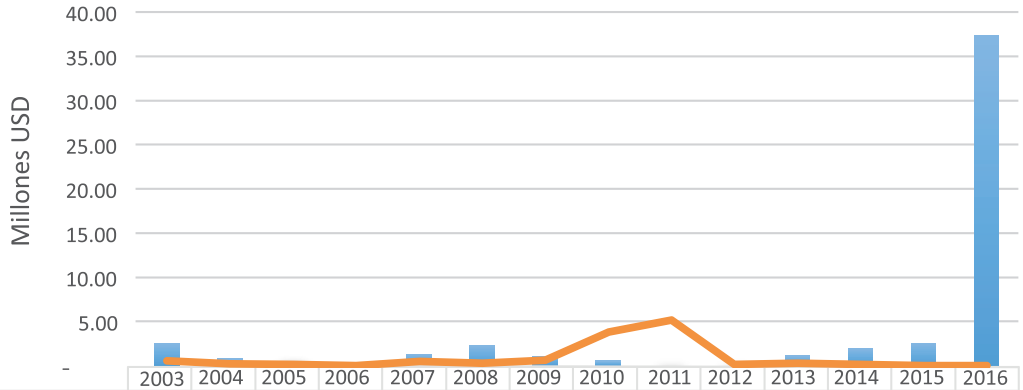
f) Disminución en el uso de combustibles fósiles, por la optimización de todos los recursos energéticos.

g) Exportación de energía en periodos lluviosos.

Por otra parte, del numeral referente a la estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad, se muestra que la exportación de electricidad desde Ecuador hacia Colombia desde el 2003 hasta diciembre del 2016, ha permitido que al sector eléctrico ecuatoriano ingrese 52,28 millones de dólares por venta de energía y 11,93 millones de dólares por rentas de congestión dando un total de 64,21 millones de dólares por ingresos de exportación.

Con relación a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, puede concluirse que éstos se han producido bajo la figura de intercambios por condiciones de seguridad y mediante contratos bilaterales, manteniendo una conexión no sincrónica, además que el enlace de transmisión es de menor capacidad que con Colombia, en tal sentido la exportación de electricidad al sistema eléctrico peruano ha sido puntual y considerablemente menor a las transacciones realizadas con Colombia. Los montos energéticos valorados de acuerdo a lo establecido en los contratos suscritos, han permitido un ingreso para el Ecuador el cual asciende a 7,34 millones de dólares en el período comprendido entre enero del 2010 y diciembre 2016.

Adicional a lo mencionado y de conformidad a los resultados que se muestran en la Figura Nro. A-5, Figura Nro. A-6, Figura Nro. A-7 y Figura Nro. A-8, se concluye que: la incorporación de los proyectos emblemáticos de generación ha permitido abastecer la demanda nacional y además se ha incrementado los montos de exportación de electricidad, generando así un ingreso adicional al Ecuador.



	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ingresos por exportación de energía	2,49	0,76	0,50	0,05	1,29	2,29	1,07	0,54	0,18	0,17	1,11	1,94	2,55	37,34
Rentas de Congestión	0,56	0,21	0,16	0,01	0,49	0,26	0,63	3,83	5,16	0,14	0,28	0,15	0,03	0,02

Figura Nro. A-8: Ingresos por la exportación de electricidad desde Ecuador

Fuente: Informe Anual 2015 – CENACE - Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del ARCONEL-
http://informacioninteligente10.xm.com.co



B

DESARROLLO SUSTENTABLE



B.1 Introducción

El desarrollo sustentable es definido por la Comisión de Brundtland (1987) como "el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades". La energía es clave para mejorar las condiciones sociales y económicas de una nación, y es indispensable para la generación de riqueza de un país. Sin embargo, a pesar de su importancia para el desarrollo, la energía es sólo un medio para un fin. El fin es la buena salud, altos niveles de calidad de vida, una economía sostenible y un medio ambiente limpio. La energía eólica, solar, nuclear, ni ninguna otra, es buena o mala en sí misma, cada una es valiosa en la medida de su capacidad de entregar este fin.[36] Esta idea expresa la interdependencia entre las personas y el mundo circundante.

El Ecuador dentro de sus políticas de estado, incentiva el uso de energías renovables, por sus características ambientales y principalmente por que se encuentran ligadas al desarrollo sustentable del sector eléctrico, como son: la energía hidroeléctrica, eólica, biomasa y geotérmica.

Bajo el contexto definido, "Energía Sustentable" puede expresarse como la energía, cuya producción y consumo continuo, tiene un mínimo impacto negativo sobre la salud humana y en el funcionamiento de los ecosistemas.

La Organización para las Naciones Unidas (ONU) en la Cumbre histórica de septiembre de 2015, donde se reunieron los dirigentes mundiales, de todos los países miembros, resuelven aprobar los 17 Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS) que entraron en vigor oficialmente el 1 de enero de 2016.[37]

"Los nuevos objetivos de Desarrollo Sustentable presentan la singularidad de instar a todos los países, ya sean ricos, pobres o de ingresos medianos, a adoptar medidas para promover la prosperidad al tiempo que protegen el planeta. Abarcan más con la pretensión de afrontar las desigualdades, el crecimiento económico, el acceso a un trabajo decente, las ciudades y los asentamientos humanos, la industrialización, los ecosistemas, la energía, el cambio climático, el consumo y la producción sostenibles, la paz y la justicia".

Con este antecedente y tomando en cuenta la importancia de la energía en todas sus formas, el Sector Eléctrico Ecuatoriano, se encuentra involucrado directamente con el cumplimiento de 4 de los 17 objetivos y son los siguientes:

Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Según el criterio establecido en la cumbre de septiembre de 2015 este objetivo se basa en el desarrollo de sistemas de energía basados en opciones menos costosas, con un énfasis en fuentes renovables (como energía hidroeléctrica, eólica, solar y geotérmica) al tiempo que promueve la eficiencia energética. Los proyectos ayudan a alcanzar el acceso universal a la electricidad y contar con combustibles modernos para los hogares así como favorecen el objetivo de mejorar el desempeño de los servicios públicos y el buen gobierno en el sector.

Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sustentable y fomentar la innovación.

Las Naciones Unidas define este objetivo indicando que las inversiones en infraestructura (transporte, riego, energía y tecnología de la información y las comunicaciones) son fundamentales para lograr el desarrollo sustentable y empoderar a las comunidades.

Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

36 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies, .
37 ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS (ONU), Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), 1 de enero de 2016.

En relación a este objetivo, Naciones Unidas consideró, que el consumo y la producción sostenibles consisten en fomentar el uso eficiente de los recursos y la eficiencia energética, infraestructuras sostenibles y facilitar el acceso a los servicios básicos, empleos ecológicos y decentes, mejorando la calidad de vida para todos. Su aplicación ayuda a lograr los planes generales de desarrollo, reducir los futuros costos económicos, ambientales y sociales, aumentar la competitividad económica y reducir la pobreza.

También es necesario adoptar un enfoque sistémico y lograr la cooperación entre los participantes de la cadena de suministro, desde el productor hasta el consumidor final. Consiste en involucrar a los consumidores mediante la sensibilización y la educación sobre el consumo y los modos de vida sostenibles, facilitándoles información adecuada a través de normas y etiquetas, y participando en la contratación pública sostenible , entre otros. [38]
Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Naciones Unidas menciona que el cambio climático afecta a todos los países en todos los continentes. Tiene un impacto negativo en la economía nacional y en la vida de las personas, de las comunidades y de los países. En un futuro las consecuencias serán todavía peores.

El cambio de actitudes se acelera a medida que más personas están recurriendo a la energía renovable y a otras soluciones para reducir las emisiones. La energía sostenible es una oportunidad que transforma vidas, economías y cuida planeta.

Considerando que el Ecuador es uno de los países miembros y que deberá cumplir la agenda de 2030, es de suma importancia conectar a la estructura de este documento los ODS. Con el fin de fortalecer las estrategias establecidas y de esta manera coadyuvar en el Desarrollo Sustentable del Ecuador. Más aún, la vanguardia con la que se maneja el Sector Eléctrico, tomando en cuenta que en el 2012 el CONELEC, ahora ARCONEL, desarrolló Estrategias para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, en dicho estudio ya se definió la metodología, se establecieron los indicadores y estrategias que permitan medir el progreso del sector eléctrico hacia los ODS. Por lo tanto y siendo consecuentes, en el presente documento se ha realizado una actualización de los indicadores para el desarrollo sustentable del sector eléctrico, con base en la información que dispone la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) para el 2015. Demostrando así que como Sector hemos dado pasos agigantados y que actualmente vivimos inmersos en una Matriz energética más limpia y que contribuye a un futuro inclusivo, sustentable y resiliente.

La Constitución de la República del Ecuador, publicada mediante Registro Oficial No. 449 de 20 de octubre de 2008, instaura a la preservación del ambiente como una de las prioridades del Estado. Así, la Constitución dispone que el Estado promueva en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) promulgada el 16 de enero de 2015, establece en su "Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

La presente Ley regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética."

38 La contratación pública tiene una influencia muy importante en el entorno socioeconómico actual, es por ello, que la toma en consideración de criterios de índole ético, social y ambiental promueve a un desarrollo sostenible y bienestar social, dando efectividad con ello a las políticas públicas de protección social, laboral y medioambiental a través de los procedimientos de compra y contratación.

B.2 Objetivos de la Sustentabilidad en el Sector Eléctrico Ecuatoriano

De acuerdo con el Objetivo 11 “Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica” del Plan Nacional de Desarrollo, en su política estratégica 11.1., el sector eléctrico ha cumplido sustancialmente con el cambio de la matriz energética bajo criterios de transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con incremento de la participación de energía renovable; de acuerdo a los siguientes lineamientos:

a) Aprovechar el potencial energético basado en fuentes renovables, principalmente de la hidroelectricidad, en el marco del derecho constitucional al acceso al agua y de la conservación del caudal ecológico.

b) Aprovechar el potencial de desarrollo de la bioenergía, sin detrimento de la soberanía alimentaria y respetando los derechos de la naturaleza.

c) Incentivar el uso eficiente y el ahorro de energía, sin afectar la cobertura y calidad de sus productos y servicios.

d) Cuantificar el potencial de recursos de energías renovables para generación eléctrica.

e) Generar alternativas, fortalecer la planificación e implementar regulación al uso energético en el transporte, los hogares y las industrias, para modificar los patrones de consumo energético, con criterios de eficiencia y sustentabilidad.

f) Optimizar el uso de los recursos no renovables en la generación de energía eléctrica, a través del empleo de tecnologías eficientes.

g) Mantener actualizada una base de datos intersectorial de la oferta energética, los centros de transformación y los centros de consumo, para construir balances energéticos y planificar el abastecimiento del país.

h) Fomentar intercambios energéticos regionales para asegurar el abastecimiento interno de productos y servicios energéticos y favorecer la seguridad y la integración energética regional

Estos lineamientos están íntimamente ligados con los ODS promueven un desarrollo sustentable del sector eléctrico, en sus fases de generación, transmisión, distribución y la utilización de alternativas de generación de energía renovable, tales como: eólica, biomasa, hidroeléctrica y solar, así como la disminución gradual de la producción eléctrica que utiliza combustibles fósiles.

El país, va cumpliendo notablemente con éstos objetivos, y con obras estratégicas de infraestructura hidroeléctrica; hitos muy importantes que promueven la diversificación de la matriz de generación a través del uso responsable de fuentes renovables, lo que garantizará la soberanía energética del país y entregará un servicio eléctrico seguro, confiable, eficiente y de calidad a todos los ecuatorianos; lo que se puede observar en la Tabla Nro. B-11.

B.3 Políticas del Sector Eéctrico para el Desarrollo del PME 2016 – 2025

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), promulgada el 16 de enero de 2015, establece en su “Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

Artículo 13.- De la Planificación: 1. El Plan Maestro de Electricidad, PME, será elaborado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en coordinación con las entidades y empresas del sector eléctrico.

El Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, es una herramienta integral e intersectorial, para promover

herramienta integral e intersectorial, para promover el uso de recursos energéticos renovables, en el ámbito de soberanía energética, permitirá garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda nacional, en el corto, mediano y largo plazo, con niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad; y, observando criterios técnicos, económicos, financieros, administrativos, sociales y sustentables; para ello se han considerado las siguientes políticas emitidas por la Entidad Rectora del sector eléctrico:

• La soberanía energética, es 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, la cual no se constituye como base para el abastecimiento.

• 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 y el aprovechamiento del gas asociado.

• Las iniciativas privadas que de manera formal han respondido a las señales regulatorias tendientes a promover el desarrollo de las energías renovables no convencionales.

• 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.
• 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.

B.4 Indicadores de Sustentabilidad del Sector Eléctrico

Las consideraciones antes expuestas constituyeron la justificación para la identificación de un conjunto de indicadores que faciliten la tarea de seguimiento y evaluación de las tendencias de los principales aspectos asociados al sector eléctrico del país, y su progreso en las políticas nacionales establecidas para este propósito, las mismas que se vinculan estrechamente con el desarrollo de los ODS. Adicionalmente, los indicadores son una herramienta para evaluar las políticas y programas energéticos actualmente en vigencia y proporcionar una guía para la dirección de estrategias futuras. Por lo tanto, la actualización de los indicadores de sustentabilidad es esencial para la evaluación del sector eléctrico y sus impactos en la equidad social, economía, resiliencia y la sustentabilidad.

En base a la selección nueve indicadores de sustentabilidad, definidos e identificados en el estudio de Estrategias para el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano de 2012, se realizaron la validación y actualización al año 2016, los cuales se muestran en la Tabla Nro. B-1:

No.	Indicador	Criterio
1	Consumo de combustibles fósiles	Integridad Ambiental
2	Calidad del servicio público de energía eléctrica	Integridad Social
3	Consumo de energía por habitante	Integridad Social
4	Pérdidas de la transmisión y distribución de energía eléctrica	Integridad Económica
5	Cobertura del servicio público de energía eléctrica	Integridad Social
6	Soberanía en energía eléctrica	Integridad Económica
7	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables	Integridad Ambiental
8	Emisiones de gases de efecto invernadero	Integridad Ambiental
9	Emisiones de contaminantes comunes del aire	Integridad Ambiental

Tabla Nro. B-1: Indicadores de sustentabilidad desarrollados para el diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano

B.4.1 Indicador 1: Consumo de Combustibles Fósiles

En la producción de energía eléctrica, los combustibles fósiles son los principales insumos para las actividades operativas de las centrales termoeléctricas. Así, el manejo de combustibles en una empresa dedicada a la generación termoeléctrica constituirá un aspecto de gran interés, pues además de las repercusiones ambientales y sociales de la operación de fuentes fijas de combustión, el uso eficiente de los combustibles, repercutirá en la economía y en la sustentabilidad de las operaciones de una empresa.

Los combustibles fósiles constituyen un recurso natural no renovable, por lo cual el uso de los mismos podría verse restringido en el mediano y largo plazo. Esto implica que la sustentabilidad en el sector, desde el punto de vista operativo, depende de la disponibilidad de combustibles fósiles para la generación.

En la Tabla Nro. B-2 se muestran los datos de consumo [39] de combustible por tipo de empresa para el 2016; se consideran seis tipos diferentes de combustibles.

Tipo de combustible	Unidades	Consumo de Combustible			Total
		Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	
Fuel Oil	10^6 galones	230,14	18,59	12,84	250,01
Diésel	10^6 galones	81,50	10,46	94,04	186,00
Gas Natural	10^6 miles de pies^3	16,15	-	10,03	26,7
Residuo	10^6 galones	39,07	-	10,50	49,57
Crudo	10^6 galones	2,50	-	97,87	100,37
GLP	10^6 galones	-	-	8,30	8,30

Tabla Nro. B-2: Consumo por tipo de combustible 2016

COMBUSTIBLES			TOTAL (kTEP)
Tipo	Cantidad	Unidades	
Fuel Oil	250.01	10^6 galones	851,67
Diésel	186.00	10^6 galones	614,22
Gas Natural	26.17	10^6 miles de pies^3	583,02
Residuo	49.57	10^6 galones	163,70
Crudo	100.37	10^6 galones	341,76
GLP	8.30	10^6 galones	18,38
TOTAL			2.572,74

Tabla Nro. B-3: Consumo total de combustibles en TEP 2016

En el 2014 el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica del país fue de 3.100,5 kTEP, para el 2015 el consumo de combustibles fue de 2.883,47 kTEP, para el año 2016 el consumo de combustibles fue de 2.572,74 KTEP (toneladas equivalentes de petróleo) lo que permite notar que debido a que en este año tuvimos una condición hidrológica seca muy severa, razón por la cual se tuvo una dependencia de combustibles fósiles no esperada, situación que será disminuida significativamente para el 2017, más aún, cuando entren en operación los proyectos hidroeléctricos que se encuentran en fase final de construcción. En este sentido, con el fin de asegurar la sustentabilidad del sector eléctrico, se han incorporado tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, en concordancia con lo establecido actualmente con los ODS.

39 Del total, el S.N.I consumiò 4.965 millones de galones

B.4.2 Indicador 2: Calidad del Servicio Público de Energía Eléctrica

Este indicador muestra la fiabilidad del suministro eléctrico y la capacidad de las empresas distribuidoras reguladas, para restaurar la energía en forma oportuna.

Para este indicador se consideraron los datos consolidados por la ARCONEL, para la frecuencia media de interrupciones (FMIk) y para el tiempo total de las interrupciones eléctricas (TTIk) reportadas por las empresas eléctricas de distribución. En el 2014 el FMIK se ubicó en el 13,17 y el TTIk en 13,64, para el 2015 el FMIk se ubicó en 9,59 y el TTIk en 9,57, en el 2016 el FMIK se ubicó en el 7,93 y el TTIK en 10,80. Este indicador está relacionado directamente con la calidad del servicio público de energía eléctrica suministrado al consumidor final, de lo cual se puede evidenciar una disminución en los indicadores y el resultado del mismo, refleja un incremento en la calidad del servicio al usuario final.

B.4.3 Indicador 3: Consumo de Energía Eléctrica por Habitante

La energía eléctrica coadyuva a mejorar la calidad de vida a sus usuarios; así, el nivel de consumo de energía constituye un reflejo de las repercusiones positivas que pudiere tener el servicio público de energía eléctrica en la sociedad, pero al mismo tiempo, un alto consumo puede reflejar un uso desmedido de energía eléctrica.

La importancia del indicador radica entonces en que puede medir el uso energético en una sociedad, reflejando al mismo tiempo factores que inciden en el uso del recurso, tales como nivel de ingresos económicos, costos de la energía, tecnologías empleadas, cultura en el uso energético, políticas dirigidas hacia la minimización del consumo, entre otros.

En la Tabla Nro. B-4 se muestra el consumo de energía para uso público del 2016, por tipo de usuario.

Tipo de Usuario	Consumo (GWh)
Residencial	7.104,85
Comercial	3.838,26
Industrial	5.231,38
Alumbrado Público	1.127,09
Otros	2.049,14
Total	19.351,34

Tabla Nro. B-4: Consumo de energía para uso público 2016

En este caso, se entiende como energía eléctrica para uso público, aquella que se produce para ponerla a disposición de los clientes finales, a través de los distintos sistemas de distribución. De acuerdo con lo indicado previamente, el consumo de energía por habitante refleja aspectos sociales y económicos de un país; de ahí su importancia para evaluar el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano.

Sin embargo, un indicador debe ser evaluado según su cambio en el tiempo, o con respecto a estándares de referencia que permitan establecer si las condiciones encontradas son aceptables.

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en su primer informe sobre desarrollo humano, estableció un mecanismo para medir el bienestar de la sociedad: "El Índice de Desarrollo Humano (IDH) que es un indicador que refleja los logros medios de un país obtenidos en tres dimensiones fundamentales: tener una vida larga y saludable (salud), acceso al conocimiento (educación) y un nivel de vida digno (ingresos)".

En el 2015, el Ecuador presentó un consumo de energía per cápita promedio de 1.163,63 kWh/hab. y en año 2016, 1.143,31kWh/hab. De lo expuesto se puede indicar, que, los incentivos y todo el impulso que se le ha dado a la campaña de consumo eficiente de la electricidad, generado principalmente por el MEER (focos, refrigeradoras, televisores, sistemas inteligentes, etc.), ha permitido claramente evidenciar, un consumo de energía eléctrica por usuario, más responsable y eficiente; conectándose directamente con el Desarrollo Sustentable.

B.4.4 Indicador 4: Pérdidas en la Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

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

El origen técnico de estas pérdidas responde a las características de operatividad, de la infraestructura instalada en los sistemas. En tanto que las pérdidas no técnicas son aquellas originadas por las conexiones clandestinas e ilegales, errores en la medición, falta de gestión en la facturación, errores en consumo estimado, fraude o hurto. Las pérdidas fueron para el 2014 de 15,23%, para el año 2015 15,17% y en el 2016 del 15,04%.

Específicamente, las pérdidas en distribución fueron del 12,4% en el año 2014, en el 2015 fue de 12,10% y en el 2016 de 12,21%. En el capítulo "Expansión y Mejora de la Distribución" se presenta a mayor detalle esta evolución.
Estos valores, indican que el sector sigue logrando avances en la reducción de pérdidas de energía e incrementando la eficiencia del sistema de transmisión y distribución.

B.4.5 Indicador 5: Cobertura del Servicio Público de Energía Eléctrica

El principal producto del sector eléctrico ecuatoriano, con el cual las empresas de dicho sector llegan hasta la sociedad en general, es la energía eléctrica; por lo tanto la expansión y operación sustentable del sector eléctrico deberá propender a incrementar la cobertura del servicio público de energía eléctrica para que pueda ser aprovechado en beneficio de la comunidad, actividad en la cual se encuentran inmersas las empresas distribuidoras del país.

Región	Cobertura
Sierra	98,47 %
Costa	96,40 %
Amazónica	94,47 %
Insular	99,83 %
Zonas no delimitadas	92,31 %
Total país	97,24 %

Tabla Nro. B-5: Cobertura del servicio eléctrico 2016

Para desarrollar un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano en base a la cobertura del servicio público de energía eléctrica, se debe recurrir a la evolución del indicador a través del tiempo, mismo que se muestra en el capítulo "Transformación y Situación actual del Sector Eléctrico".

En el 2016 fue de 97,24%, lo que resalta un incremento y una amplia cobertura del servicio a nivel nacional.

Desde el punto de vista de la sustentabilidad, se puede inferir que el suministro de energía eléctrica es capaz de mejorar la calidad de vida y satisfacer las necesidades energéticas de la gran mayoría de los ecuatorianos, existiendo una tendencia creciente de la cobertura del servicio, que va ligado con el cambio de matriz energética, mayor generación a través de energía renovable.

B.4.6 Indicador 6: Soberanía de Energía Eléctrica

La soberanía energética se considera como la capacidad de abastecer la demanda eléctrica nacional por medios propios, sin depender de terceros, en tal sentido, con la notable evolución en el sector eléctrico respecto a la inversión realizada en las centrales hidroeléctricas, el país se convierte en exportador de energía, en concordancia con los preceptos estipulados en la Constitución de la República del Ecuador, y en el Plan Nacional de Desarrollo.

El indicador[40] "Soberanía de Energía Eléctrica" de uso internacional, se evalúa en base a la información de las importaciones de energía eléctrica del 2016, en relación con la energía eléctrica bruta producida en el país, esto a fin de obtener una relación en cuanto a la representatividad de las importaciones sobre las necesidades de energía eléctrica del país.

Oferta de Energía Eléctrica	(GWh)
Producción Nacional Bruta	27.072,62
Importación desde Colombia	43,92
Importación desde Perú	37,74
Energía Bruta Total:	27.154,28

Tabla Nro. B-6: Energía eléctrica generada e importada en el 2016

B.4.7 Indicador 7: Generación de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables

El uso de energías renovables en el sector eléctrico ecuatoriano constituye un medio para minimizar emisiones, no solo de gases de efecto invernadero, sino también de contaminantes comunes del aire. La reducción de los efectos contaminantes de las tecnologías de generación termoeléctrica, repercutirá positivamente en el entorno, haciendo que las prácticas dirigidas hacia la producción de electricidad sean sustentables.

Por otra parte, dentro de las estrategias propuestas en el Plan Nacional de Desarrollo, se plantea el cambio de la matriz energética mediante la introducción de energías renovables, pues constituye el camino a seguir para alcanzar el desarrollo sustentable del sector.

Producción	Tipo de Tecnología de Generación	Energía Producida (GWh)	(GWh)
A partir de Fuentes de Energía Renovable	Hidráulica	15.589,69	16.202,20
	Eólica	83,96	
	Solar	38,75	
	Biomasa	476,52	
A partir de Fuentes de Energía No Renovable	Térmica MCI	6.303,52	10.870,41
	Térmica Turbogas	2.762,20	
	Térmica Turbovapor	1.804,69	
Total Producción Nacional:			27.072,62

Tabla Nro. B-7: Producción nacional de energía eléctrica por tipo de tecnolo-

Con la información disponible, es viable además establecer la forma en que se desagrega la generación de energía eléctrica, según el tipo de recurso renovable empleado. Los valores obtenidos son mostrados en la siguiente tabla:

40 Ecuador en el 2016 fue autosuficiente en la energìa Elèctrica y los valores de importaciòn obedecieron a aspectos tècnicos econòmicos del sistema.

Producción	Tipo de Fuente de Energía	Energía Producida	
		(GWh)	(%)
Fuentes de Energía Renovable	Hidráulica	15.589,69	96,2
	Eólica	83,96	0,5
	Solar	38,75	0,2
	Biomasa (bagazo de caña)	489,80	3,0
Total:		16.202,20	100 %

Tabla Nro. B-8: Energía renovable por tipo de fuente 2016

El valor obtenido para el indicador "Generación de Energía a Partir de Fuentes Renovables, fue de 49,18 % para el 2014, de 51,54 % para el 2015 y para el 2016 de 59,85 %; los cuales muestran con claridad que la generación eléctrica en Ecuador tiene una participación importante de generación renovable. En el total de energía renovable para el periodo analizado, la generación hidroeléctrica representa la mayor proporción de la energía generada (96,2%), existiendo una alta dependencia de la disponibilidad de los recursos hídricos. También hay que señalar que en el 2013, 2014 y 2015 se implementaron proyectos de energía eólica y fotovoltaica, los cuales se encuentran actualmente en operación.

El desarrollo sustentable del sector, está asociado a incrementar y diversificar el uso de fuentes energéticas renovables, considerando que existe el potencial riesgo de que los combustibles de origen fósil no estén disponibles para las generaciones futuras, o que su uso sea limitado.

Como aspecto primordial de conservación ambiental, y estrechamente ligado a este indicador, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como ente rector del sector eléctrico, viene propiciando la soberanía y la eficiencia energética, el uso de tecnología ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes, promueve la iniciativa "Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos", cuyo objetivo es la reducción paulatina de combustibles en el Archipiélago, que con el apoyo de la cooperación internacional, planificó el desarrollo y ejecución de distintos proyectos de energía renovable para la generación de electricidad en Galápagos, que permitan el cambio de la matriz energética, el sector eléctrico.

En las islas Galápagos se encuentran en operación las siguientes centrales de generación: Eólico San Cristóbal 2,4 MW, Sistema Híbrido Floreana 159 kW, Fotovoltaico Puerto Ayora 1,5 MW, Eólico Baltra 2,25 MW, Fotovoltaico Isla Baltra 67 kWp. Este conjunto de alternativas técnicas, ajustadas a los estándares ambientales más exigentes, han permitido una reducción total acumulada de 2,5 millones de galones de diésel en el Archipiélago de Galápagos. [41]

B.4.8 Indicador 8: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

La Iniciativa de Reporte Global (GRI) con respecto a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) cita directamente a éstos como la principal causa del cambio climático.

Al respecto existe un amplio marco regulatorio internacional que apunta hacia la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, cuyos principios están gobernados por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC).

El Ecuador forma parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, habiendo además suscrito el Protocolo de Kyoto; según estos compromisos adquiridos internacionalmente, Ecuador al momento no tiene la obligatoriedad de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

41 Ministerio de Electricidad y Energio Renovable, PNUD, Gef, Energia verde para Galàpagos inagotables, limpia y segura 2016,

Las emisiones de gases de efecto invernadero, deben expresarse en función de su potencial de calentamiento global; para esto se considera el potencial equivalente relativo al dióxido de carbono (peq CO_2 = 1) que para los gases metano y óxido nitroso, corresponde a 21 y 310, respectivamente. Los resultados[42] obtenidos son mostrados a continuación en la Tabla Nro. B-9:

Gases de Efecto Invernadero	Total		
	10^3 kg	TEQ CO_2	10^3 TEQ CO_2
Dióxido de Carbono (CO_2)	7.553.133	7.553.133	7.553,133
Metano (CH_4)	242	5.072	5
Óxido Nitroso (N_2O)	48	14.975	15
Total en Miles de Toneladas Equivalentes de CO_2:			7.573,133

Tabla Nro. B-9: Emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico ecuatoriano atribuibles a la generación termoeléctrica en el 2016

De acuerdo al Informe sobre Desarrollo Humano del PNUD[43] , el cambio climático no solo incide en la temperatura, sino también en las precipitaciones, el nivel del mar y los desastres naturales; las consecuencias del calentamiento global no necesariamente afectarán a todos por igual, puesto que los países con temperaturas más bajas podrán sobrellevar de mejor manera este incremento, en comparación con los países tropicales donde un leve cambio puede causar graves repercusiones en la disponibilidad de agua y la productividad agrícola.

El informe del PNUD indica además que, si bien no se trata de pruebas concluyentes, coinciden con los datos que demuestran que donde crece el Índice de Desarrollo Humano (IDH) o al menos su componente de ingresos también hay un incremento en las futuras emisiones de gases de efecto invernadero.

De lo expuesto, un diagnóstico basado en las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por la generación termoeléctrica en el país, no necesariamente debe evaluar como un aspecto negativo el crecimiento de las emisiones; sin embargo, el seguimiento del indicador a través del tiempo servirá para establecer tendencias en cuanto a las emisiones de GEI del sector.

Para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero por tipo de combustible, se emplean los factores de emisión para dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), y óxido nitroso (N_2O), publicados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (US EPA) a través del Centro de Factores de Emisión de Gases de Efecto invernadero (GHC Emision Factors Hub).

Las emisiones de gases de efecto invernadero para el 2016 fueron de 7,57 millones de toneladas de CO_2, de los cuales el S.N.I aportó con 4,90 millones de toneladas, debido a que el 40% de la energía producida fue de origen termoeléctrico y el 60 % de energías renovables.

En el Ecuador, las emisiones de efecto invernadero (GEI) son mínimas (aproximadamente el 0,15 % respecto a los niveles de emisión de países industrializados a nivel global) por lo que no tiene obligación política de reducir los niveles de emisiones, sin embargo el país ha adoptado voluntariamente políticas, tecnologías y medidas para reducir las emisiones, con el fin de contribuir al objetivo global de mitigar el cambio climático, por lo que el seguimiento del presente índice de sustentabilidad debería buscar una estabilización de los niveles de emisiones de GEI. Esto mediante la introducción de tecnologías de generación limpias, como aquellas basadas en el uso de energía hidráulica, eólica y solar, acciones que el sector eléctrico ha emprendido fuertemente.

42 Nota: De este total el S.N.I aportó con 4,90 millones de toneladas equivalentes de CO2. Fuente ARCONEL.
43 Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Informe sobre Desarrollo Humano 2011-Sostenibilidad y Equidad: Un mejor futuro para todos, 2011.

B.4.9 Indicador 9: Emisiones de Contaminantes Comunes del Aire

En el Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente – TULSMA, se establece los límites permisibles de emisiones al aire desde diferentes actividades. La norma provee los métodos y procedimientos destinados a la determinación de las emisiones al aire que se verifiquen desde procesos de combustión en fuentes fijas.

Para el desarrollo del indicador se han empleado los factores de emisión publicados por la US EPA en el documento "AP 42, Fifth Edition, Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources". El citado documento es una de las principales y más importantes referencias para el desarrollo de inventarios de emisiones en diversos países alrededor del mundo.

Una vez disponibles los consumos de combustibles del 2015 y los factores de emisión, se procede a realizar los cálculos respectivos de las tasas de emisión para los tres contaminantes comunes del aire seleccionados (dióxido de nitrógeno NO_2, dióxido de azufre SO_2, y material particulado). Para evaluar el indicador se distinguieron tres tipos principales de tecnologías:

- Térmica MCI (Motor de Combustión Interna)
- Térmica Turbovapor (Turbinas de Vapor)
- Térmica Turbogas (Turbinas de Gas)

Las unidades operadas con combustibles limpios, como gas natural, gas licuado de petróleo, y bagazo de caña de azúcar, aportan cantidades mínimas de emisiones de contaminantes comunes al aire, siendo en el caso del bagazo poco significativas. El análisis muestra que las emisiones de contaminantes comunes al aire, provienen mayoritariamente del uso de combustibles poco refinados como fuel oil, residuo y crudo.

Emisiones de Contaminantes Comunes del Aire	Cantidad, en toneladas/año de contaminantes comunes del aire emitidas en generación termoeléctrica		
	10^3 kg	TEQ CO_2	10^3 TEQ CO_2
Óxido Nitroso (N_2O)	31	9,61	10
Metano (CH_4)	155	3,25	3

Tabla Nro. B-10: Emisiones de contaminantes comunes al aire a partir de generación termoeléctrica en el 2016



A continuación, la Tabla Nro. B - 11 muestra los resultados de los indicadores desarrollados para el diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico, en base a información actualizada disponible en ARCONEL, para el 2016.

Indicador	Criterio	Descripción	Valor actual	Referencias específicas para el desarrollo del indicador
1. Consumo de Combustibles	Integridad Ambiental	Evalúa la intensidad del uso de combustibles en el sector eléctrico para la producción de energía eléctrica	2.572,74 kTEP.	ARCONEL, DNEEE, consumos de combustibles - 2016 OLADE - SIEN, Guía M5 - Metodología de Conversión de Unidades, octubre de 2004
2. Calidad de Servicio Público de Energía Eléctrica	Integridad Social	Promedio Nacional: Frecuencia y duración de interrupciones eléctricas	FMIk: 7,93 veces TTIk: 10,80 horas	Regulación No. CONELEC - 004/01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución+ CNCSE ARCONEL, CNCSE, Registros 2016 de las interrupciones eléctricas, entregados por los Distribuidores regulados
3. Consumo de Energía Eléctrica por habitante	Integridad Social	Establece el consumo eléctrico de los usuarios del sistema eléctrico del país, per cápita, o bien en función del número total de habitantes	1.143,31 kWh/hab.	ARCONEL, DNEEE
4. Pérdidas por Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica	Integridad Social	Porcentaje de pérdidas totales de energía por transmisión y distribución	15,04 %	ARCONEL, DNEEE
5. Cobertura del Servicio Público de Energía Eléctrica	Integridad Social	Determina el número de viviendas con servicio eléctrico en las áreas de prestación de servicio	97,24 %	ARCONEL, DNEEE
6. Porcentaje de Soberanía en Energía Eléctrica	Integridad Económica	Energía neta independiente de la importación en proporción a la demanda total	99,70 %	ARCONEL, DNEEE
7. Porcentaje de Generación de Energía a partir de Fuentes Renovables	Integridad Ambiental	Determina cuánto de la energía eléctrica producida en el país, proviene de la utilización de recursos naturales renovables	59,80 %	ARCONEL, DNEEE
8. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero	Integridad Ambiental	Determina las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), atribuibles a la generación termoeléctrica de energía, en base al uso de combustibles	7.573,133 Ton CO_2	ARCONEL, DNEEE, CENACE US EPA, GHG Emission Factors Hub, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories

Tabla Nro. B-11: Resumen de indicadores desarrollados para el diagnóstico socioambiental del sectro eléctrico ecuatoriano

B.5 Visión a Futuro - Estrategias para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico

La visión de las actividades del sector eléctrico bajo el marco del desarrollo sustentable, es indudablemente la opción más adecuada para asumir con responsabilidad los retos que implican la diversificación de la matriz eléctrica del país con la conservación del ambiente, en pos del desarrollo productivo y la equidad social.

Los pilares fundamentales para cumplir con los restos propuestos son:

1) La eficiencia energética con sustentabilidad ambiental en todos los procesos.- recoge las mejores propuestas aplicables a nuestra realidad, basadas en prácticas internacionales en uso y aprovechamiento de tecnologías amigables con el medio ambiente.

Conforme a los análisis del "Plan Nacional de Eficiencia Energética 2017-2035 (PLANEE)", en la Figura Nro. B-1, se observa la reducción del consumo energético con la ejecución de los planes de eficiencia energética.[44]

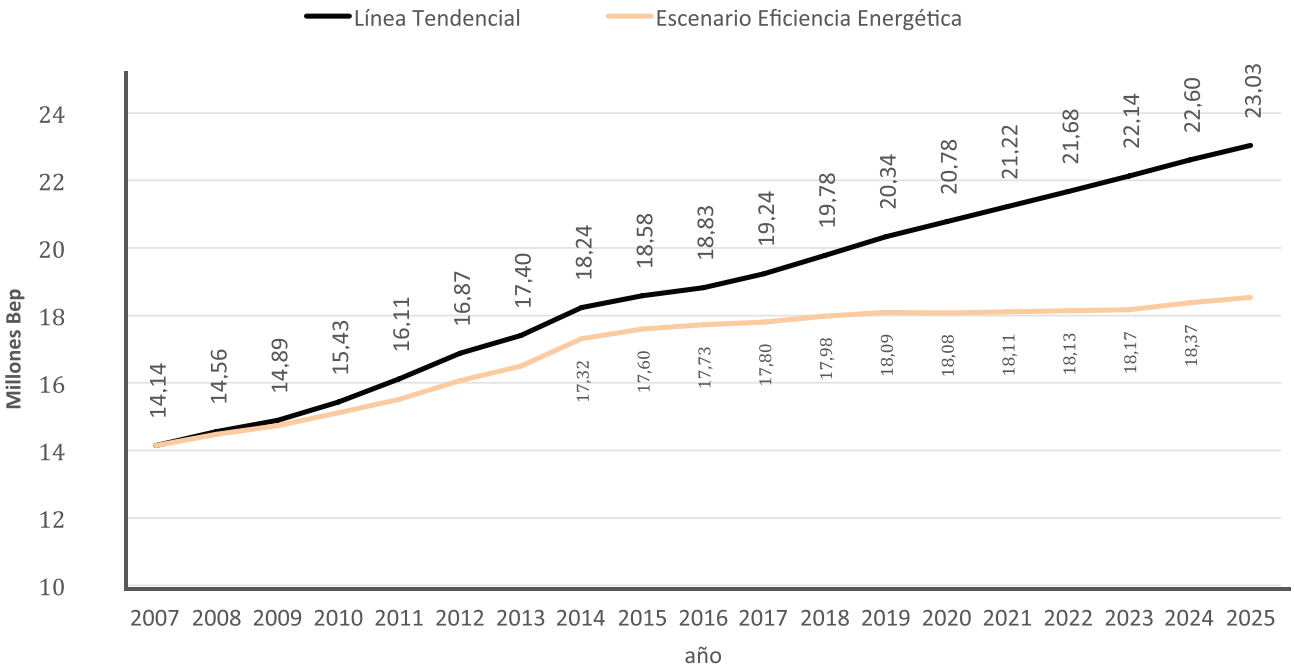


Figura Nro. B-1: Comparación del consumo Escenario Tendencial vs Escenario eficiencia energética

2) La sustitución progresiva de combustibles y fuentes de energía con alto impacto ambiental a otros con bajo contenido de carbono.- impulsa acciones concretas para garantizar a nuestra población y las futuras generaciones un desarrollo económico sostenible basado en el acceso a energía moderna, limpia y económica, utilizando los recursos de forma más inteligente, eficiente y responsable.

El país contará con una de las matrices de generación eléctrica más competitivas y limpias del mundo, generando más del 90% de su energía con fuentes renovables y posibilitando un mejor aprovechamiento de sus recursos naturales, aportando de esta manera al cambio de la matriz productiva y viabilizando el incremento de la competitividad nacional. Todo esto, en un marco de respeto a la naturaleza, de compromiso social y seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica.

De acuerdo al análisis del Plan de Expansión de la Generación, en la Figura Nro. B-2 se muestra el porcentaje de participación en la generación de electricidad por tipo de fuente en el horizonte de planificación.

44 Etiquetado, programa para la cocción y calentamiento de agua eficiente PEC, iluminación y alumbrado público eficiente, plan RENOVA.

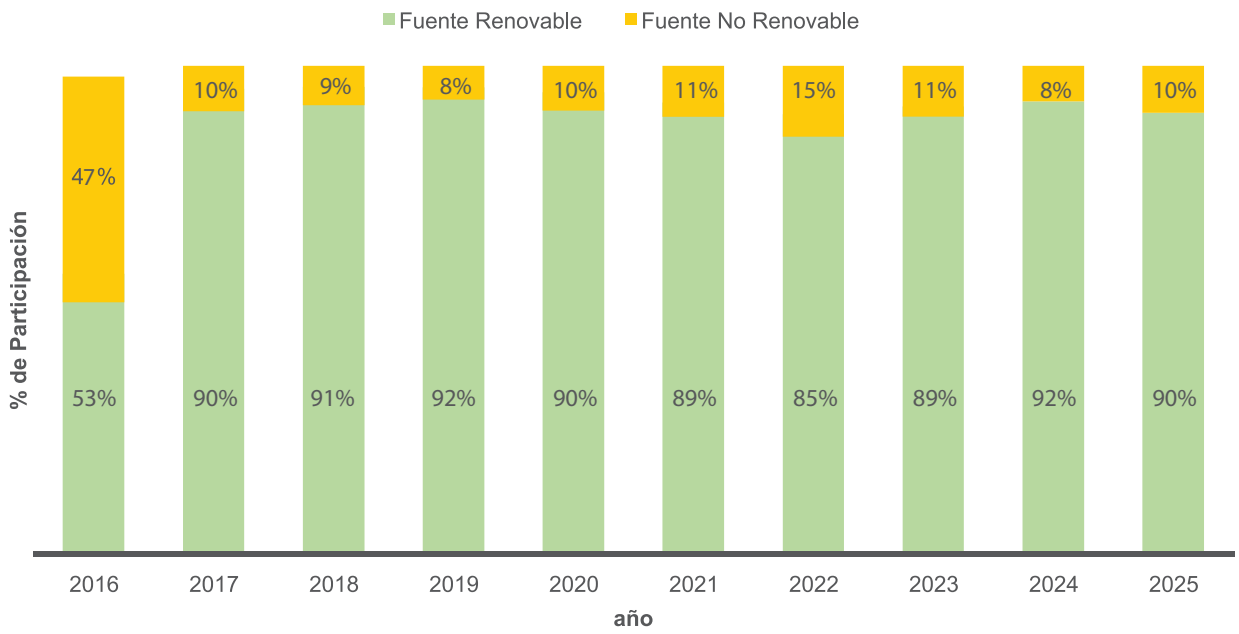


Figura Nro. B-2: Composición de la generación por tipo de fuente de energía

La diminución en el consumo de combustible fósil para la producción de electricidad es evidente, conforme se observa en la siguiente tabla.

Consumo Promedio de Combustibles						
	Caso Base			Caso Matriz Productiva		
ETAPA	Diesel [galón]	Gas Natural [galón]	Fuel Oil [galón]	Diesel [galón]	Gas Natural [galón]	Fuel Oil [galón]
2016	84.114	120.370	292.074	84.114	120.370	292.074
2017	0	25.900	49.585	0	25.072	49.936
2018	11	23.658	45.197	14	23.391	42.129
2019	174	28.877	46.318	142	30.147	50.191
2020	382	38.206	57.883	140	41.298	59.200
2021	980	61.029	78.955	1.011	62.608	81.560
2022	2.963	88.678	107.510	3.798	92.301	113.079
2023	3.385	73.324	99.163	2.821	92.025	102.762
2024	5.187	71.828	103.121	537	20.679	45.775
2025	8.287	85.800	130.465	2.826	40.533	70.362

Tabla Nro. B-12: Consumo de combustibles en escenario de hidrología media

Y su contribución al medio ambiente, se observa en la disminución en la emisión de CO_2 a la atmósfera

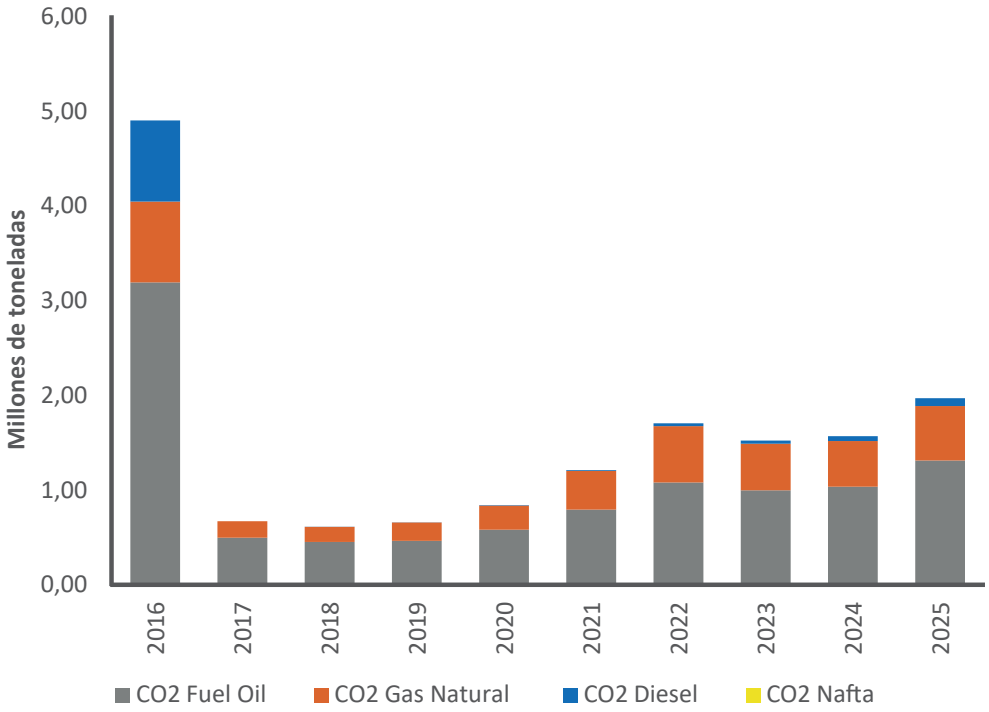


Figura Nro. B-3: Emisiones estimadas de CO_2, hidrología media, Caso Base

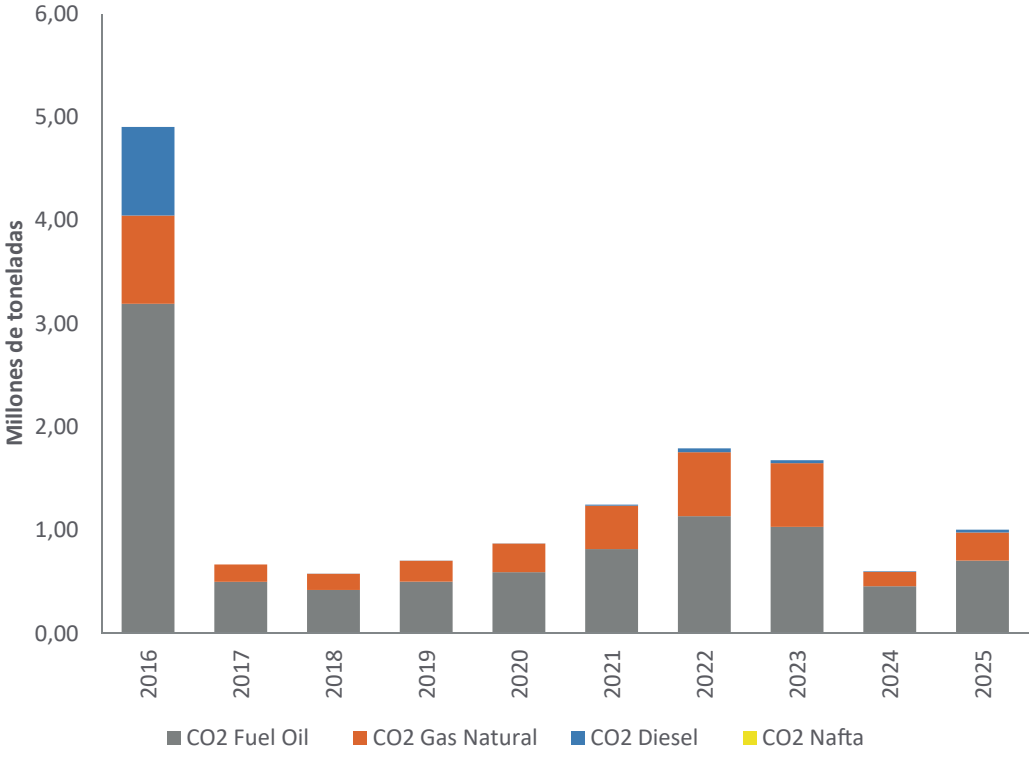


Figura Nro. B-4: Emisiones estimadas de CO_2, hidrología media, Caso Matriz Productiva

Por lograr lo anterior, se continuará con la aplicación de las nueve "Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico Ecuatoriano", y se fortalecerá las mismas con cinco acciones complementarias.

B.5.1 Estrategia A: Promover el Cumplimiento del Cambio de la Matriz Energética

El incremento de la generación hidráulica en los siguientes años, como resultado de la entrada en operación de los proyectos emblemáticos que se ya se encuentran en operación y otros en fase de construcción, resultará en un importante cambio en la matriz de generación de electricidad, reduciéndose el consumo de los combustibles fósiles en el país. Por tal razón, es de suprema importancia el aprovechamiento sustentable del recurso hidráulico disponible del país y por esto la verificación del avance y cumplimiento de plazos de obras asociadas a proyectos hidroeléctricos, son acciones clave para la sustentabilidad del sector.

Es importante enfatizar en esta estrategia, que el Proyecto de Energía Renovables para las Islas Galápagos, ha contribuido al cuidado del ambiente, dotando de un sistema de energía eléctrica acorde a la naturaleza, con miras a la reducción del volumen de diésel embarcado hacia el archipiélago, la principal razón para optar por energía limpias en Galápagos es la reducción de riesgos en el transporte de combustibles, que permiten el cambio de la matriz energética, a través del aprovechamiento de generación de los recursos renovables disponibles, que ofrecen una alternativa efectiva de protección al frágil ecosistema del Archipiélago de Galápagos.[45]

B.5.2 Estrategia B: Promover la Implementación y Certificación de Sistemas de Gestión Ambiental para el Fortalecimiento de la Gestión Ambiental en el Sector Eléctrico

La implementación de sistemas de gestión integrados por parte de los regulados les permitiría consolidar y fortalecer la gestión socio-ambiental como parte integral de su funcionamiento. Existen estándares internacionales bajo los que una empresa puede certificar su Sistema de Gestión Ambiental, las más utilizadas son la norma ISO 14001, las OHSAS 18000 para seguridad industrial y la norma ISO 26000 para la responsabilidad social.

En sentido varias de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano han sido certificadas con normas de calidad, como ejemplo se citan:

- CELEC EP HIDROPAUTE recibió por parte de la acreditadora AENORECUADOR, la certificación en cumplimiento de la gestión bajo estándares internacionales como son las normas de Gestión de Calidad ISO 9001/2008, Gestión Ambiental ISO 14001/2004, Responsabilidad Social IQNET SR10/2011 y Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001/2007.

- Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A., los procesos asociados a la cogeneración y venta de excedentes de energía eléctrica están incluidos en el alcance de las certificaciones ISO 9001/2008 Gestión de Calidad, ISO 14001/2004 Gestión Ambiental y OHSAS 18001/2007.

- Empresa Eléctrica Quito S.A., certificaciones normas de Gestión de Calidad y Capacitación ISO 9001/2008.

B.5.3 Estrategia C: Fomentar el Desarrollo de Programas de Educación Ambiental en el Sector Eléctrico

En cumplimento a lo dispuesto en la LOSPEE en su Artículo 15, numeral 15, establece la obligación de ARCONEL de generar programas de capacitación ambiental para las empresas eléctricas del país, lo cual repercutirá de manera positiva al cumplimiento de la normativa ambiental nacional. Además, es un requerimiento mínimo para alcanzar la sustentabilidad del sector y también permitirá minimizar los impactos ambientales y sociales asociados a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Es importante mencionar que la institución como parte de los procesos de asesoría y capacitación, impulsó y potencializó la gestión ambiental como eje transversal dentro de las empresas del sector.

45 Etiquetado, programa para la cocción y calentamiento de agua eficiente PEC, iluminación y alumbrado público eficiente, plan RENOVA.

a través de la creación de las Unidades de Gestión Ambiental, las mismas que se encuentran funcionando en cumplimiento a la normativa ambiental vigente, para la prevención, control, mitigación y seguimiento ambiental.

B.5.4 Estrategia D: Promover la Implementación de Proyectos de Generación con Energías Renovables

En base a lo que establece, los ODS, la LOSPEE, el MEER y la ARCONEL se está desarrollando del nuevo marco regulatorio para la promoción, avance e implementación de proyectos eólicos, geotérmicos, solares y de biomasa en el país, tanto por parte de las empresas públicas como del sector privado.

B.5.5 Estrategia E: Continuar y Fortalecer Planes de Incremento de Eficiencia

En base a lo establecido en la LOSPEE, el MEER y la ARCONEL deberán desarrollar el nuevo marco regulatorio para el fortalecimiento de los programas de eficiencia energética para los sectores residencial, comercial e industrial en el país, lo cual redundará en beneficios tanto económicos y ambientales para los usuarios del servicio público de energía eléctrica y para el país.

En el Artículo 74 de la LOSPEE, se señala específicamente en su numeral 7: "Fomentar la eficiencia energética del sistema eléctrico, Propiciar la utilización racional de la energía eléctrica por parte de los consumidores Disminuir los impactos ambientales con el manejo sustentable del sistema energético."
Para el cumplimiento de esta Estrategia, se está desarrollando el Plan Nacional de Eficiencia Energéticas, PLANEE, en el que se analiza los sectores de hidrocarburos, transporte, industria y edificaciones (residencial, público y servicios). En el sector eléctrico se está iniciando el análisis en la generación, transmisión y distribución, para lo cual se está coordinando con las Subsecretarías encargadas de estos procesos, y se reforzará el Plan con la información de ARCONEL y otras instituciones del sector. [46]

Plan Nacional de Eficiencia Energética

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) en su Artículo 2, inciso 6, establece como uno de sus objetivos específicos, el formular políticas de eficiencia energética a ser cumplidas por las personas naturales y jurídicas que usen la energía o provean bienes y servicios relacionados, favoreciendo la protección del ambiente.

De igual manera, en los Artículos 12 y 13 de la citada Ley, se menciona como una de las atribuciones y deberes del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, la elaboración del Plan Nacional de eficiencia Energética (PLANEE), mismo que debe ser coordinado con las Secretarías de Estado e Instituciones cuyas funciones estén relacionadas con el uso de la energía.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, está desarrollando el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) que tiene como propósito desarrollar un instrumento de política pública alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2015 (ODS) que incorpore los programas, proyectos y medidas necesarias que permitan la utilización eficiente de la energía de acuerdo a las circunstancias nacionales.
El alcance del PLANEE contempla en el componente de la oferta de energía al sector de hidrocarburos y electricidad; en el componente de la demanda los sectores transporte, industrial y de edificaciones.

Acciones Realizadas:

1. Creación del Comité Técnico Interinstitucional y Multidisciplinario, conformado por los ministerios rectores de los sectores

- Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos
- Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda
- Ministerio de Industria y Producción
- Ministerio de Ambiente
- Ministerio de Transporte y Obras Públicas
- Ministerio de Hidrocarburos

El Comité Técnico Interinstitucional y Multidisciplinario, mantuvo varias reuniones durante el año 2016,

46 Ministerio de Electricidad de Energia Renovable, Ayuda memoria Octubre 2016

donde aportaron con información de las actividades y proyectos relacionados a eficiencia energética que han realizado en los diferentes sectores, así como también se analizaron los objetivos sectoriales planteados para cada uno de los sectores.

2. Revisión de información de varios países, con el apoyo del proyecto Aseguramiento de la eficiencia energética en los sectores público y residencial del Ecuador (SECURE) se revisó los planes de eficiencia energía de varios países como Alemania, Austria, Brasil, Canadá, Chile, China, España, Francia, Italia, Italia, Japón México, entre otros. Esta actividad se realizó para identificar medidas de EE que puedan ser adoptadas en el país.

3. Entrevistas con actores sectoriales, se identificaron instituciones de carácter público y privado, aparte de las que conforman el Comité Técnico, que pueden afectar o verse afectadas por una política pública en eficiencia energética. En entrevistas con estos actores se buscó conocer su posición respecto al PLANEE, con lo que se podrá definir estrategias para socializar y facilitar su adopción.

4. Taller de Lanzamiento del Plan Nacional de Eficiencia Energética, se realizó el 31 de mayo de 2016 y contó con la participación de 68 personas representantes de 31 organizaciones relacionadas con el sector energético del país. En el taller se buscó identificar y priorizar las barreras que existen para el desarrollo de EE, las mismas que fueron catalogadas en:

- Barreras económicas y financieras / fallas de mercado,
- Barreras políticas, legales, regulatorias y capacidades institucionales,
- Barreras técnicas y fallas de la red,
- Competencias técnicas, capacidades organizacionales y disponibilidad de información,
- Barreras sociales, culturales y de comportamiento.

En una segunda actividad que se trabajó en base a las barreras priorizadas, se identificaron acciones que pueden ser tomadas para mitigar las barreras en los sectores de hidrocarburos, industrial, transporte y construcción.

5. Análisis de Barreras para el Plan Nacional de Eficiencia Energética, el equipo del proyecto presentó su primer producto en el que se recopila las experiencias internacionales, entrevistas con actores y el taller de lanzamiento, para realizar un análisis por sector que incluye la caracterización del sector, identificación y desagregación de barreras, análisis de relaciones causales. Como parte de este producto se incluyen los árboles de problema por sector que permitirá plantear objetivos y medidas que ataquen al problema central y permita el desarrollo de EE en el país.

6. Marco estratégico para el Plan Nacional de Eficiencia Energética, el segundo producto se plantean parte del problema central identificado en cada uno de los sectores y plantea los objetivos y líneas de acción para lograr su solución. Luego de la validación de estos objetivos por parte de los Ministerios rectores de cada sector se plantearán las acciones puntuales que formarán parte del Plan.

El PLANEE, lo desarrolla la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética, del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER.

A este nivel de avance se ha iniciado el análisis del sector eléctrico, para lo que se está trabajando en conjunto con la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía y Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía.

B.5.6 Estrategia F: Continuar con el Plan de Mejoramiento en el Servicio Público de Energía Eléctrica

Esta estrategia está dirigida al segmento de la distribución y comercialización de energía eléctrica en el país, en relación con: 1) el mejoramiento de la gestión, 2) reducción de pérdidas, 3) calidad de servicio y 4) la electrificación rural. Actualmente se encuentran en desarrollo el Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE), que está enfocado a la mejora de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución; el Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD), orientado a la ampliación de las redes de distribución para mejorar calidad, cobertura; el Plan de Reducción de Pérdidas, enfocado a reducir las pérdidas a nivel nacional; y, el Programa Electrificación Urbano Marginal que tiene como objetivo incrementar la cobertura de electrificación rural.

B.5.7 Estrategia G: Dar Soporte a los Programas de Incremento de Asequibilidad a la Electricidad

El acceso a la energía eléctrica coadyuva a mejorar la calidad de vida de la población, siendo la pobreza una realidad en los países en vías de desarrollo como Ecuador. A medida que la pobreza disminuye, significa que la población tiene más acceso a los servicios públicos, entre ellos el de energía eléctrica. El alivio de la pobreza depende del acceso a servicios públicos asequibles, confiables y de buena calidad.
Con el objeto de aportar a la matriz productiva y con el desarrollo de la matriz energética, con la sustitución de GLP a cocción eléctrica y otras iniciativas en el sector eléctrico, en distribución se observó la necesidad de reforzar la subtransmisión, alimentadores primarios, redes secundarias, transformadores, entre otros; con la finalidad de atender las necesidades actuales y futuras de la demanda.

Respecto al acceso a la electricidad, el Gobierno Nacional mantiene vigente el subsidio denominado "Tarifa de la Dignidad", que beneficia a más de dos millones de ecuatorianos.

B.5.8 Estrategia H: Establecer Plan de Reducción de Contenido de Azufre en Combustibles

El dióxido de azufre (SO_2) es un contaminante atmosférico primario, derivado de la generación termoeléctrica, que utiliza principalmente fuel oíl, diésel, residuo y crudo, el cual puede causar daño a la salud humana, en particular a las poblaciones de las áreas de influencia de las centrales termoeléctricas que operan en el país. Para lo cual el sector contribuye directamente con la reducción del uso de fuel oíl, diésel, residuo y crudo. En la medida en que el contenido de azufre de los combustibles, se reduzca gradualmente permitirá mejorar la calidad de vida de la población, ya que paulatinamente será desplazado por el uso de la energía renovable.

B.5.9 Estrategia I: Determinación de Factores de Emisión de Contaminantes Comunes para Combustibles Usados en el Sector Eléctrico.

En el indicador No. 9, se computa mediante los factores de emisión (IPCC 1996) y el consumo de combustible por cada tipo de tecnología de las centrales eléctricas.

En la medida que se reduzca la generación termoeléctrica en el país por la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos, se reducirá también la cantidad de emisiones de contaminantes comunes al aire, lo cual también incidirá en la mejora de la calidad de vida de la población.

En la Tabla Nro. B-13, se presentan las estrategias desarrolladas con los indicadores para el diagnóstico del Sector Eléctrico.

Objetivos Desarrollo Sostenible - ODS -ONU	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Estrategia	Acciones	Criterios	Indicadores De Sustentabilidad Afectados
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sustentable y fomentar la innovación Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable Objetivo 11. Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica	A. Promover el cumplimiento del cambio de la matriz energética.	A.1 Verificar el avance y cumplimento de plazos para implementación de los proyectos hidroeléctricos A.2 Estudiar la producción de electricidad en Ecuador con una perspectiva de ciclo de vida A.3 En coordinación con instituciones de predicción climática, estudiar escenarios de afectación a patrones hidrológicos por cambio climático que pudieran afectar a proyectos hidroeléctricos existentes y futuros, con el objetivo de diseñar planes de adaptación	Integridad Ambiental Integridad Social Gestión del Sector Eléctrico	2,3,4,8,9
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable	C. Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico.	B.1 Coordinar con el Ministerio del Ambiente, las acciones requeridas para exigirá los regulados el cumplimento de Legislación Ambiental nacional B.2 Fortalecer la gestión ambiental del sector eléctrico en el Ministerio del Ambiente	Integridad Ambiental	1,9

Objetivos Desarrollo Sostenible - ODS -ONU	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Estrategia	Acciones	Criterios	Indicadores De Sustentabilidad Afectados
Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sustentable y fomentar la innovación Objetivo 12 Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable	B. Promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico	C.1 Promocionar las ventajas de implementar un sistema de gestión ambiental C.2 Recomendar la producción periódica de reportes de sustentabilidad. C.3 Diseñar y establecer un esquema de premiación a la gestión ambiental en el sector eléctrico C.4 Impulsar el diálogo entre regulados	Integridad Ambiental	1,2,9
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Objetivo 4: Fortalecer las capacidades y potencia lidades de la ciudadanía Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable	C. Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico	D.1 Establecer un contenido mínimo requerido y requerimientos de evaluación en los programas de capacitación ambiental para el sector eléctrico D.2 Establecer plazos para realización de programas de educación y capacitación	Integridad Ambiental	1,2,8,9

Objetivos Desarrollo Sostenible - ODS -ONU	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Estrategia	Acciones	Criterios	Indicadores De Sustentabilidad Afectados
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sustentable y fomentar la innovación Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable Objetivo 11. Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica	D. Promover la implementación de proyectos de generación con energías renovables	E.1 Actualización del mapa general del recurso eólico en el territorio ecuatoriano E.2 Conocer a fondo el potencial de producción de bioenergía E.3 Conocer a fondo el potencial de generación mareomotriz E.4 Concretar los estudios de pre factibilidad y factibilidad de proyectos de generación geotérmica E.5 Concretar los estudios de pre factibilidad y factibilidad de proyectos de generación eólica	Integridad Ambiental Integridad Social Gestión del Sector Eléctrico	2,3,4,7,8,9
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sustentable y fomentar la innovación	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 11. Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica	E. Continuar y fortalecer planes de incremento de eficiencia	F.1 Apoyar programas de eficiencia energética a todo nivel F.2 Sistematizar seguimiento de efectividad de programas de eficiencia energética ya implementados F.3 Apoyar las iniciativas de los centros de investigación en eficiencia energética F.4 Concretar estudio de matriz de consumo en cada sector y nivel de ingreso de la sociedad	Integridad Ambiental Integridad Social Integridad Económica	1,2,5,9

Objetivos Desarrollo Sostenible - ODS -ONU	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Estrategia	Acciones	Criterios	Indicadores De Sustentabilidad Afectados
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sustentable y fomentar la innovación Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 11. Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica	F. Continuar con el plan de mejoramiento de la transmisión/ distribución.	G.1 Llevar a cabo efectivamente la implementación del Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE). G.2 Llevar a cabo efectivamente Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD). G.3 Llevar a cabo efectivamente el Plan de Reducción de Pérdidas (PLANREP). G.4 Seguimiento a cumplimiento de planes asociados al Fondo de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal (FERUM)	InIntegridad Social Integridad Económica	3,4,5,6
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 8: Establecer un sistema económico social, solidario y sostenible	G. Dar soporte a los programas de incremento de acceso económico a la electricidad	H.1 Evaluación Socio-económica del programa “Tarifa de la Dignidad”. H.2 Conocer a fondo el vínculo entre: pobreza, el “Bono de desarrollo humano” y el acceso a la energía H.3 Apoyo a políticas que viabilicen el crecimiento económico y el incremento de los ingresos de la población	Integridad Social	3

Objetivos Desarrollo Sostenible - ODS -ONU	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Estrategia	Acciones	Criterios	Indicadores De Sustentabilidad Afectados
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable	I. Establecer plan de reducción de contenido de azufre en combustibles	I.1 Sistematizar colección de información acerca de contenido de azufre de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica y/o datos directos de PETROECUADOR I.2 Verificar necesidad de reducir contenido de azufre en combustibles utilizados en la generación termoeléctrica I.3 Diseñar plan técnico de reducción de contenido de azufre en combustibles (en coordinación con PETROECUADOR) I.4 Verificar contenidos de azufre esperados en combustibles para generación termoeléctrica que serán producidos en la Refinería del Pacífico	Integridad Ambiental	9
Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Objetivo 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable	J. Determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en Ecuador	J.1 Determinar los factores de emisión a partir de información primaria o secundaria para todo el sistema de generación termoeléctrica del Ecuador para: CO_2, SO_2, NOx y PM	Integridad Ambiental	9

Tabla Nro. B-13: Estrateguias para la sustentabilidad del sector eléctrico

B.6 Acciones Complementarias al Desarrollo Sustentable

En cumplimiento con la Normativa Ambiental vigente, y en concordancia con las políticas dictadas por el Ministerio del Ambiente, ARCONEL coordina y apoya las acciones que conduzcan al mejoramiento de la gestión pública y privada, sobre el control y reducción de la contaminación derivada de la generación de desechos peligrosos, mejorando el desempeño ambiental del Sector Eléctrico, de acuerdo a las siguientes actividades:

B.6.1.1 Manejo de PCBs

Los Bifenilos Policlorados, PCBs, (nombres comerciales: askarel, clophen, pyranol, etc.), producidos industrialmente desde 1930, son una clase de compuestos químicos orgánicos de síntesis, químicamente inertes, de elevada toxicidad, persistentes en el ambiente, de escasa biodegradabilidad, susceptibles de bioacumulación.
Los PCBs, se utilizaron como aditivos en los aceites de los equipos eléctricos, especialmente en transformadores, por sus magníficas características de aislante y ante inflamante.

El Comité Técnico de PCBs, elaboró, difundió y puso en vigencia el 26 de julio de 2012, con la aprobación del Ministerio del Ambiente, el Manual de procedimientos para el manejo de los PCBs en el sector eléctrico.

El Ministerio del Ambiente, expidió el Acuerdo Ministerial No. 146, publicado en el Registro Oficial No. 456 de 05 de enero de 2016, sobre los "procedimientos para la gestión Integral y Ambientalmente Racional de los Bifenilos Policlorados (PCBs) en el Ecuador".

El Ministerio del Ambiente en coordinación con el Comité Técnico de PCBs y CONELEC/ARCONEL, consideran que la disposición final de los aceites dieléctricos con concentraciones menores a 50 ppm de PCBs, se realizará solamente en hornos cementeros, para lo cual, el MAE ha autorizado a HOLCIM, empresa que puede realizar el coprocesamiento.

Los equipos y aceites dieléctricos que tengan valores superiores a 50 ppm de PCBs, se realizará la verificación por cromatografía de gases al 100% de los equipos. El tratamiento y disposición final de los equipos y aceites contaminados con PCBs se iniciará a través de un proyecto piloto de eliminación fuera del país, con fondos PNUD.

Con el fin de facilitar el proceso de inventario definitivo de PCBs en el sector eléctrico, el Proyecto de PCBs del MAE, contrató la elaboración y puesta en operación de un sistema informático denominado SNIS PCBs, el mismo que está instalado en el servidor de ARCONEL, habiendo pasado por la fase de pruebas en el período diciembre 2015 - febrero 2016.

En la actualidad, el sistema informático está en la fase de operación, soporte y mantenimiento, con la responsabilidad de Administración funcional del sistema (súper administrador), esto es: creación de nuevas entidades, creación y actualización de usuarios administradores de las empresas eléctricas, creación y actualización de catálogos generales.

El inventario definitivo de PCBs, de acuerdo a la resolución justificada del Comité Técnico de PCBs, determinó que el plazo para concluir el proceso será en diciembre de 2020, considerando que la mayor parte de los equipos se encuentran en operación.
El avance del inventario definitivo de PCBs, debe cumplir lo dispuesto en el Acuerdo ministerial del MAE No. 146, esto es el 40 % del total de equipos cuyo año de fabricación sea hasta diciembre de 2011. Los equipos fabricados desde el 2012 en adelante no son parte del inventario, considerando que los fabricantes garantizan que no tienen PCBs.

B.6.1.2 Sistematización del Inventario de PCBs (SNIS-PNUD) – Convenio MAE-ARCONEL

Para facilitar el proceso de inventario definitivo de PCBs en el sector eléctrico, el Proyecto de PCBs del MAE, contrató la elaboración y puesta en operación de un sistema informático denominado SNIS.

PCBS, el mismo que está instalado en el servidor de ARCONEL, habiendo pasado por la fase de pruebas en el periodo diciembre 2015-febrero 2016, y en la actualidad se encuentra en la fase de operación.

ARCONEL actúa como como soporte de primer nivel hacia las empresas eléctricas. En la actualidad, el sistema está en la fase de operación, soporte y mantenimiento que concluirá en febrero de 2017, con la responsabilidad de Administración funcional del sistema (súper administrador).

B.6.1.3 Plan Piloto de Eliminación de Equipos y Aceites Contaminados con PCBs

El Comité Técnico de PCBs y el proyecto del MAE, financiado con recursos del 2016 del PNUD, contrataron la eliminación en el exterior de 147 toneladas de equipos y aceites contaminados con PCBs, como un proyecto piloto, que permitirá ayudar a las empresas eléctricas a deshacerse de dicho pasivo ambiental y optimizar sus bodegas de almacenamiento.

B.6.1.4 Chatarrización de Bienes del Sector Público

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1791-A, publicado en el Registro Oficial No. 628 de 07 de julio de 2009, se establece que: Art. 1.- "Todas las entidades y organismos de la administración pública central e institucional deberán disponer la chatarrización de los vehículos, equipo caminero y de transporte, aeronaves, naves, buques, materiales, tuberías, equipos informáticos y todos los demás bienes de similares características, que hubieren sido declarados obsoletos o inservibles, y cuya venta no fuere posible o conveniente de conformidad con el Reglamento General de Bienes del Sector Público".

El 12 de julio de 2010, el Ministerio de Industrias y Productividad, MIPRO, emite el Reglamento al Decreto Ejecutivo No. 1791-A, que regula los procedimientos para el cumplimiento del mencionado Decreto.

En el sector eléctrico, se ha identificado como material a ser chatarrizado, los transformadores que están fuera de servicio, y que han sido caracterizados con una concentración menor a 50 ppm de PCBs, y que luego de pasar por el proceso de vaciado del aceite dieléctrico, pueden destinarse a la fundición.
Las carcasas vacías se podrán destinar al remate como chatarra, con gestores autorizados, con la condición de que sean destinados únicamente a la fundición, para lo cual las Empresas Eléctricas, deberán garantizar el proceso con la cadena de custodia y disposición final.

En cumplimiento del Decreto Ejecutivo No. 1791-A, ARCONEL reporta de manera mensual al MIPRO, el estado de los procesos de chatarrización, de las empresas eléctricas públicas.

B.6.1.5 Manejo de Cuencas Hidrográficas

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, establece en el Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- "La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica".

Para cumplir con este objetivo fundamental de garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico, ésta Agencia tiene como misión: ejecutar, promover e implementar acciones tendientes a la adaptación al cambio climático de los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a través del desarrollo de proyectos de manejo integral de las cuencas y microcuencas

hidrográficas aportantes, con el fin de minimizar el proceso acelerado de erosión provocado por la falta de prácticas adecuadas de manejo de suelos, control de estabilidad de laderas y deslizamientos, deforestación, avance de la frontera agrícola y disminución de los páramos, que provoca la escorrentía y arrastre de suelos y sedimentos a los embalses y reservorios de las centrales hidroeléctricas, lo cual disminuye la vida útil de los mismos, y consecuentemente una disminución de la generación que aporta al Sistema Nacional Interconectado.

• Desarrollar planes y modelos piloto de soluciones globales planteados, para el manejo integral de las cuencas hidrográficas aportantes de los proyectos emblemáticos, e instalaciones de generación en el Ecuador, en coordinación con el MAE, MAGAP y SENAGUA.

• Iniciar un proceso a corto y mediano plazo, en coordinación con las empresas de generación hidroeléctrica, Instituciones involucradas en el área agrícola, uso del agua, cambio climático, etc., para desarrollar planes y programas de manejo de las cuencas y microcuencas aportantes, que garanticen el servicio continuo de energía eléctrica en el país.

• Liderar programas de actividades demostrativas en las áreas priorizadas seleccionadas, en los proyectos emblemáticos.

• Desarrollar planes y programas conjuntos con las empresas de generación, para forestar y reforestar las áreas degradadas, así como las aportantes de los proyectos.

• Involucrar en los programas de manejo integral de las cuencas y microcuencas, a las autoridades seccionales, organizaciones sin fines de lucro, y población en general.

• Diseñar programas de monitoreo hidroclimatológico, de escorrentía y productividad, en las cuencas y microcuencas aportantes de los proyectos e instalaciones de generación hidroeléctrica.





C

GESTIÓN DE RIESGOS DEL SECTOR ELÉCTRICO



C.1 Introducción

La gestión de riesgos ante desastres naturales, es la capacidad que tiene la sociedad y sus actores para modificar las condiciones de riesgos existentes, actuando sobre las causas que lo producen. En este contexto, el Estado norma y articula la gestión de las instituciones públicas y privadas, nacionales y extranjeras, y de los diversos sectores sociales, frente a los riesgos de origen natural y antrópico.

La Constitución de la República del Ecuador del 2008 determina a la Gestión de Riesgos como un componente importante dentro del Plan Nacional de Desarrollo, es parte de la seguridad integral del Estado y se gestiona bajo el principio de subsidiaridad. [47]

En su artículo 389 manifiesta que el "El Estado protegerá a las personas, las colectividades y la naturaleza frente a los efectos negativos de los desastres de origen natural o antrópico mediante la prevención ante el riesgo, la mitigación de desastres, la recuperación y mejoramiento de las condiciones sociales, económicas y ambientales, con el objetivo de minimizar la condición de vulnerabilidad. El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional…".

Bajo este mandato, la Secretaría Nacional de Planificación del Desarrollo (SENPLADES), entidad competente de la planificación nacional, instó a todos los sectores a concebir dentro de sus planes y proyectos la transversalidad de la "Gestión del Riesgo".

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, órgano Rector y Planificador del Sector Eléctrico, circunscribe al "Riesgo" a todo probable evento natural y/o antrópico que pueda generar daños sobre las personas, las colectividades, la naturaleza y en la infraestructura eléctrica, que ocasione el detrimento de la dotación del servicio público de energía eléctrica.

Este enfoque, estructura el manejo del riesgo ante amenazas a través de una secuencia de actividades humanas previamente planificadas, como son:

- La evaluación del riesgo
- El levantamiento de estrategias para prevenir, manejar y mitigar los riesgos
- La operación del sistema eléctrico, considerando las potenciales amenazas naturales y antrópicas en su zona de influencia
- Reubicar o sustituir infraestructura vulnerable

Por lo manifestado, es responsabilidad de todas las entidades del sector eléctrico, diagnosticar, analizar, evaluar, prevenir y mitigar el riesgo, y en caso de ocurrencia de un evento; revertir los impactos provocados, con la participación de todos los actores involucrados y en permanente coordinación con los organismos responsables de la atención de desastres, rehabilitación y reconstrucción.

C.2 Antecedentes

El Ecuador, se encuentra ubicado al noroccidente de América del Sur, está atravesado por la línea ecuatorial y por la Cordillera de los Andes.

El océano Pacífico rodea el perfil costanero occidental y separa a las Islas Galápagos del continente.

47 Artículo No. 390 ,- "Los riesgos se gestionarán bajo en principio de descentralesación subsidiaria, que implicará la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ambito geográfico. Cuando sus capacidades para la gestión del riesgo sea insuficiente, las instancia de mayor ámbito territorial y mayor capacidad técnica y financiera brindará el apoyo necesario con respecto con su autoridad en el territorio y sin relevarlos de su responsabilidad".

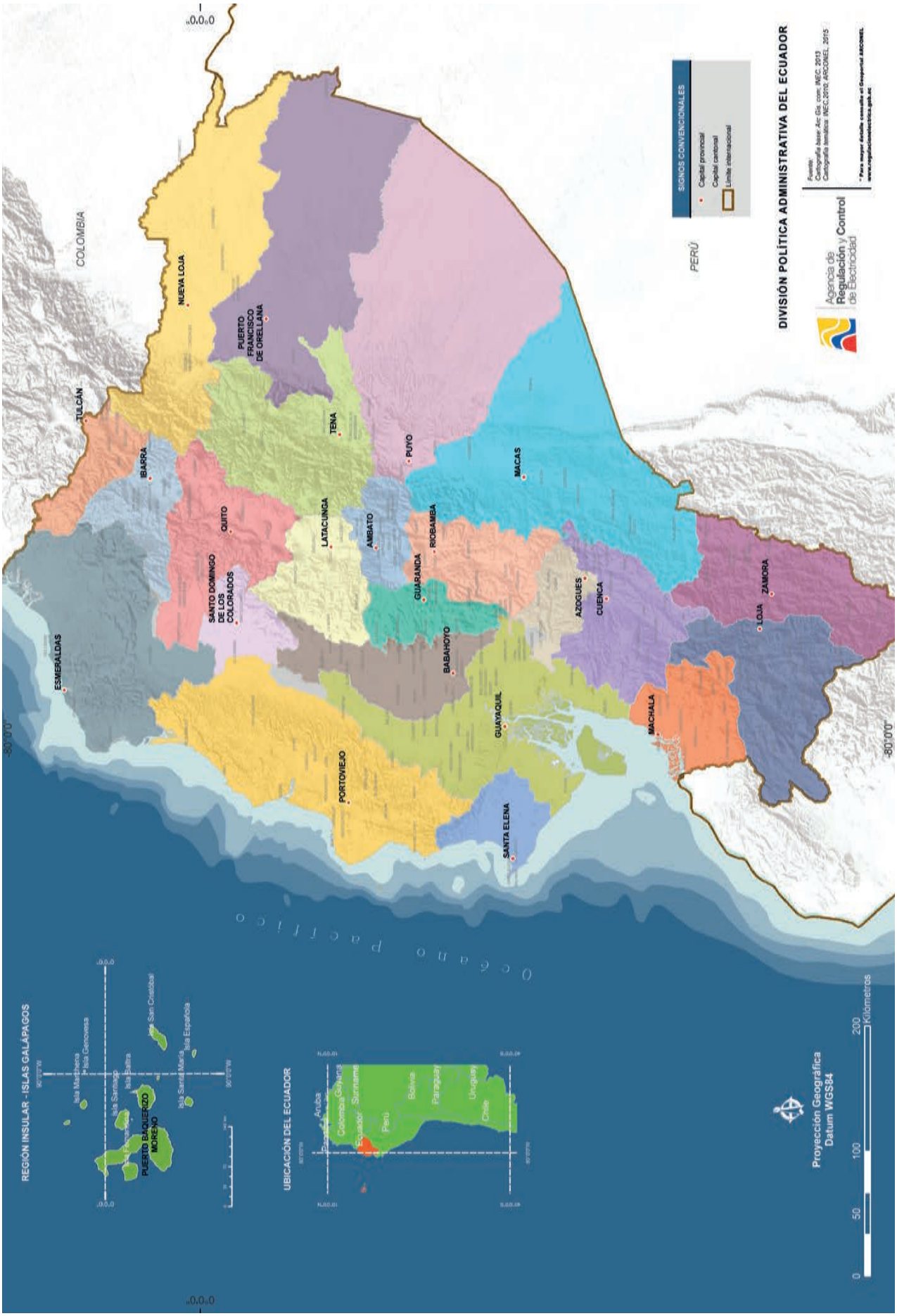


Figura Nro. C-1: Situación Geográfica del Ecuador

La cordillera de los Andes atraviesa el territorio de norte a sur, dejando a su flanco occidental la región Litoral, en la parte central a la región Sierra y al oriente la Amazonía.

Su posición geográfica es zona de convergencia intertropical y por la presencia de sistemas atmosféricos únicos en el mundo, marca el inicio de la temporada de lluvias en la vertiente Amazónica y la finalización de lluvias en la vertiente del Pacífico. Estos cambios climáticos históricamente han generado inundaciones, marejadas o déficit hídrico,[48] así como movimiento de terrenos inestables.

Además, el país se sitúa sobre las placas oceánicas de Nazca y Sudamericana y en el cinturón de fuego del Pacífico. La subducción [49] de estas placas genera un complejo sistema tectónico, convirtiendo al país en un territorio vulnerable ante eventos sísmicos y volcánicos.

Al suscitarse estos eventos naturales, además de las repercusiones en la población y en la economía; el detrimento de los servicios básicos son inevitables; a consecuencia de los daños en:

- Infraestructura para atención de salud pública
- Infraestructura vial
- Infraestructura sanitaria y de agua potable
- Infraestructura del servicio eléctrico
- Infraestructura de telecomunicaciones
- Infraestructura social, deportiva, recreativa, etc

C.3 Descripción de las Amenazas en el Ecuador

Las "amenazas" dependiendo de su ubicación, severidad y frecuencia, tiene el potencial de afectar adversamente al ser humano, a sus actividades y a sus infraestructuras.

Las de tipo natural se refieren específicamente a todos los fenómenos atmosféricos, hidrológicos, geológicos y biológicos. En la Tabla Nro. C-1 se observa su detalle:

Amenazas Naturales	
Hidrometereológicas:	Biológicas:
• Inundaciones	• Brotes de enfermedades Epidérmicas
• Flujos de lodo	• Contagios de animales, plantas
• Sequias/Déficit Hídrico	• Pandemias
• Heladas	
Geológicas	
• Tsunamis	
• Erupciones volcánicas	
• Deslizamientos o movimientos de masas	

Tabla Nro. C-1: Amenazas Naturales

48 Entre Octubre y Diciembre la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes es escaza, lo que causa bajos caudales de los rìos del paìs.
49 Subducción. Una de las placas se dobla, con un ángulo pequeño, hacia el interior de la Tierra, introduciéndose por debajo de la otra de tipo continental, como ocurre en la subducción de la placa de Nazca bajo los Andes.

Las amenazas antrópicas son atribuibles a la acción del ser humano y son de tipo tecnológico y ambiental.

Amenazas Antrópicas	
Tecnológicas:	Ambientales:
• Contaminación industrial	Degradación del suelo, deforestación, incendios forestales, contaminación atmosférica, cambio climático, etc
• Daño en presas	
• Radioactividad	
• Accidentes de transporte, industriales, tecnológicos (explosiones, fuegos, derrames)	

Tabla Nro. C-2: Amenazas Antrópicas

C.3.1 Principales Eventos Adversos en el Ecuador

C.3.1.1 Terremotos

Los terremotos se originan por la repentina liberación de energía acumulada en una falla de la corteza terrestre. Se constituyen en una seria amenaza debido a la irregularidad en la periodicidad de los eventos, a la falta de sistemas adecuados de pronóstico y al poco tiempo que disponen las sociedades para actuar. Los eventos de intensidad igual o mayor a VIII (Escala de Mercalli) son considerables o catastróficos.

En Ecuador los últimos terremotos de esta categoría ocurrieron en: 1987 el cual afectó a las poblaciones aledañas al volcán Reventador, el evento de 1998 destruyó la ciudad de Bahía de Caráquez, y el ocurrido en el 2016 el cual afectó a gran parte de la costa ecuatoriana.

Como antecedente de daños al sector eléctrico, a manera de ejemplo se citan las afectaciones del terremoto de marzo de 1987, con epicentro en "El Reventador".

Éste tuvo una magnitud de 7,1 grados en la escala de Richter, los temblores, las avalanchas y las crecidas de los ríos originaron daños directos e indirectos en dos campamentos de centrales hidroeléctricas, en las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución. Los daños se estimaron en 3,8 millones de dólares. [50]

50 Fuente: CEPAL El desastre natural de Marzo de 1987 en el Ecuador y sus repercusiones sobre el desarrollo económico y social, México, Abril.



REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR



Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

PERÚ

Interconexión Colombia 525 MW

Interconexión Perú 110 MW

Sistemas Aislados Orellana y Sucumbíos 4,8 MW

SISTEMAS AISLADOS ORELLANA Y SUCUMBÍOS 4,9 MW

CARCHI · ESMERALDAS · IMBABURA · PICHINCHA · ZONA NO DELIMITADA · SUCUMBÍOS · NAPO · COTOPAXI · MANABÍ · LOS RÍOS · BOLÍVAR · GUAYAS · SANTA ELENA · CAÑAR · AZUAY · MORONA SANTIAGO · EL ORO · LOJA · ZAMORA CHINCHIPE · CHIMBORAZO · PASTAZA

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

LEYENDA

Interconexiones
Potencia nominal (MW)
- 110,00
- 110,01 - 540,00

Centrales de generación térmica
Potencia nominal (MW)
- 0,05 - 22,50
- T 22,51 - 75,83
- T 75,84 - 181,00

Centrales de generación hidráulica
Potencia nominal (MW)
- 0,06 - 73,00
- H 73,01 - 487,00
- H 487,01 - 1500,00

Centrales de generación de biomasa
Potencia nominal (MW)
- 29,80
- B 29,81 - 36,50
- B 36,51 - 78,00

Potencia nominal (MW)
- G 2,00

Centrales de generación fotovoltaica
Potencia nominal (MW)
- F 0,01 - 0,50
- F 0,51 - 2,00

Subestaciones
Tipo de subestación
- Punto de derivación
- Elevación
- Reducción
- Seccionamiento

Líneas de transmisión
Voltaje (kV)
- 138
- 230

Líneas de subtransmisión
Voltaje (kV)
- 46
- 69

Concentración Sismicidad
Magnitud
- 0 - 0,002
- 0,002 - 0,005
- 0,005 - 0,008
- 0,008 - 0,011
- 0,011 - 0,013

SISMICIDAD

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015; IGEPN, 2016

C.3.1.2 Erupciones Volcánicas

Los volcanes son perforaciones de la corteza terrestre, de las que escapan a la superficie rocas fundidas y gases. Las amenazas volcánicas derivan de dos clases de erupciones:

• Erupciones explosivas: se originan por la rápida disolución y expansión del gas desprendido por las rocas fundidas al aproximarse estas a la superficie terrestre. Las explosiones imponen una amenaza al desparramar bloques y fragmentos de rocas y lava.

• Erupciones efusivas: la mayor amenaza impuesta por éstas es el flujo de materiales, y no las explosiones en sí. Los flujos varían en naturaleza (fango, ceniza, lava) y cantidad, y su origen puede provenir de diferentes fuentes. Su acción está determinada por la gravedad, la topografía que los rodea y la viscosidad del material.

Las amenazas relacionadas con las erupciones[51] volcánicas son los flujos de lava, la caída de cenizas y proyectiles, las corrientes de fango y los gases tóxicos. La actividad volcánica puede a su vez accionar otros eventos naturales peligrosos como: tsunamis locales, deformación del paisaje, inundaciones a causa del represamiento de arroyos y ríos.

Específicamente, el volcán Tungurahua inició su proceso eruptivo a partir de 1999 y desde entonces ha intercalado periodos de gran actividad con lapsos de relativa calma. En el 2006, al menos dos de los ríos (Chambo y Puela) cuyos caudales abastecen a la central hidroeléctrica Agoyán (156 MW), fueron represados por los flujos del volcán y amenazaban con desbordarse, lo que podía afectar a la central.

Por lo anterior, la central, parte de las líneas de transmisión y tres subestaciones fueron protegidas para evitar daños. CENACE dispuso la suspensión temporal de la operación de la central Agoyán y la salida de operación de la línea de transmisión Totoras-Agoyán, considerada la más crítica en la zona. En distribución hubo problemas en las líneas de alto voltaje y en subestaciones eléctricas; repercutiendo en la continuidad del suministro eléctrico en las zonas aledañas a la erupción.



Figura Nro. C-3: Volcán Tungurahua

51 Según el registro de erupciones los volcanes de mayor peligrosidad son el Cotopaxi, Tungurahua, Guagua Pichincha, Pululahua, Reventador, Cayambe y Antisana.

C.3.1.3 Deslizamientos

El término deslizamiento incluye derrumbe, caídas y flujo de materiales no consolidados. Los deslizamientos pueden activarse a causa de terremotos, erupciones volcánicas, suelos saturados por fuertes precipitaciones o por el crecimiento de aguas subterráneas y por el socavamiento de los ríos.

A pesar de que los deslizamientos se localizan en áreas relativamente pequeñas, pueden ser especialmente peligrosos por la frecuencia de ocurrencia. Las distintas clases de deslizamientos son:

• El desprendimiento se caracteriza por la caída libre de rocas. Éstas generalmente se acumulan en la base formando una pendiente, lo que impone una amenaza adicional.

• Los derrumbes y las avalanchas, son desplazamientos de una sobrecarga debido a una falla de corte. Si el desplazamiento ocurre en material superficial sin deformación total, se le llama hundimiento.

• Los flujos y las dispersiones laterales ocurren en material reciente no consolidado porque la capa freática es poca profunda. A pesar de estar asociados con topografías suaves, estos fenómenos de licuefacción pueden llegar a grandes distancias de su origen.

El impacto de estos eventos depende de la naturaleza específica del deslizamiento y pueden causar pérdidas de vidas humanas y daños a la propiedad. El desprendimiento de rocas impone una amenaza localizada dada su limitada área de influencia. Los derrumbes, las avalanchas, los flujos y las dispersiones laterales generalmente abarcan áreas extensas. Los lahares producto de las erupciones volcánicas, pueden viajar a grandes velocidades desde su punto de origen y son una de las amenazas más destructivas.

Un deslizamiento logra causar daños indirectos que pueden ser de mucha mayor envergadura, como por ejemplo el represamiento de ríos que a su vez causan inundaciones, como lo sucedido en el sector de La Josefina en 1993. El evento represó al río Paute y afectó no sólo a las zonas aledañas, sino que causo daños significativos a la central termoeléctrica El Descanso y puso en peligro a la represa del proyecto Paute (hasta el 2015 la hidroeléctrica más grande del país).

Con la finalidad de solventar los daños, el Congreso Nacional aprobó y destinó 7,5 millones de dólares para afrontar la emergencia. Las pérdidas directas fueron evaluadas en alrededor de 148,5 millones de dólares.



Figura Nro. C-4: Desastre de la Josefina

C.3.1.4 Inundaciones

Las inundaciones son fenómenos naturales y suele ocurrir a intervalos irregulares de tiempo en los causes o lechos fluviales. Son de dos tipos:

1) Desbordamiento de ríos a causa de la excesiva escorrentía como consecuencia de fuertes precipitaciones. Ocurre cuando se excede la capacidad de los canales para conducir el agua y por lo tanto se desbordan los ríos.

2) Inundaciones costeras causadas por olas ciclónicas [52]. Los tsunamis son un tipo especial de inundación costera.

En el Ecuador las inundaciones tienen mayor probabilidad de ocurrencia en las provincias de Esmeraldas, Guayas, Manabí, Los Ríos y El Oro, en la costa; Orellana, Napo, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, en la región amazónica.

El evento más catastrófico fue el fenómeno El Niño de 1997-1998, afectó a todas las provincias de la región litoral y en menor escala a la región interandina (Chimborazo, Bolívar, Cañar, Azuay y Loja). El monto total estimado [53] de daños en el Ecuador fue de 2.869,3 millones de dólares.

Debido a factores originados por el ablandamiento del suelo, por saturación y el desborde de ríos y quebradas, la dotación de electricidad se interrumpió durante períodos relativamente prolongados al afectarse especialmente la infraestructura de distribución. Estadísticamente entre junio de 1997 y junio de 1998 se presentaron 114 interrupciones, que se debieron a explosión de transformadores, caída de postes y daño en una línea de 69 kV.

Los daños directos o indirectos en el sector eléctrico estuvieron por el orden de los 19 millones de dólares.[54]



Figura Nro. C-5: Inundación del Centro Cantonal de una Ciudad

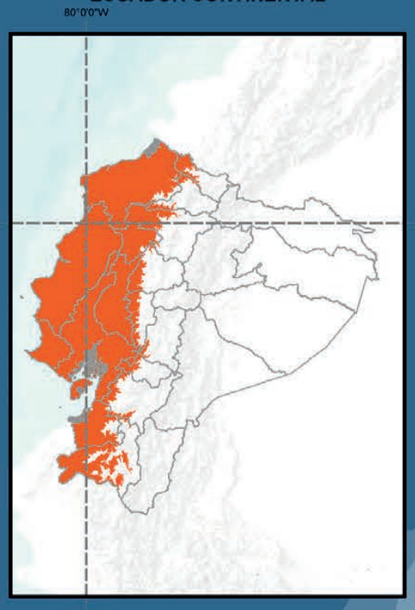
52 Las olas ciclónicas, son un crecimiento anormal del nivel del mar asociado a la presencia de huracanes y otras tormentas marítimas.

53 Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) Ecuador: Evaluación de los efectos socioeconómicos del Fenómeno El Niño en 1997-1998.

54 Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe-CEPAL, Ecuador: Evaluación de los efectos socioeconómicos del Fenómeno El Niño en 1997-1998



UBICACIÓN EN EL ECUADOR CONTINENTAL



-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

Subestación San Lorenzo 12,5 MVA

Subestación Borbón 6,5 MVA

Subestación Rocafuerte 5,3 MVA

Subestación Santas Vainas 12,5 MVA

Subestación Las Palmas 24 MVA

Esmeraldas 134,73 MVA

Subestación Propicia 26,5 MVA

Esmeraldas I 185 MVA

Subestación Atacames 24 MVA

Subestación Muisne 6,25 MVA

Subestación Viche 6,25 MVA

ESMERALDAS

CARCHI

Subestación Sálima 12,5 MVA

Subestación Quinindé 6,25 MVA

Subestación Nuevo Quinindé 12,5 MVA

Subestación Golondrinas 12,5 MVA

Quinindé 66,7 MVA

Manduriacu 65 MW

IMBABURA

Fabrica Imbabura 0,52 MW

Cotacachi 6,25 MVA

Perlabí 3,15 MVA

Perlabí 2,46 MW

Selva Alegre 35 MVA

Otavalo 12,5 MVA

La Carolina 6,25 MVA

Hidrocarolina 0,86 MW

Buenos Aires 2012 0,95 MW

Pedernales (1 - Trs) 12,5 MVA

Pedernales 4 MW

Puerto Quito 0,16 MW

Puerto Quito 0,13 MVA

Chiquilpe 0,16 MW

Chiquilpe 0,08 MVA

Concordia 20 MVA

PICHINCHA

Valle Hermoso 6,13 MVA

Loreto 2,11 MW

S/E 49 Los Bancos 10 MVA

Vindobona 5,86 MW

Uravia 0,98 MW

Nayón 29,7 MW

Jama 12,5 MVA

Pronaca 6,25 MVA

El Centenario 18,75 MVA

El Carmen 16 MVA

La Cadena 12,5 MVA

Quito 20 MVA

Quevedo 20 MVA

MANABI

El Rocío 5 MVA

Petrocomercial 6,25 MVA

La Palma 18,75 MVA

Alluriquín 12,5 MVA

Sesme (2 - Trs) 7,5 MVA

Brineforcorp 1 MW

San Vicente 5 MVA

Bahía de Caráquez 15 MVA

Reynbampac 3,13 MVA

Patricia Pilar 12,5 MVA

Baba 42 MW

Baba 102 MVA

Chone 100 MVA

Chone 25 MVA

Severino 0 MVA

Tosagua 6,25 MVA

La Estancilla 12,5 MVA

ZONA NO DELIMITADA

COTOPAXI

Sigchos 6,25 MVA

Pastocal 1 MW

Mulalo 0,98 MW

Mulalo 12,5 MVA

Crucita 12,5 MVA

Calceta 12,5 MVA

Buena Fe 36,5 MVA

Tingo la Esperanza 2,13 MVA

El Estado 1,66 MW

Illuchi 1 1,4 MW

Illuchi No.2 1,5 MW

Miraflores 39,4 MW

Enersol 1-500 0,45 MW

Manta 33,33 MVA

Montecristi 100 MVA

Manta 4 20 MVA

Montecristi 2 26 MVA

Rocafuerte 5 MVA

San Gregorio 225 MVA

Daule-Peripa 2,5 MVA

Marcel Laniado 213 MW

Daule Peripa 255 MVA

El Codo 5 MVA

Quevedo Nueva 24 MVA

Quevedo Norte 16 MVA

Valencia 12,5 MVA

Calope 15 MW

Calope 20,8 MVA

La Maná 12,5 MVA

Playa Prieta 12,5 MVA

Portoviejo 3 12,5 MVA

Portoviejo 2 12,5 MVA

Portoviejo 134,73 MVA

Montecristi 1 15,3 MVA

Estación Dayuma 6,13 MW

Quevedo 283,32 MVA

Quevedo Sur 36 MVA

El Empalme 20 MVA

Río De Oro 5,6 MVA

Lodana 7,5 MVA

Caza Lagarto 6,25 MVA

Naranjal 1,5 MVA

Jipijapa 12,5 MVA

Barranco Colorado 6,25 MVA

Bellavista 6,25 MVA

Pto. Cayo 2,5 MVA

San Miguel 1,5 MVA

Machalilla 5,6 MVA

Colimes 6,25 MVA

Balzar 12,5 MVA

Palenque 12,5 MVA

Ventanas 20 MVA

Casa Maquinas 18 MVA

Sibimbe 14,2 MW

Echeandia 12,5 MVA

LOS RIOS

Hidrosibimbe 18 MVA

Puebloviejo 12,5 MVA

Vinces 1 20 MVA

Proyecto Catarama 5 MVA

Guanujo 12,5 MVA

Caluma 6,25 MVA

Cochabamba 12,5 MVA

GUAYAS

Palestina 20 MVA

Santa Lucia 20 MVA

Vinces2 12,5 MVA

Baba 12,5 MVA

Nelson Mera 12,5 MVA

América 5 MVA

Juan Bautista Aguirre 12,5 MVA

Pedro Carbo 20 MVA

Daule Norte 24 MVA

Daule Sur 16 MVA

Samborondón 12,5 MVA

Sansau 1 MW

Wildtecsa 1 MW

Manglaralto 6,25 MVA

Sicoto 12,5 MVA

Hidrotambo 8 MW

Cedege 12,5 MVA

Subestación Lorenzo De Ga 2,5 MVA

San Jose del Tambo 10 MVA

Subestación Bucay 12,5 MVA

Colonche 12 MVA

Petrocomercial 2 12 MVA

Flopec 12 MVA

Ecoelectric 35,2 MW

San Carlos 73,6 MW

SANTA ELENA

Santa Elena II 82,15 MW

Altgenotec 0,99 MW

Genrenotec 0,99 MW

Victoria II 102 MW

Salinas 12 MVA

Chanduy 10 MVA

Pechiche 12 MVA

Subestación Pto Inca 5,25 MVA

Ecudos Elevación 31,6 MVA

Ecudos Reducción 8,67 MVA

Ecudos A-G 27,6 MW

Ocaña 26,1 MW

Ocaña 30 MVA

San Lorenzo Del Mate 3,75 MVA

Playas 12 MVA

Posorja 33,3 MVA

Paseo Playas 2,5 MVA

Posorja 12 MVA

NIRSA 12 MVA

Transformador Puna 4 MVA

Puna 1 MVA

Puná Nueva 2,52 MW

Salica 6,25 MVA

Salica 5,6 MVA

Subestación Naranjal 10,25 MVA

CAÑAR

Saucay 24 MW

Balao 7,5 MVA

Termogas Machala I 130,6 MW

Barbones 20 MVA

Bajo Alto 386 MVA

Pagua 36,5 MVA

AZUAY

Lentag 44,5 MVA

La Iberia 12,5 MVA

Machala 366,3 MVA

Porotillo 2,5 MVA

Termogas Machala-II 118 MW

Saracaysol 1 MW

Solhuaqui 1 MW

Solsantros 1 MW

Solchacras 1 MW

Sanegsol 1 MW

Santonio 1 MW

Huaquillas 17,5 MVA

Arenillas 12,5 MVA

Interconexión Perú 110 MW

PERÚ

EL ORO

LOJA

Saraguro 6,25 MVA

Saracay 3,75 MVA

-80°0'0"

Océano Pacífico

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 20 40 80
Kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

LEYENDA

Interconexiones
Potencia nominal (MW)
- 110,00
- 110,01 - 540,00

Centrales de generación hidráulica
Potencia nominal (MW)
- 0,06 - 73,00
- H 73,01 - 487,00
- H 487,01 - 1500,00

Centrales de generación térmica
Potencia nominal (MW)
- T 0,05 - 22,50
- T 22,51 - 75,83
- T 75,84 - 181,00

Centrales de generación de biomasa
Potencia nominal (MW)
- B 29,80
- B 29,81 - 36,50
- B 36,51 - 78,00

Potencia nominal (MW)
- G 2,00

Centrales de generación fotovoltaica
Potencia nominal (MW)
- 0,01 - 0,50
- F 0,51 - 2,00

Subestaciones
Tipo de subestación
- Punto de derivación
- Elevación
- Reducción
- Seccionamiento

Líneas de transmisión
Voltaje (kV)
- 138
- 230

Líneas de subtransmisión
Voltaje (kV)
- 46
- 69

Susceptibilidad a inundaciones
- alta
- baja
- media

SUSCEPTIBILIDAD A INUNDACIONES

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com/INEC, 2013
Cartografía temática:SGR, 2016; ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Diciembre, 2016

* Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Figura Nro. C-6: Mapa de Susceptibilidad a Inundaciones

C.3.1.5 Tsunamis

Los tsunamis son olas de larga duración generadas por terremotos, actividades volcánicas o por derrumbes en el suelo marítimo. La cresta de estas olas puede exceder los 25 metros de altura al alcanzar aguas poco profundas.

Durante los últimos 110 años, en las costas de la región Litoral y en Galápagos se han registrado varios eventos, siendo el más severo un terremoto-tsunami suscitado en 1906 en la provincia de Esmeraldas.

El 31 de enero de aquel año, se produjo un terremoto con epicentro en las costas ecuatorianas de 25 km de profundidad y con magnitud de 8,8 en escala de Richter. El mismo originó un tsunami el cual (según ciertos historiadores) llegó media hora después a Tumaco-Colombia y a las poblaciones cercanas del Ecuador. Después de 20 minutos del primer impacto, llegó una segunda ola y posteriormente una tercera; aproximadamente durante cuatro horas se observaron olas de grandes dimensiones.

Las grandes olas fueron muy destructivas en las costas bajas y planas del sector de Río Verde donde todas las viviendas asentadas cerca de la playa o en la zona estuarina formada por los ríos Santiago y Mataje fueron destruidas; alrededor de unas 1.000 a 1.500 personas murieron.

En conclusión, frente a los desastres naturales y antrópicos que se han suscitado en épocas pasadas, la actuación del Estado se ha caracterizado básicamente como reactiva, con reducida gestión en la prevención de los mismos, lo que ha desembocado en pérdidas y daños tanto humanos, como económicos.

A esta conducta fundamentalmente reactiva se adiciona la poca articulación y una escasa definición de roles y responsabilidades de las instituciones públicas y privadas, provocando duplicación de esfuerzos y por ende, el uso poco eficiente de los recursos.

C.4 Marco Constitucional, Legal y Normativa Nacional

A continuación se citan los principales instrumentos legales.

C.4.1 Constitución de la República del Ecuador

Artículo 389.- “El Estado protegerá a las personas, las colectividades y a la naturaleza frente a los efectos negativos de los desastres de origen natural o antrópico mediante la prevención ante el riesgo, la mitigación de desastres, la recuperación y mejoramiento de las condiciones sociales, económicas y ambientales, con el objetivo de minimizar la condición de vulnerabilidad. El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional…”.

Artículo 389.- El estado ejercerá la rectoría a través del órgano técnico establecido en la Ley. Tendrá como funciones principales:

- Numeral 3.-”Asegurar que todas las instituciones públicas y privadas incorporen obligatoriamente, y en forma transversal, la gestión de riesgos en la planificación”.
- Numeral 5.-”Articular las instituciones para que coordinen acciones a fin de prevenir y mitigar los riesgos, así como para enfrentarlos, recuperar y mejorar las condiciones anteriores a la ocurrencia de una emergencia o desastre.

Artículo 340.- “El sistema nacional de inclusión y equidad social es el conjunto articulado y coordinado de sistemas, instituciones, políticas, normas, programas y servicios que aseguran el ejercicio, garantía y exigibilidad de los derechos reconocidos en la Constitución y el cumplimiento de los objetivos del régimen de desarrollo…” …“El Sistema se compone de los ámbitos de la educación, salud, seguridad social, gestión de riesgos, cultura física y deporte, hábitat y vivienda, cultura, comunicación e información, disfrute del tiempo libre, ciencia y tecnología, población, seguridad humana y transporte”.

Artículo No. 390.- "Los riesgos se gestionarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implicará la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico. Cuando sus capacidades para la gestión del riesgo sean insuficientes, las instancias de mayor ámbito territorial y mayor capacidad técnica y financiera brindarán el apoyo necesario con respeto a su autoridad en el territorio y sin relevarlos de su responsabilidad".

Artículo 397.- "…Para garantizar el derecho individual y colectivo a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, el Estado se compromete a:

• Numeral 3.- Establecer un sistema nacional de prevención, gestión de riesgos y desastres naturales, basado en los principios de inmediatez, eficiencia, precaución, responsabilidad y solidaridad".

Artículo 3. Del Órgano Ejecutor de Gestión de Riesgos.- "La Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos es el órgano rector y ejecutor del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos. Dentro del ámbito de su competencia le corresponde:

a) Identificar los riesgos de orden natural o antrópico, para reducir la vulnerabilidad que afecten o puedan afectar al territorio ecuatoriano…
Artículo 18. Rectoría del Sistema.- "El Estado ejerce la rectoría del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos a través de la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos, cuyas competencias son:

a) Dirigir, coordinar y regular el funcionamiento del sistema nacional descentralizado de gestión de riesgos;

b) Formular las políticas, estrategias, planes y normas del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos, bajo la supervisión del Ministerio Coordinador de la Seguridad, para la aprobación del Presidente de la República…

Artículo 19, Conformación (del sistema nacional descentralizado de gestión de riesgos).- "El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional".

Artículo 20. De la Organización.- "La Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos (SGR), como órgano rector, organizará el Sistema Descentralizado de Gestión de Riesgos, a través de las herramientas reglamentarias o instructivas que se requieran".

Artículo 24. De los Comités de Operaciones de Emergencia (COE).- "Son instancias interinstitucionales responsables en su territorio de coordinar las acciones tendientes a la reducción de riesgos, y a la respuesta y recuperación en situaciones de emergencia y desastre. Los Comités de Operaciones de Emergencia (COE), operarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implica la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico, como lo establece el Art.390 de la Constitución de la República".

C.4.2 Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPFP)

Artículo 64.- "Preeminencia de la producción nacional e incorporación de enfoques ambientales y de gestión de riesgo.- En el diseño e implementación de los programas y proyectos de inversión pública, se promoverá la incorporación de acciones favorables al ecosistema, mitigación, adaptación al cambio climático y a la gestión de vulnerabilidades y riesgos antrópicos y naturales".

C.4.3 Plan Nacional de Desarrollo

Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017, Objetivo No.3: Mejorar la calidad de vida de la población

• Política No. 3.8.- Propiciar condiciones adecuadas para el acceso a un hábitat seguro e incluyente.

• Política No. 11.- Garantizar la preservación y protección integral del patrimonio cultural y natural y de la ciudadanía ante las amenazas y riesgos de origen natural o antrópico.

C.4.4 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

Artículo 1.- tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

C.4.5 Acuerdo Ministerial No. 271 del 11 de Febrero de 2016

Artículo 1.- Objeto.- "El Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector Eléctrico, se constituye como una instancia de carácter técnico, para facilitar una adecuada coordinación y articulación entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y las demás entidades y empresas que componen el sector eléctrico del país, para la gestión integral de riesgos y emergencias, que permita garantizar la adecuada toma de decisiones frente a posibles situaciones de riesgo que afecte o ponga en peligro el normal funcionamiento y operación del sector eléctrico ecuatoriano, la seguridad de la población, los bienes e infraestructura y el servicio público de energía a nivel nacional…".

C.4.6 Manual del Comité de Gestión de Riesgos, Junio 2015

El alcance territorial de este Manual es nacional y sus principios y normas son de cumplimiento obligatorio para las instituciones y actores con responsabilidades legales, en las distintas áreas de la Gestión de Riesgos en Ecuador.

- "El objetivo general, por mandato de la Constitución es minimizar la vulnerabilidad".
- "El manual establece las acciones que deben ejecutar las instituciones que integran los Comités de Gestión de Riesgos - CGR y los Comités de Operaciones de Emergencia – COE de nivel nacional, provincial y cantonal para el cumplimiento de sus funciones. Los integrantes permanentes de los comités actuarán en representación de sus respectivas instituciones".

C.5 Políticas para la Gestión de Riesgos en el Sector Eléctrico Ecuatoriano

Entre las políticas más relevantes, se citan las siguientes:

- Velar que la gestión integral, preventiva y sustentable de riesgos, se realicen en todos los procesos de planificación del sector eléctrico.
- En situaciones de emergencia garantizar el restablecimiento del servicio con la máxima celeridad posible.
- Salvaguardar la vida del personal y de la ciudadanía en general, promoviendo procesos eficaces de actuación frente a situaciones de emergencia.
- Precautelar la integridad física de la infraestructura e instalaciones del sector eléctrico.

C.6 Análisis de la Situación Actual

C.6.1 Institucionalidad de la Gestión de Riesgos

Un sistema nacional para hacer frente a los desastres y emergencias está compuesto por la interacción de las instituciones (públicas y privadas), los mecanismos financieros, las normas y las políticas que dicta el ente rector competente.

El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos (SNDGR) implica por una parte, que las instituciones públicas y privadas adapten y/o fortalezcan en sus estructuras institucionales/ organizacionales las Unidades de Gestión de Riesgos[55] (UGR). Estas deben ser ancladas y/o direccionadas desde una instancia superior o implementadas en un nivel asesor-técnico, de este modo se garantizará que las unidades dispongan de una planificación, seguimiento y presupuesto para la real implementación y ejecución de las acciones planteadas.

En rigor, las Unidades de Gestión de Riesgos deben mirar los dos frentes [56] de la Gestión de Riesgos, los INTERNOS y EXTERNOS.



Figura Nro. C-7: Riesgos internos y externos

55 La Secretaría de Gestión de Riesgos, respecto a la UGR, señala: Que sin importar su denominación (dirección, departamento, unidad) deben asegurar que la gestión de riesgos se transversalice en la planificación y en la gestión de sus instituciones.
56 Riesgos Internos, son los riesgos "casa adentro"; ello implica la construcción de políticas internas que promuevan la organización de las personas y de los recursos propios de la institución para enfrentar situaciones adversas identificadas posterior a un análisis de riesgos, de tal manera que se garantice prioritariamente la seguridad e integridad de los recursos humanos como de los recursos materiales y financieros de la institución; para así promover en el menor tiempo posible el funcionamiento y la no paralización de actividades y en consecuencia garantizar el servicio hacia la población.

Por otra parte, para fortalecer los mecanismos y prácticas de coordinación y complementariedad interinstitucional en los diferentes niveles territoriales, la SGR establece los Comités de Gestión de Riesgos (CGR) y los Comités de Operaciones de Emergencia (COEs), cuya constitución y operación se regulan mediante el Manual del Comité de Gestión de Riesgos de junio de 2015. La complementariedad institucional tiene tres objetivos estratégicos:

a) "Mitigar y reducir el nivel de riesgos ante amenazas naturales y/o antrópicas

b) Incrementar las capacidades institucionales y sociales para la gestión de riesgos

c) Incrementar la efectividad de las acciones de respuesta ante las necesidades de la población afectada por emergencias o desastres". [57]

Y, operativamente tienen las siguientes funciones:

- Reducción de riesgos
- Gestión de la información y
- Preparación y respuesta.

La Institucionalidad de Coordinación dentro de las funciones operativas, está conformada por:

- Sala situacional
- Instituciones técnico científicas
- Comité de Gestión de Riesgos (CGR). Está conformado por: Plenario, Mesas Técnicas de Trabajo (MTT), Direcciones Provinciales, Comité de Operaciones de Emergencia (COE), Instituciones públicas a través de sus delegados y Unidades de Gestión de Riesgos (UGR).

C.6.2 Mecanismos de Articulación en el Sector Eléctrico

La institucionalidad para la Gestión de Riesgos en el sector eléctrico, se ampara en las directrices impartidas por la SGR a través del "MANUAL DEL COMITÉ DE GESTIÓN DE RIESGOS".

C.6.2.1 Para la Reducción del Riesgo en periodos de calma

El sector eléctrico a través de sus representantes, operan en dos instancias:

1) El Plenario del sector o Comité de Gestión de Riesgos.- es la instancia de coordinación interinstitucional, coordina esfuerzos, orienta acciones y rinde cuentas ante otras entidades del Estado. Está representado por un grupo de expertos del sector.

2) Las Mesas Técnicas.- las mesas de trabajo son a nivel nacional, provincial y cantonal. El sector eléctrico es miembro permanente en 5 de las 8 mesas técnicas de trabajo –MTT- Cada mesa actúa bajo las directrices del "coordinador de la mesa" a nivel territorial. Se trabaja en conformidad al siguiente esquema:

Los Riesgos Externos, comprenden aquellas acciones de (i) análisis de riesgos, (ii) reducción de riesgos, (iii) respuesta y (iv) recuperación, que ejecuta una determinada institución en función de su Misión y Visión, frente a amenazas que se presentan en su territorio y que afectan a la población. El manejo y coordinación de los Riesgos Externos debe ser ejecutada a través de las Unidades de Gestión de Riesgos de las instituciones públicas y privadas, con la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos representada en los respectivos territorios con las Direcciones Provinciales de Gestión de Riesgos.

57 Manual del Comité de Gestión de Riesgos



Figura Nro. C-8: Representación del Sector Eléctrico

Operativamente cada empresa de sector eléctrico es responsable de realizar:

1) Los mantenimientos preventivos
2) La protección a sus instalaciones
3) Gestionar oportunamente los recursos
4) Reconstrucción de infraestructura eléctrica
5) Reconfiguración de los sistemas

C.6.2.2 En Periodos de Emergencia

Protocolo de Activación de Alarmas

El Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional (IGEPN); la Unidad de Monitoreo y Eventos Adversos (UMEVA); el Ministerio Coordinador de Seguridad -MICS-; la SGR, son entidades oficialmente competentes en remitir información técnica del evento.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se encargará de analizar la información y dictará las primeras directrices (como ejemplo ejecutar el Plan de Contingencia) a sus empresas e instalará El Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector Eléctrico.

La activación del COE del sector eléctrico sigue el flujo que se observa en la Figura Nro. C-9.

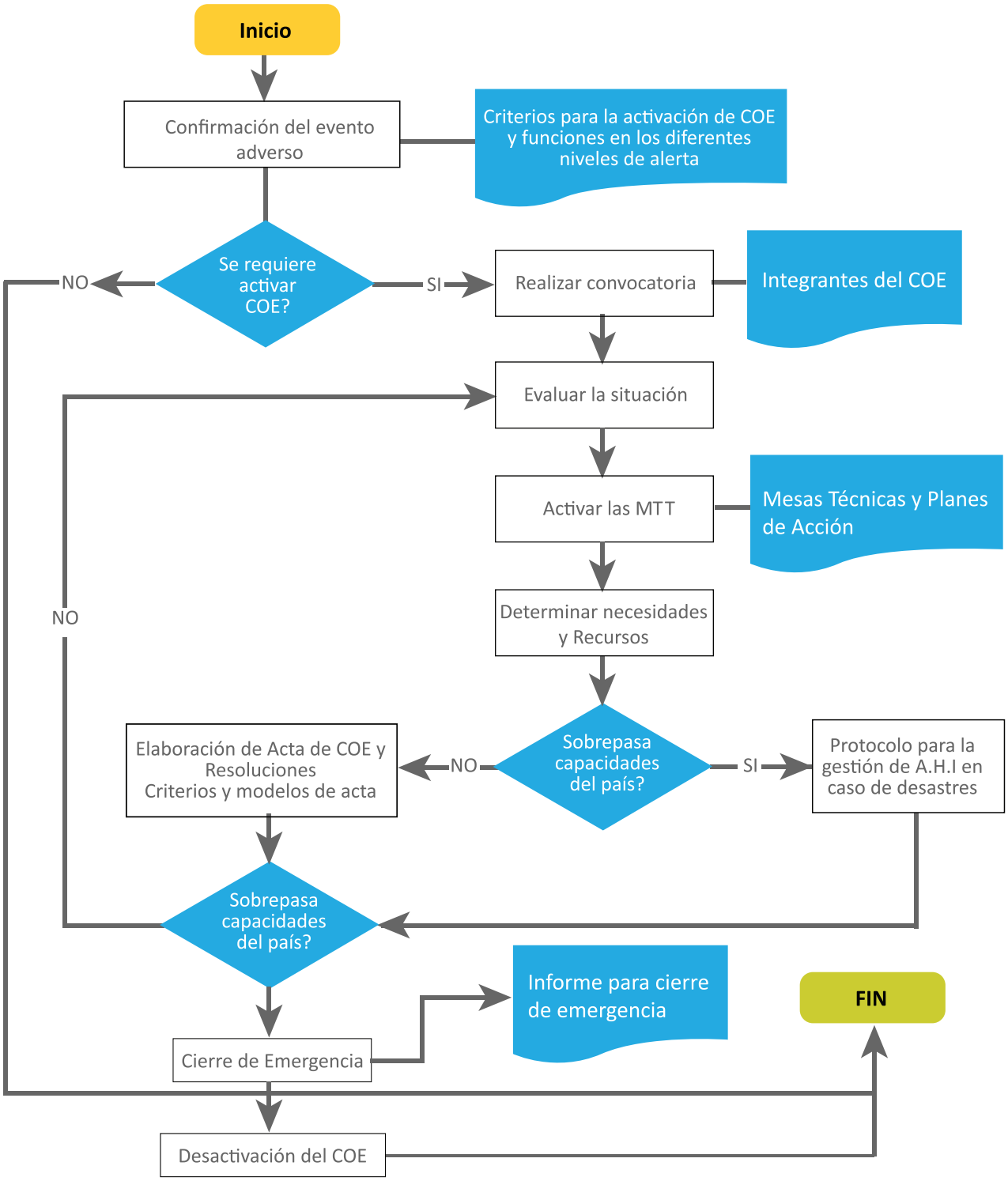


Figura Nro. C-9: Flujo de Activación del COE del Sector Eléctrico

Paralelamente, la información también será recibida por CENACE, entidad que informará de la situación del sistema nacional interconectado –S.N.I-; y, en coordinación con el MEER, dispondrá a las empresas eléctricas que ejecuten sus planes técnicos operativos.

Paso siguiente: las empresas realizarán los primeros levantamientos de información de los daños a sus correspondientes infraestructuras y analizarán las repercusiones en la continuidad del servicio eléctrico en sus áreas respectivas. Todas las empresas involucradas remitirán periódicamente "información de la situación actual" a las autoridades, al CENACE y al COE sectorial.

Específicamente sobre los pormenores sociales que se relacionen con el servicio de energía eléctrica, los representantes del sector en las provincias y cantones, levantarán datos de "impacto en territorio" (a través de las participaciones en las MTT, COEs) y comunicarán al COE Nacional sobre las novedades. Ver el siguiente flujograma.

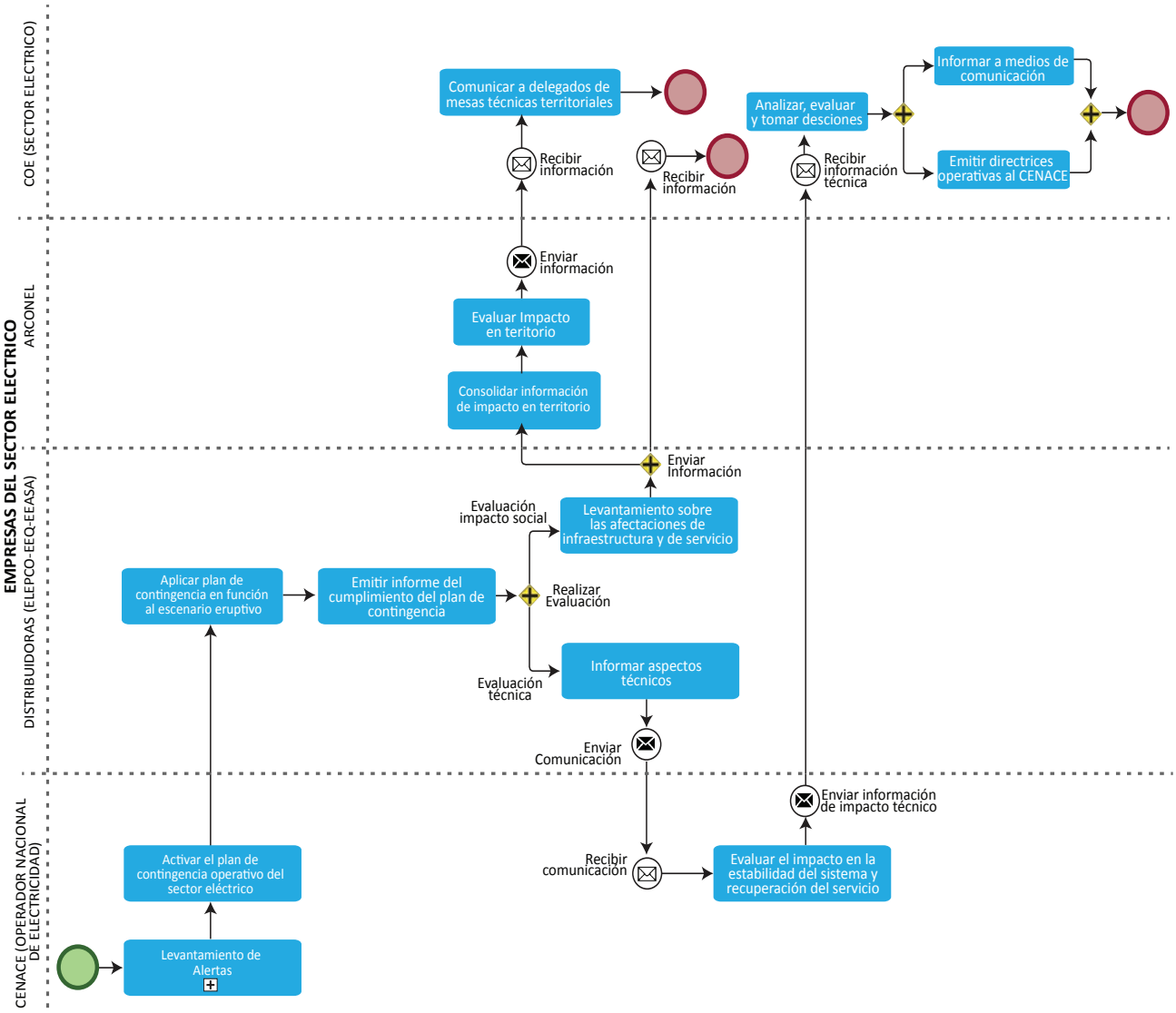


Figura Nro. C-10: Flujo de Comunicación

Con la información técnica operativa del sistema, más el análisis de daños en la infraestructura y más la información del impacto en territorio, el Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector Eléctrico, analizará la situación y propondrá a la máxima autoridad la ejecución de estrategias y acciones que permitan cumplir con los objetivos sectoriales.

C.6.2.3 Acciones Despues de la Emergencia

Las empresas del sector cumplirán las siguientes acciones:

1) Realizarán la evaluación de la infraestructura eléctrica y la evaluación económica de los daños causados por el evento en: el personal, en las instalaciones administrativas y en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

2) Mantendrán activos los sistemas de información y comunicación

3) Analizarán la necesidad de instalaciones eléctricas temporales y coordinarán rápidamente su conexión

4) Definirán estrategias para la rehabilitación del servicio público de energía eléctrica; y

5) Ejecutarán las obras de reparación y reconstrucción de infraestructura, con apoyo del personal técnico sectorial

C.7 Lecciones Aprendidas

El sector eléctrico, en el marco de la Gestión de Riesgos; realizó varias acciones con la finalidad de mitigar las afectaciones ante el probable evento eruptivo del volcán Cotopaxi y se preparó para recibir El Fenómeno El Niño 2015-2016 -ENOS-. Si bien, se trabajó principalmente para las dos amenazas, el 16 de abril de 2016 sorprendió al Ecuador un terremoto de 7.8 grados, mismo que puso a prueba la ejecución de los planes de emergencia ante amenazas naturales. A continuación, se describen las principales acciones realizadas por el sector eléctrico.

C.7.1 Ante la Probable Erupción del Volcán Cotopaxi

A partir de julio del 2015 el volcán Cotopaxi presentó una actividad inusual. Los expertos avizoraron un evento eruptivo de gran magnitud y a consecuencia de los resultados de los monitoreos, el Presidente de la República declaró el estado de emergencia, con lo cual se realizaron las siguientes acciones:

- Acciones de Prevención
- Identificación de Amenazas

La peligrosidad del Cotopaxi radica en que sus erupciones pueden dar lugar a la formación de enormes lahares (flujos de lodo y escombros) que transitarían por drenajes vecinos a zonas densamente pobladas como el Valle Interandino entre Mulaló y Latacunga y una parte del valle de los Chillos. Se estima que actualmente más de 300.000 personas viven en zonas amenazadas por lahares. [58]

Adicionalmente, la caída de ceniza producida durante una erupción del Cotopaxi podría afectar a parte de la Sierra y Costa del Ecuador.

Por Lahares

En conformidad al estudio del Instituto Geofísico de la EPN, “Las Potenciales Zonas de Inundación por los Lahares en el volcán Cotopaxi” siguen los siguientes drenajes:

Drenaje Norte: depende de las vertientes que nacen en los glaciares que a su vez conforman los ríos El Salto y Pita. Aguas abajo se unen con los ríos Santa Clara y San Pedro y sus aguas cruzan principalmente los poblados de Sangolquí, del Valle de los Chillos y Cumbayá.

58 En caso de que se repitan erupciones similares a las ocurridas en los siglos XVIII y XIX

Drenaje Sur: los deshielos de los glaciares 10 – 19 proveen el agua a este drenaje. Las que¬bradas menores conforman los ríos Cutuchi, Saquimala y Alaques. Numerosas poblaciones están asentadas en zonas cercanas a estos ríos; entre las más importantes se destacan Latacunga, Salcedo, Belisario Quevedo, Alaques, Tanicuchi, Lasso, Pastocalle, Barrancas, José Guango Bajo, Mulaló y San Agustín de Callo.

Por Ceniza

No se puede precisar el trayecto de la ceniza. Sin embargo el estudio del Instituto Geofísico de la Politécnica Nacional determinó, en aquel entonces, que los vientos con mayor probabilidad de ocurrencia son los de dirección noreste.

Infraestructura Vulnerable

Del recorrido de los lahares, la infraestructura eléctrica con mayor vulnerabilidad es la que se encuentra en la provincias de Pichincha y Cotopaxi. En los mapas siguientes se identifica la infraestructura en zona de amenaza.

De producirse la erupción del volcán Cotopaxi, y en función de las amenazas presentadas en la respectiva zona de afectación, se determinó el posible impacto en la siguiente infraestructura:

Infraestructura	Afectación posible
Redes de Distribución	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros en ciertas localidades de Tungurahua y Napo
Central Hidroeléctrica La Península (6,9 MW)	Problemas de inundación por bloqueo de cauce natural del río Ambato

Tabla Nro. C-3: Posible Afectación – Infraestructura de EEASA

	Infraestructura	Afectación posible
TERMOPICHINCHA	Centrales:	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros.
	- Guangopolo I (6 MW)	Problemas para generar por caída de ceniza.
	- Guangopolo II (52,2 MW)	
	- Central Santa Rosa (71,1 MW)	Problemas para generar por caída de ceniza
HIDROAGOYÁN	- Agoyán (160 MW)	Problemas en represa por lahares y/o caída de ceniza. Problemas para generar
	- San Francisco (230 MW)	

Tabla Nro. C-4: Posible Afectación – Infraestructura de CELEC-EP

Infraestructura	Afectación posible
S/E Mulaló 138/69 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Mulaló – Vicentina 138 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros

Infraestructura	Afectación posible
L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Pucará - Mulaló 138 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros

Tabla Nro. C-5: Posible Afectación – Infraestructura de CELEC EP - TRANSELECTRIC

Infraestructura	Afectación posible
Subestación Mulaló 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Lasso 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Centro de Rehabilitación 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Sigchos 69/13,8 kV	No se afecta pero queda desenergizada ya que se alimenta de la S/E Lasso
Subestación La Cocha 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación San Rafael 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Pujilí 69/13,8 kV	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Subestación Salcedo 69/13,8 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Calvario 69/13,8 kV	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Central Illuchi I (5,2 MW)	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Central Illuchi II (6,5 MW)	Caída de Ceniza. Queda desenergizada

Tabla Nro. C-6: Posible Afectación – Infraestructura de ELEPCO

Infraestructura	Afectación posible
S/E San Rafael 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
S/E Sangolquí 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
S/E Machachi 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Centrales:	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
-Chillos (9 MW)	
-Pasochoa (4,5 MW)	
-Guangopolo (20,9 MW)	
Centrales:	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros Problemas para generar por aguas contaminadas
-Cumbayá (40 MW)	
-Nayón (30 MW)	
Central G. Hernández (34,2 MW)	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
	Problemas para generar por caída de ceniza

Tabla Nro. C-7: Posible Afectación – Infraestructura de EE. Quito



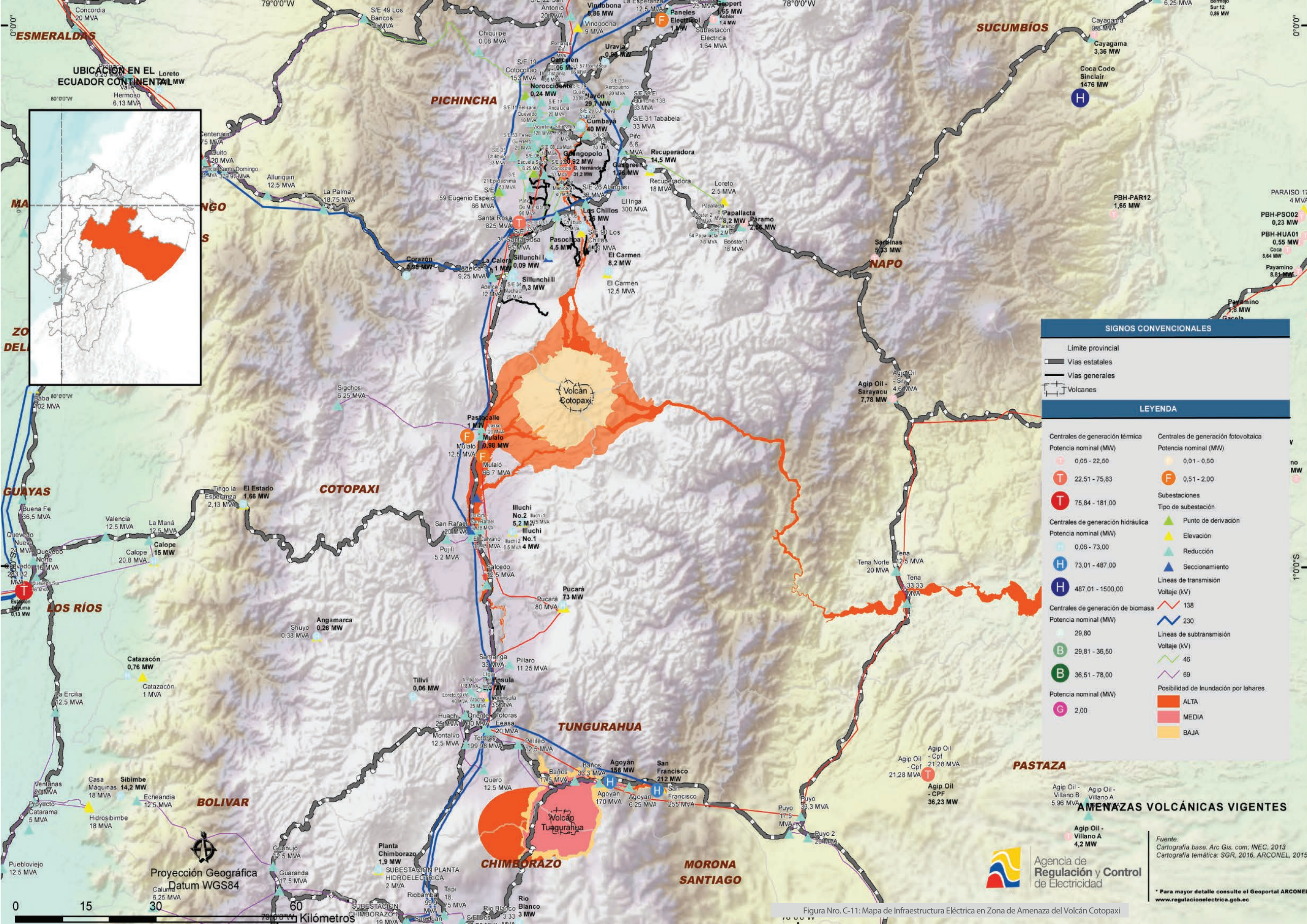


Figura Nro. C-11: Mapa de Infraestructura Eléctrica en Zona de Amenaza del Volcán Cotopaxi

Proyectos de Prevención

A continuación se detallan los proyectos de mayor relevancia que actualmente constan en los planes de la transmisión y de distribución.

Reforzamiento del S.N.T

• Obras civiles, electromecánicas para la instalación de una S/E Móvil 138/69 kV en Mulliquindil, para conectar la L/T Pucará – Mulaló de 138 kV y así abastecer la carga eléctrica de las Subestaciones "La Cocha" y "El Calvario", de ELEPCO.

•Entrada en servicio del Sistema Santa Rosa – El Inga – Pomasqui, para mejorar la confiabilidad del sistema que abastece a la Empresa Eléctrica Quito en el sector de Tababela y Alangasí, y para el sistema de bombeo Papallacta, EPMAPS.

•Disponibilidad del patio de 69 kV en la S/E Baños, con el objetivo de que la Empresa Eléctrica Ambato tome carga desde esta subestación, descargando el sistema de transmisión en 138 kV Totoras – Ambato – Pucará – Mulaló – Vicentina – Conococto – Santa Rosa.
• Levantamiento topográfico del recorrido de la línea de transmisión aislada a 138 kV y del terreno para la segunda subestación móvil 138/69 kV de 33 MVA para atender la demanda de la zona noroccidental de ELEPCO y de industrias ubicadas en el sector.

•Adquisición de 6 controladores de Bahía, repuestos de protección y control, para las S/E más susceptibles ante la caída de ceniza, de esta manera se reduce los tiempos de indisponibilidad del suministro eléctrico ante una falla.

• Construcción de infraestructura eléctrica para ubicar la subestación móvil e interconectar la misma a la actual línea Pucará - Mulaló 138 kV.

Reforzamiento de la Red de Telecomunicaciones del S.N.T

•Implementación de un centro de gestión de telecomunicaciones alterno en la subestación Pascuales, que permita la desconcentración del nodo principal (Quito), dotando al sistema de telecomunicaciones de redundancia.
•Adquisición, instalación de equipos de datos, switch, inversores, conversores, teléfonos y levantamiento de enlaces.

El presupuesto referencial para la ejecución de los proyectos antes mencionados, es de 4,8 millones de dólares.

Reforzamiento del Sistema de Distribución de ELEPCO

•Enlace trifásico y cambio de conductor Guaytacama – Tanicuchi

•Enlace Trifásico Mulaló-Chinchil de Villamarín – Joseguango bajo

• Alimentador Trifásico, S/E móvil Cajón – Veracruz

•Enlace de Alimentador de emergencia San Marcos – Aláques centro

•Enlace Trifásico Bethelmitas –Puente de Illuchi

•Enlace monofásico Macaló Chico – Macaló Grande

•Enlace Trifásico Tanicuchi – Santa Ana Bajo

•Enlace alimentador de emergencia La Laguna Sur – Urb. San Francisco

•Enlace monofásico Joseguano Bajo – Barrancas

•Enlace Trifásico Chugchilán – El Chan

•Construcción de línea a 69 kV Panzaleo – Pujilí

•Repotenciación de la S/E Pujilí

•Obra civil, instalación de la S/E 69/13,8 kV Santa Ana de Mulliquindil 20 MVA

•Adquisición de 2 generadores de 500 kW

•Adquisición de 3 generadores de 100 kW

•Sistema de control de distancia S/E Lasso y Mulaló

•Banco de baterías

•Equipos de comunicación

•Estudio de la S/E San Rafael

•Construcción de la S/E San Rafael

- Terreno para la S/E Lasso
- Estudio Linea 69kV y S/E Lasso
- Construcción de la S/E Lasso
- Línea 69kV Tanicuchi – Lasso
- Línea 69kV Alpacruz- El Calvario

El presupuesto referencial para la ejecución de los proyectos antes mencionados, es de 6,6 millones de dólares.

C.7.2 Ante el Terremoto del 16 de Abril del 2016

El sábado 16 abril de 2016 se produjo el movimiento sísmico que afectó a zonas de la costa ecuatoriana, circunstancia que activó la emergencia en el sector eléctrico en "respuesta ante el desastre".

El Sector Eléctrico a través de sus empresas; en territorio, inmediatamente luego de haberse producido el evento; inició con la evaluación del sistema eléctrico en las provincias más afectadas (Manabí y Esmeraldas), determinando lo siguiente.

- La Generación no sufrió afectación a nivel nacional por lo que su operación no fue interrumpida durante y después del evento.
- El Sistema de Transmisión (230/138 kV) sufrió daños menores, los mismos que fueron atendidos de manera inmediata, por lo que los puntos de entrega desde el Sistema Nacional Interconectado, para estas provincias, estuvieron 100% disponibles desde el 18 de abril de 2016.
- Los Sistemas de Subtransmisión (69kV) y de Distribución fueron los mayormente afectados; y, previo a la restitución del servicio, se debió realizar recorridos de inspección visual para evaluar, intervenir y establecer la mejor estrategia para restituir el servicio.

Manabí

Conforme a los datos estadísticos, Manabí segundos antes del evento telúrico demandaba 206 MW. No obstante, a las 18:58 la provincia quedó sin servicio de energía eléctrica, a consecuencia del sismo de 7,8 grados en la escala de Ritcher, con epicentro en el cantón Pedernales.

En el siguiente gráfico, se observa la caída total de la demanda que sufrió el sistema de Unidad de Negocio CNEL-Manabí, empresa a cargo del suministro y comercialización de electricidad en la provincia de Manabí.

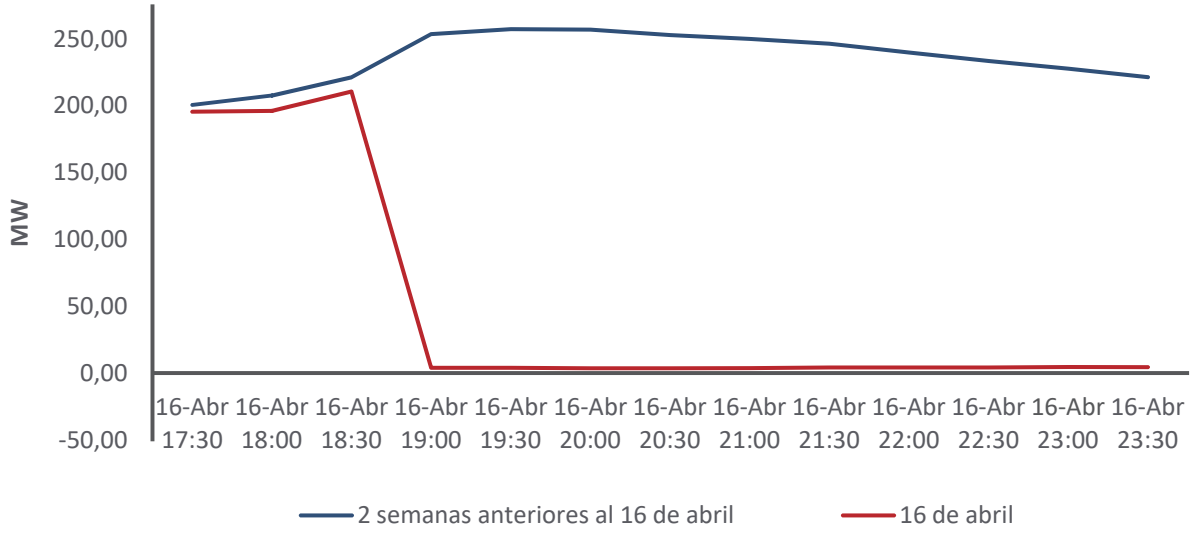


Figura Nro. C-12: Caída de la demanda de Manabí 16 de abril de 2016

A continuación, en el mapa geopolítico de la zona afectada; se muestra la infraestructura eléctrica (líneas de subtransmisión y subestaciones) que sufrió daños y por ende la población que quedó sin el suministro de electricidad.

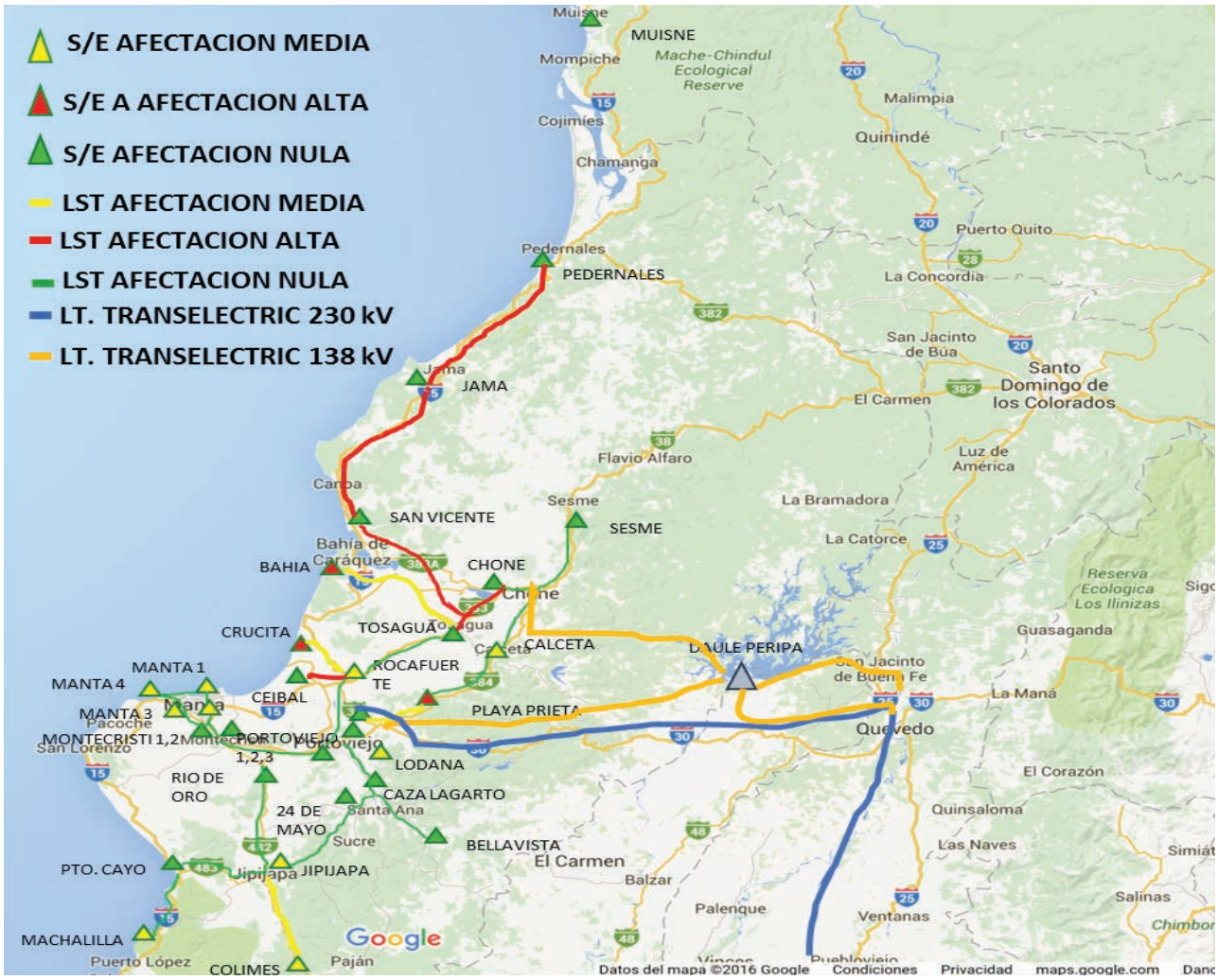


Figura Nro. C-13: Mapa de la zona afectada

Según los registros de la empresa eléctrica en la zona se estimaron 294.935 usuarios afectados de los cuales 23.677 fueron de la "zona cero".

En lo referente a instalaciones de atención al público,[59] las agencias: Manta, Portoviejo Rocafuerte, Calceta, Tosagua, Pedernales, San Isidro y Jama tuvieron problemas de carácter estructural.

En Manta se atendieron los requerimientos de la población desde Oficinas Móviles de "Servicio al Cliente", ubicados frente al Municipio de Manta, Hotel Oro Verde y en la Carpa de la Escuela de Pesca. La agencia de Portoviejo también atendió en Oficina Móvil ubicada en la avenida Universitaria, ECU-911 y oficina en Andrés de Vera.

En cuanto a los usuarios de las demás localidades, éstos fueron atendidos en instalaciones provisionales.

Esmeraldas

En la Provincia de Esmeraldas las afectaciones fueron de menor consideración que Manabí. Las zonas más afectadas por el terremoto fueron Chamanga, Muisne, Mompiche, Bolívar, El Cabo de San Francisco, Caimito, Galera y Galerita.

En las agencias Muisne y Chamanga sufrieron daños leves. En el caso de la agencia Centro Mejía fue necesario transferir la atención a la agencia Santas Vainas.

59 Su principal objetivo fue brindar una atención personalizada para solventar todo problema de restitución y regularización del servicio domiciliario.

C.7.2.1 Acciones de Respuesta

Con la finalidad de restablecer el servicio de energía eléctrica, bajo la coordinación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, las Empresas del Sector Eléctrico acudieron con todo su contingente operativo y logístico a las zonas afectadas.

La participación masiva de aproximadamente 800 técnicos, electricistas, linieros e ingenieros permitió actuar eficientemente en la restitución del servicio eléctrico. En la Figura Nro. C-14 y Tabla Nro. C-8 se observa la cronología del esfuerzo sectorial.

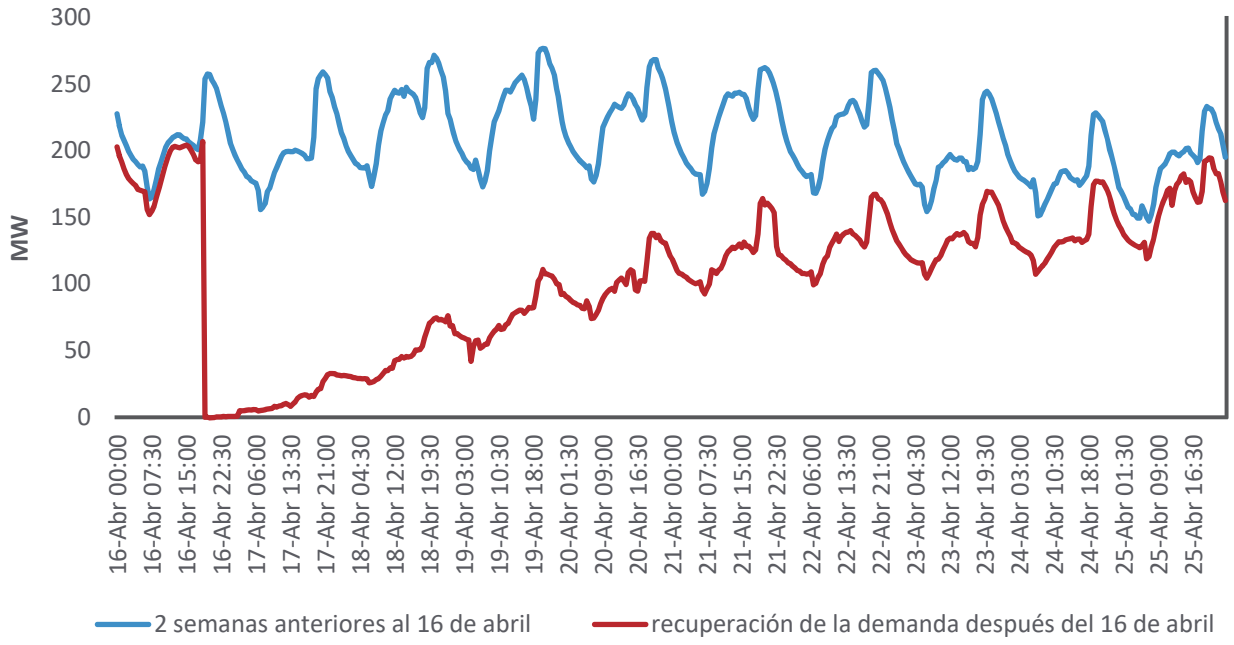


Figura Nro. C-14: Recuperación del servicio eléctrico en Manabí



Provincia	Cantón	17-abr	19-abr	22-abr	24-abr	27-abr	30-abr	3-May	8-May	10-May	11-May
		Porcentaje del Sistema con Servicio									
MANABÍ	PORTOVIEJO	35%	80%	93%	94,5%	95,8%	96,3%	96,70%	96,40%	96,70%	97,00%
	24 DE MAYO	20%	80%	94%	96%	97,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	BOLIVAR (CALCETA)	15%	65%	90%	92%	95,0%	99,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	CHONE	15%	65%	88%	91%	93,5%	95,0%	96,40%	97,50%	97,50%	97,50%
	EL CARMEN	75%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	FLAVIO ALFARO	0%	0%	80%	87%	92,3%	92,4%	94,50%	95,50%	95,50%	95,50%
	JAMA	0%	0%	20%	40%	53,0%	55,0%	63,00%	72,00%	72,00%	78,00%
	JARAMIJÓ	15%	75%	91%	93%	94,8%	99,0%	99,50%	100,00%	100,00%	100,00%
	JIPIJAPA	40%	90%	97%	98,5%	99,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	JUNÍN	25%	66%	91%	93%	95,0%	99,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	MANTA	5%	71%	89%	91,5%	93,0%	94,5%	95,70%	95,90%	95,90%	97,00%
	MONTECRISTI	5%	75%	99%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	OLMEDO	60%	90%	98%	99%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PAJAN	20%	95%	98%	98,5%	99,5%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PEDERNALES	0%	0%	35%	50%	61,0%	65,0%	76,00%	77,00%	78,00%	80,00%
	PICHINCHA	35%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PUERTO LÓPEZ	20%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	ROCAFUERTE	20%	91%	98%	99%	99,5%	99,7%	99,90%	100,00%	100,00%	100,00%
	SAN VICENTE	10%	60%	88%	91%	93,0%	95,0%	96,60%	96,60%	96,60%	96,60%
	SANTA ANA	20%	93%	98%	99%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	SUCRE (BAHÍA)	10%	33%	73%	75%	81,0%	94,0%	96,00%	97,50%	97,50%	97,50%
	TOSAGUA	10%	66%	92%	94%	96,0%	97,5%	98,40%	98,40%	98,70%	98,70%
AVANCE		38%	72%	90%	92%	93,8%	95,5%	96,65%	96,91%	96,98%	97,05%

Tabla Nro. C-8: Recuperación del Servicio Eléctrico

Nota: Se estimaron 23.677 usuarios afectados de la "zona cero", lo que representa alrededor de 2,95% de la demanda restante.

Durante esta emergencia el sector eléctrico colaboró con todas las entidades del Estado con la dotación de la electricidad para albergues, hospitales móviles, estaciones de bombeo de agua, centros de salud, entre otros; a los que se les brindó el servicio a través de generación puntual emergente (40 Generadores) en los primeros días de la emergencia; y luego, parte de esta generación se desmontó, a medida del avance de la restitución y/o construcción de redes de distribución y subtransmisión.

Se destinó alrededor de 25,48 millones de dólares para la atención de la emergencia.

Acciones para la Reconstrucción del Sistema de Distribución

El rubro para la reconstrucción [60] integral de la infraestructura eléctrica de distribución en las zonas afectadas es de 103,35 millones de dólares, mismo que se ejecutará a través del Plan PRIZA. Los proyectos y sus correspondientes presupuestos están concebidos en el Plan de Expansión de la Distribución. En el siguiente cuadro se observan los montos estimados:

Plan de Reconstrucción Integral de Zonas afectadas (PRIZA)	
Tipo de Inversión	USD
Sistema eléctrico	72.297.638
Infraestructura civil	3.050.200
Equipamiento y TIC	2.000.000
Sistemas especiales	26.009.000
Total	103.356.838

Tabla Nro. C-9: Plan de Reconstrucción Integral Zonas Afectadas (PRIZA)

C.8 Visión a Futuro - Lineamientos para un Sector Eléctrico Resiliente

El sector eléctrico a través de sus empresas, entidades y organismos adscritos viene cumpliendo con las políticas propuestas, sin embargo debe seguir trabajando y profundizando esfuerzos para disponer en el futuro de un sistema eléctrico resiliente, para lo cual es necesario:

•Fortalecer las capacidades institucionales, promoviendo el conocimiento y el intercambio de información científico-técnica

• Mejorar las capacidades para identificar y mitigar las amenazas y vulnerabilidades ante los riesgos naturales y antrópicos

•Mejorar los sistemas de alerta temprana y definir las acciones oportunas para atención del personal técnico operativo y para el resguardo de la infraestructura eléctrica

•Ampliar las capacidades del sector en gestión de riesgos, para la atención, rehabilitación y recuperación del servicio público de energía eléctrica ante desastres y emergencias

•Operar en forma coordinada, integral y descentralizada las acciones tendientes a la respuesta y recuperación en situaciones de emergencia y desastre

•Actualizar los protocolos de actuación ante emergencias de los servidores y trabajadores del sector eléctrico, así como las medidas de seguridad para la ciudadanía en general, que se encuentran susceptibles a sufrir daños personales por infraestructura eléctrica a causa de los eventos de origen natural o antrópico

•Prever los recursos financieros para la gestión del riesgo

60 Conforme lo establece en el Decreto Presidencial No. 1004.





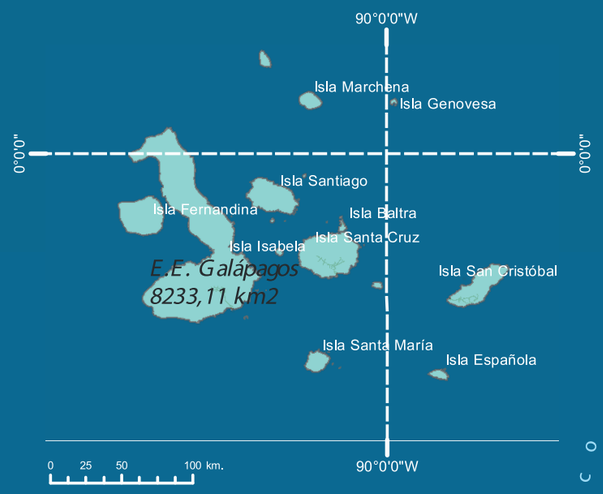
ANX

ANEXOS MAPAS



Áreas de Prestación de Servicio Eléctrico y Redes de Distribución

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR



Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 40 80 160 Kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

Áreas de prestación de servicio eléctrico y redes de distribución

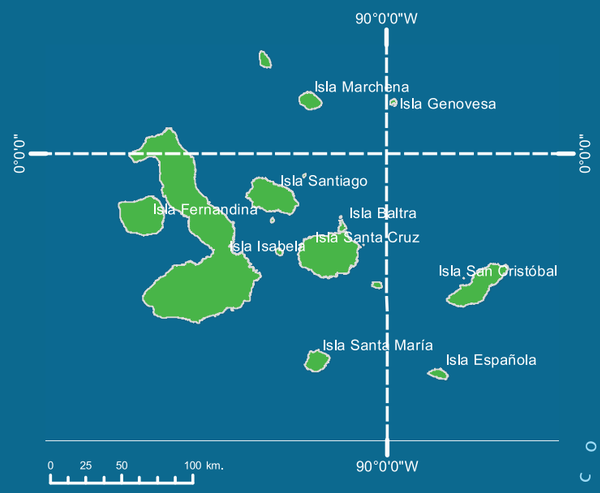
Agencia de **Regulación** y **Control** de Electricidad

Sources: Esri, USGS, NOAA

Mapa Sistema Nacional de Transmisión 2016

ANX

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR



Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 40 80 160 Kilómetros

-80°0'0"

0°0'0"

Océano Pacífico

COLOMBIA

PERÚ

Interconexión Colombia
Jamondino

Esmeraldas
Tulcán
Panamericana
Ibarra
Quinindé
Manduriacu
Santo Domingo
San Rafael
S/E Coca Codo Sinclair
Orellana
Chone
Severino
Baba
Adelca 1
El Carmen
Booster 1
Mulaló
Daule-Peripa
Jaramijo
Manta
Montecristi
Portoviejo
San Gregorio
Quevedo
Pucará
Tena
Ambato
Totoras
Agoyán
Baños
SE TOPO
Patio de Maniobras
San Francisco
Puyo
Riobamba
Nueva Babahoyo
Milagro
Dos Cerritos
Pascuales
Nueva Prosperina
Chongón
Policentro
Electroquil
Caraguay
Termoguayas
Salitral
Tranvía
Esclusas
Santa Elena
S/E Santa Elena II
Posorja
Zhoray
Molino
Mazar
Sopladora
Méndez
Macas
Sinincay
Cuenca
Gualaceo
Limón
Bajo Alto
San Idelfonso
Machala
Zorritos
Interconexión Perú
Loja
Yanacocha
Cumbaratza

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

SIGNOS CONVENCIONALES

Interconexiones
Potencia nominal (MW)
110,00
110,01 - 540,00

Subestaciones
Tipo Subestacion
Elevación
Reducción
Seccionamiento

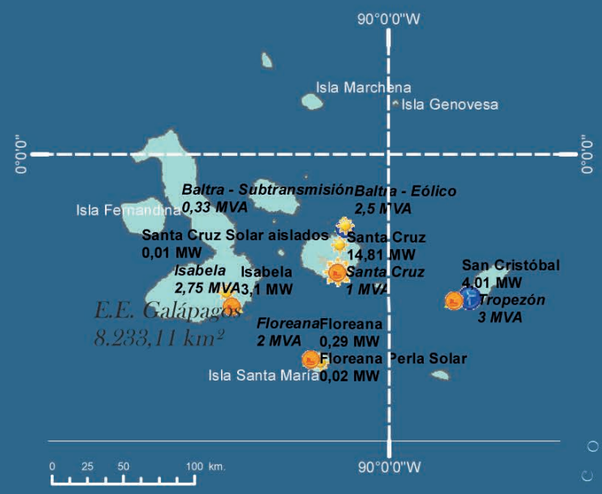
Líneas de transmisión
Voltaje (kV)
138
230
500

Mapa Sistema Nacional de Transmisión 2016

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Mapa Eléctrico 2016

ANX


REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
90°0'0"W
Isla Marchena
Isla Genovesa
0°0'0"
Isla Fernandina
Baltra - Subtransmisión 0,33 MVA
Baltra - Eólico 2,5 MVA
Santa Cruz Solar aislados 0,01 MW
Santa Cruz 14,81 MW
Isabela 2,75 MVA
Isabela 3,1 MW
Santa Cruz 1 MVA
San Cristóbal 4,01 MW
Tropezón 3 MVA
E.E. Galápagos 8.233,11 km²
Floreana 2 MVA
Floreana 0,29 MW
Floreana Perla Solar 0,02 MW
Isla Santa María
0 25 50 100 km.
90°0'0"W


UBICACIÓN DEL ECUADOR
80°0'0"W
10°0'0"N
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Ecuador
Suriname
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
40°0'0"S
80°0'0"W

-80°0'0"
0°0'0"
Océano Pacífico
CNEL- Esmeraldas 15.526,49 km²
CNEL- Manabí 10.909,04 km²
E.E. Ambato 41.787,3 km²
E.E. Centro Sur 30.273,4 km²
CNEL- Sucumbíos 38.517,82 km²
COLOMBIA
PERÚ
Subestación San Lorenzo 12,5 MVA
Subestación Rocafuerte 5,3 MVA
Subestación Las Palmas 24 MVA
Subestación Borbón 6,5 MVA
Esmeraldas I 185 MVA
Subestación Atacames 24 MVA
Subestación Propicia 28,5 MVA
Subestación Muisne 6,25 MVA
Subestación Viche 6,25 MVA
Subestación Sálima 12,5 MVA
Subestación Quinindé 6,25 MVA
Quinindé 66,7 MVA
Subestación Nuevo Quinindé 12,5 MVA
Pedernales 5 MW
Pedernales (1 - Trs) 12,5 MVA
Jama 12,5 MVA
Concordia 20 MVA
Valle Hermoso 6,13 MVA
El Centenario 18,75 MVA
El Carmen 16 MVA
El Rocío 5 MVA
Quito 20 MVA
La Cadena 12,5 MVA
Alluriquín 12,5 MVA
Patricia Pilar 12,5 MVA
Sesme (2 - Trs) 7,5 MVA
Reynbanpac 3,13 MVA
Baba 12, 42,2 MW
Baba 5 MVA
Buena Fe 102 MVA
Tingo la Esperanza 36,5 MVA
2,13 MVA
Daule-Peripa 2,5 MVA
Daule Peripa 255 MVA
El Empalme 20 MVA
Calope 20,8 MVA
Shuyo 0,38 MVA
Quevedo Norte 16 MVA
El Codo 5 MVA
Catazacón 1 MVA
Balzar 12,5 MVA
Casa Máquinas 18 MVA
Ventanas 20 MVA
Caluma 6,25 MVA
Guanujo 12,5 MVA
Cochabamba 12,5 MVA
Guaranda 17,5 MVA
Sicoto 12,5 MVA
Centro Industrial 12,5 MVA
Cedege 12,5 MVA
Daule Sur 16 MVA
América 5 MVA
Ajecuador
Ccn 9,34 7,5 MVA MVA
Milagro 358,32 MVA
Subestación Lorenzo
Subestación De Ga 2,5 MVA
Subestación Bucay 12,5 MVA
Expalsa 6,25 MVA
América 24 MVA
Electroquil 383,2 MVA
Alborada 24 MVA
Cerro Blanco 24 MVA
Victoria II 115 MW
Guasmo 48 MVA
Sub Estación Ecoelectric 69 KV 6,25 MVA
La Troncal 12 MVA
Ecudos Reducción 8,67 MVA
Ecudos Elevación 31,6 MVA
Cañar 44,5 MVA
Alausi 5 MVA
Nizag 0,72 MW
Paute 1075 MW
Molino 750 MW
Azogues-Encapsulada-Gis-Transform. 12,5 MVA
Mazar 170 MW
Saucay 30 MVA
S/E Guapán 20 MVA
Monay 64 MVA
Centenario 19 MVA
El Descanso
Luis Cordero 22,5 MVA 19 MVA
El Arenal 64 MVA
Balao 7,5 MVA
Pagua 36,5 MVA
Barbones 20 MVA
Machala Centro 16,25 MVA
La Iberia 12,5 MVA
El Cambio 12 MVA
Porotillo 2,5 MVA
Arenillas 12,5 MVA
Huaquillas 17,5 MVA
Interconexión Perú 110 MW
Saersol 1 MW
Solchacras 1 MW
Portovelo (Pache) 26,25 MVA
Saraguro 6,25 MVA
El Pangui 6,25 MVA
Saracay 3,75 MVA
ELIPE 1,5 MVA
Loja 66,7 MVA
Norte 12,5 MVA
Carlos Mora 2,4 MW
Cumbaratza 12,5 MVA
Cumbaratza 33,3 MVA
Chaguarpamba 0,8 MVA
Catamayo 16,25 MVA
Pindal 6,25 MVA
Celica 2,5 MVA
Catacocha 3,13 MVA
Velacruz 0,8 MVA
Obrapia 24,5 MVA
Cariamanga 6,25 MVA
Macara 6,25 MVA
Gonzanergy 1 MW
Sabiango Solar 1 MW
Vilcabamba 6,25 MVA
Palanda 3,13 MVA
Pedernales 24 MVA
Brineforcorp 1 MW
San Vicente 5 MVA
Bahía de Caráquez 15 MVA
Chone 25 MVA
La Estancilla 12,5 MVA
Tosagua 6,25 MVA
Manta 1 70 MVA
Manta 2 25 MVA
Calceta 12,5 MVA
Portoviejo 134,73 MVA
Manta 3 25 MVA
Lodana 7,5 MVA
Barranco Colorado 12,5 MVA
Caza Lagarto 12,5 MVA
Jipijapa 12,5 MVA
Machalilla 5,6 MVA
Pto. Cayo 2,5 MVA
Colimes 6,25 MVA
Bellavista 6,25 MVA
Palestina 20 MVA
Manglaralto 6,25 MVA
Pedro Carbo 20 MVA
Colonche 12 MVA
Petrocomercial 2 12 MVA
Carolina 12 MVA
Capaes 12 MVA
Salinas 12 MVA
Chipipe 12 MVA
Chanduy 10 MVA
Pechiche 12 MVA
Posorja 33,3 MVA
Playas 12 MVA
Paseo Playas 2,5 MVA
Posorja 12 MVA
Salica 5,6 MVA
Puná Nueva 2,8 MW
Transformador Puna 4 MVA
Huachi 25 MVA
Montalvo 12,5 MVA
Loreto 69kV 40 MVA
Baños 17,5 MVA
Agoyan 6,25 MVA
Puyo 17,5 MVA
Puyo 33, 3 MVA
Musullacta 6,25 MVA
Tapi 18,75 MVA
Cajabamba 6,25 MVA
S/E Tres 18,5 MVA
Alao 22,81 MVA
Guamote 6,25 MVA
Panel Fotovoltaico 0,37 MW
S/E Hidroabanico 1 45 MVA
Hidroabanico 38,45 MW
Macas 44, 5 MVA
Taisha 0,24 MW
Macas 66,7 MVA
Méndez 6,66 MVA
Limón 6,66 MVA
Sardinas 6,66 MW
Loreto 2,5 MVA
Booster 18 MVA
Pifo 6,6 MVA
1,2 MVA
Páramo
S/E 36 Tumbaco 53 MVA
S/E 32
Diez Nueva 20 MVA
Cayambe 25 MVA
Subestacón Eléctrica 1,64 MVA
S/E 17 Andalucía 20 MVA
S/E 49 Los Bancos 10 MVA
Puerto Quito 0,16 MW
Cotacachi 6,25 MVA
La Esperanza 12,5 MVA
Selva Alegre 33, 25 MW
Selva Alegre 35 MVA
Ajavi 13 MVA
El Retorno 12,5 MVA
El Chota 11,25 MVA
La Carolina 6,25 MVA
Hidrocarolina 0,92 MW
El Angel 2,5 MVA
San Miguel de Car 5,55 MVA
El Rosal 10 MVA
Tulcán 33,3 MVA
San Gabriel 12,5 MVA
Adelca 2 12 MVA
Adelca 1 9,25 MVA
Corazón 0,99 MW
Sigchos 6,25 MVA
Lasso 20 MVA
Pastocalle 1 MW
Mulaló 12,5 MVA
20 MVA
El Calvario 10,45 MVA
San Rafael 20 MVA
Atocha 25 MVA
Pucará 80 MVA
Agip Oil - Sry 4,6 MVA
Agip Oil - Sarayacu 9 MW
Tena Norte 20 MW
Tena 12,5 MVA
Tena 33,33 MVA
Agip Oil - Cpf 21,28 MVA
Agip Oil - CPF 40,34 MW
Agip Oil - Villano A 19,04 MW
Agip Oil - Villano A 5,72 MW
Agip Oil - Cpf 21,28 MVA
Interconexión Colombia 540 MW
Arazá 1,05 MW
Lumbaquí 6,25 MVA
Estación Sur 1,44 MW
Cayagama 0,6 MVA
Cayagama 3,36 MW
Coca Codo Sinclair 1500 MW
Payamino 2,5 MW
Gacela 2,06 MW
Oso 31,55 MW
Jaguar 0,23 MW
Yuralpa 17,15 MW
Cononaco 5,4 MW
Lago Agrio 11,8 MW
Lago Agrio 13.8 kV. 8 MVA
Parahuacu 6,25 MVA
Jivino 16 MVA
Sacha 13.8 kV. 8 MVA
Orellana 66,66 MVA
Culebra JUSTICE 7,5 MVA
Culebra 6,25 MVA
Yuca 69 kV. 6,25 MVA
Hormiguero D 3,73 MW
Capiron 12 MVA
CDP 0,41 MW
Hormiguero SUR 2,72 MW
Atacapi 6,25 MVA
Shushufindi Cantal JUSTICE 7,5 MVA
Shushufindi 12,5 MVA
Shushufindi Sur JUSTICE 7,5 MVA
Bogi 7 MVA
Npf 71 MVA
WIP 12,5 MVA
Spf 168 MVA
VHR 10, 43 MW
Cuyabeno 24, 66 MW
Mariann 5-8 1,29 MW
Fanny 50 0,55 MW
Tumali 1,78 MW
Tivacuno 7 MVA
EPF-Pad L 6,3 MW
EPF-Eden Yuturi 101,18 MW
Nenke 0,91 MW
Apaika 6,08 MW
Tipishca 0,89 MW
Sistemas Aislados Orellana y Sucumbíos 9,6 MW
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
SIGNOS CONVENCIONALES
Cemtrales de generación térmica
Potencia nominal (MW)
0,05 - 21,23
21,24 - 75,83
75,84 - 200,00
Cemtrales de generación fotovoltaica
Potencia nominal (MW)
0,01 - 0,07
0,08 - 0,50
0,51 - 2,00
Interconexiones
Potencia nominal (MW)
110,00
110,01 - 540,00
Cemtrales de generación eólica
Potencia nominal (MW)
2,25
2,26 - 2,40
2,41 - 16,50
Cemtrales de generación biomasa
Potencia nominal (MW)
29,80
29,81 - 36,50
36,51 - 78,00
Potencia nominal (MW)
0,06 - 73,00
73,01 - 487,00
487,01 - 1500,00
Tipo de subestación
Elevación
Punto de derivación
Reducción
Seccionamiento
Subestación en periodo de prueba
Líneas de transmisión y subtransmisión
Voltaje (kV)
46
69
138
230
500
Redes de media tensión
Proyección Geográfica
Datum WGS84
0 40 80 160
Kilómetros
Mapa Eléctrico 2016
Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Mapa Político del Ecuador con Ubicación de Centrales de Generación

ANX

Mapa político del Ecuador con ubicación de centrales de generación

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS

90°0'0"W

Isla Marchena
Isla Genovesa
Isla Fernandina
Isla Isabela
Isla Santa María
Isla San Cristóbal
Isla Santa Cruz
GALAPAGOS
PUERTO AYORA
PUERTO VILLAMIL
PUERTO BAQUERIZO MORENO

Baltra Eólico 2,25 MW
Baltra Solar 0,07 MW
Santa Cruz Solar aislados 0,01 MW
Santa Cruz 14,81 MW
Isabela 3,1 MW
Floreana Perla Solar 0,02 MW
Floreana 0,29 MW
Floreana Solar aislados 0,01 MW
San Cristóbal 4,01 MW

0 25 50 100 km.

90°0'0"W

0°0'0"

UBICACIÓN DEL ECUADOR

80°0'0"W

10°0'0"N

Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Ecuador
Suriname
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile

40°0'0"S

80°0'0"W

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 40 80 160 Kilómetros

-80°0'0"

0°0'0"

Océano Pacífico

COLOMBIA

PERÚ

Interconexión Colombia 540 MW

Terminal Marítimo 1,72 MW
Esmeraldas I 132,5 MW
Esmeraldas II 100,2 MW
ESMERALDAS

ESPEJO 0,14 MW
Hidrocañoma 0,92 MW
San Miguel de Car 2,95 MW
La Playa 1,32 MW
Buenos Aires 2012 0,98 MW
Tren Salinas 1 MW
Salinas 2 MW
Fábrica Imbabura 0,7 MW
Arbi 0,6 MW
Atuntaqui 0,4 MW
CARCHI

Manduriacu 63,36 MW
Perlabi 2,7 MW
Puerto Quito 0,16 MW
Vindobona 6,09 MW
Uravia 0,99 MW
Nor-Occidente 0,26 MW
Electrocórdova 0,2 MW
IMBABURA

Pedernales 5 MW
PICHINCHA

Geppert 1,65 MW
Cumbayá 40 MW
Carcelén 0,06 MW
Nayón 29,7 MW
Los Recuperadora 4,7 MW
Chillos 1,76 MW
Guangopolo 20,92 MW
Pachocha 1,5 MW
Silunchi I 0,3 MW
Silunchi II 0,3 MW
SANTO DOMINGO DE LOS TSACHILAS

Brineforcorp 1 MW
MANABI

Corazón 0,99 MW
Pastocalle 1 MW
Páramo 3,36 MW
Papallacta 6,63 MW
Victoria 10,32 MW
Sardinas 6,66 MW
La Calera 1,25 MW
El Carmen 8,4 MW
Baba 42,2 MW

Arazá 1,05 MW
Tetete 4,61 MW
SUCUMBIOS

Cayagama 3,36 MW
Coca Codo Sinclair 1500 MW
Amazonas 6,66 MW
Palo Azul PGE 38,9 MW
Justice Sacha 6,8 MW
Payamino 2,5 MW
Loreto 2,3 MW
Loreto 2,25 MW
Agip Oil - Sarayacu 9 MW
Shushufindi 11,75 MW
Lago Agrio 11,8 MW
Secoya 10 MW
NUEVA LOJA (LAGO AGRIO)
FRANCISCO DE ORELLANA (EL COCA)
NAPO

VHR 10, 43 MW
Estación CFE 0,06 MW
Cuyabeno 24,66 MW
Secoya 29,43 MW
Mariann 4A 1,49 MW
Sistemas Aislados Orellana y Sucumbíos 9,6 MW
Tarapuy 0,79 MW
Fanny 60 0,86 MW
Fanny 50 0,55 MW
Tipishca 0,89 MW
Tumali 1,78 MW
Dumbique 2,33 MW
MDC-CPF 9,55 MW
Sacha 24, 31 MW
CPF 38,59 MW
EPF-Eden Yuturi 101,18 MW
REPSOL YPF-NPF-2 8,68 MW
Cami 0,05 MW
Hormiguero D 3,73 MW
Hormiguero A 0,71 MW
Mono 0,9 MW
Hormiguero Sur 2,72 MW
CDP 0,41 MW
Apaika 6,08 MW
Nenke 0,91 MW
ORELLANA
REPSOL YPF-SPF-3 45,28 MW
Yuralpa 17,15 MW

Manta II 20, 4 MW
Miraflores 49,8 MW
Jaramijó 140 MW
Marcel Laniado 213 MW
El Estado 1,7 MW
Illuchi No.2 5,2 MW
Illuchi No.1 4,19 MW
Pucará 73 MW
Calope 16,6 MW
Angamarca 0,3 MW
Catazacón 0,8 MW
Tiliví 0,1 MW
Península 3 MW
Topo 28, 05 MW
Agoyán 160 MW
Quevedo II 95,2 MW
COTOPAXI
PORTOVIEJO
BOLIVAR
TUNGURAHUA
LOS RIOS
Sibimbe 15,37 MW
Planta Chimborazo 2 MW
Río Blanco 3,13 MW
San Francisco 230 MW
Agip Oil - CPF 40,34 MW
Agip Oil - Villano A 5,72 MW
Cononaco 5,4 MW
PUYO
PASTAZA
TENA

Hidrotambo 8 MW
Alao 10,4 MW
Sansau 1 MW
GUAYAS
Generoca 38,12 MW
Barcaza Keppel Energy 150 MW
Trinitaria 133 MW
Altgenotec 0,99 MW
Santa Elena II 90,1 MW
Santa Elena III 41,7 MW
SANTA ELENA
ZONA EN ESTUDIO EL PIEDRERO (CAÑAR- GUAYAS)
Nizag 0,8 MW
Hidroabanico 38,45 MW
Panel Fotovoltaico 0,37 MW
Taisha 0,24 MW
MACAS
CHIMBORAZO

Ocaña 26,1 MW
Ecudos A+G 29, 8 MW
Alazán 6,23 MW
Mazar 170 MW
Paute 1075 MW
Saymirín 15, 52 MW
Sopladora 487 MW
Saucay 24 MW
Hidrosanbartolo 49,95 MW
CAÑAR
MORONA SANTIAGO
Puná Nueva 2,8 MW
El Descanso 19, 2 MW
CUENCA
Termogas Machala I 138,56 MW
Gualaceo 0,97 MW
AZUAY

Interconexión Perú 110 MW
MACHALA
Solsantros 1 MW
Solhuaqui 1 MW
Saracaysol 1 MW
Solchacras 1 MW
EL ORO

Catamayo 19, 74 MW
Carlos Mora 2,4 MW
San Pedro 1 MW
ZAMORA CHINCHIPE
LOJA
Renovaloja 1 MW
Surenergy 1 MW
Gonzanergy 1 MW
ZAMORA
Sabiango Solar 1 MW

SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabecera cantonal
- Capital provincial
- Vías
- Límite internacional

LEYENDA

Interconexiones
Potencia nominal (MW)
- 110,00
- 110,01 - 540,00

Centrales de generación térmica
Potencia nominal (MW)
- 0,05 - 21,23
- 21,24 - 75,83
- 75,84 - 200,00

Centrales de generación fotovoltaica
Potencia nominal (MW)
- 0,01 - 0,07
- 0,08 - 0,50
- 0,51 - 2,00

Centrales de generación eólica
Potencia nominal (MW)
- 2,25
- 2,26 - 2,40
- 2,41 - 16,50

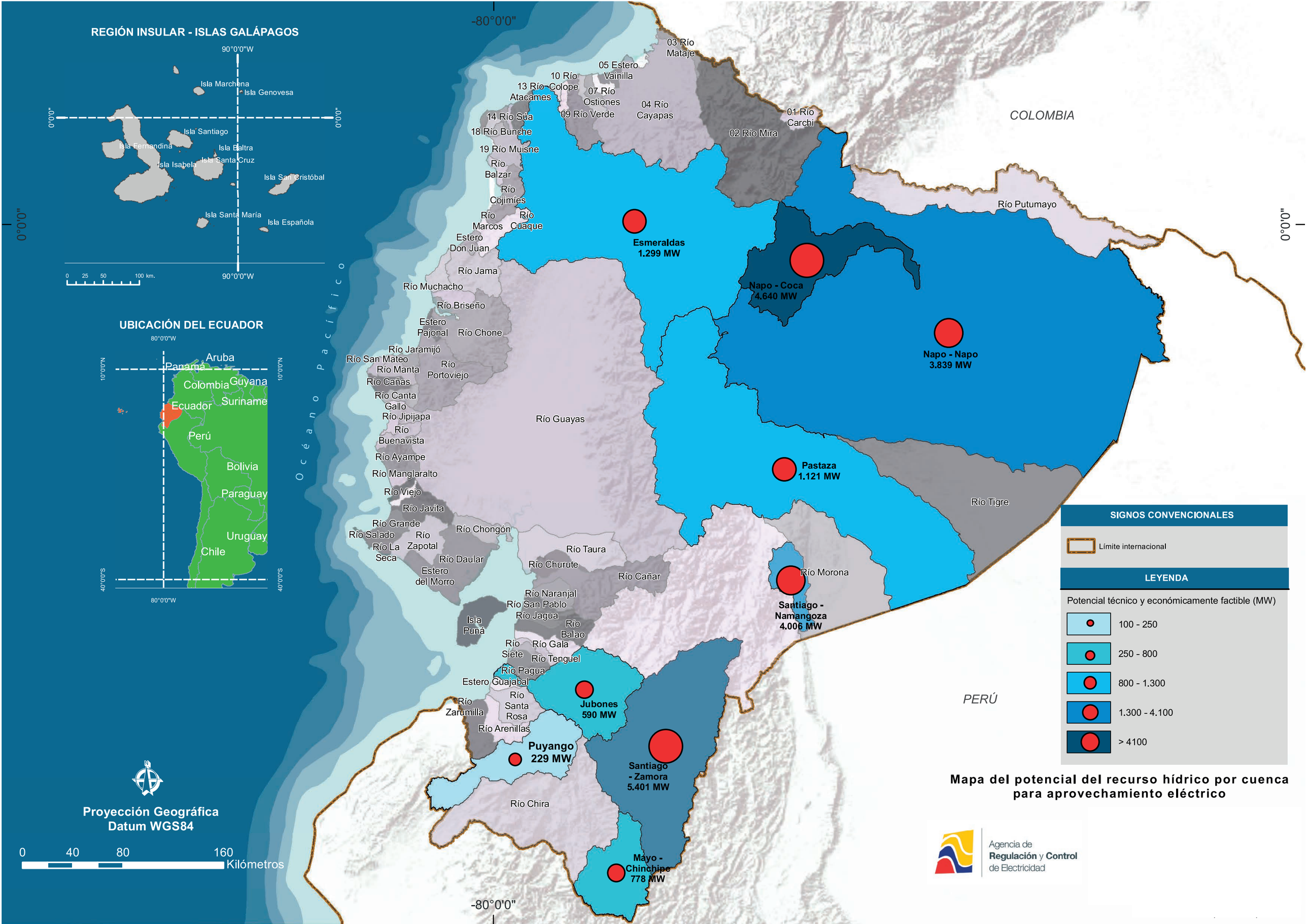
Centrales de generación biomasa
Potencia nominal (MW)
- 29,80
- 29,81 - 36,50
- 36,51 - 78,00

Centrales de generación hidráulica
Potencia nominal (MW)
- 0,06 - 73,00
- 73,01 - 487,00
- 487,01 - 1500,00

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Mapa del Potencial del Recurso Hídrico por Cuenca para Aprovechamiento Eléctrico

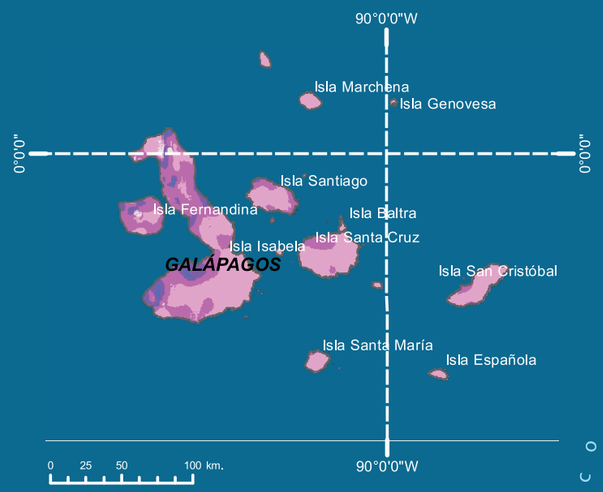
ANX


REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
90°0'0"W
0°0'0"
Isla Marchena
Isla Genovesa
Isla Santiago
Isla Fernandina
Isla Baltra
Isla Isabela
Isla Santa Cruz
Isla San Cristóbal
Isla Santa María
Isla Española
0 25 50 100 km.
UBICACIÓN DEL ECUADOR
80°0'0"W
10°0'0"N
40°0'0"S
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Ecuador
Suriname
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
Proyección Geográfica
Datum WGS84
0 40 80 160
Kilómetros
-80°0'0"
0°0'0"
Océano Pacífico
03 Río Mataje
05 Estero Vainilla
10 Río Colope
13 Río Atacames
07 Río Ostiones
09 Río Verde
04 Río Cayapas
01 Río Carchi
02 Río Mira
14 Río Súa
18 Río Bunche
19 Río Muisne
Río Balzar
Río Cojimíes
Río Marcos
Río Cuaque
Estero Don Juan
Río Jama
Río Muchacho
Río Briseño
Estero Pajonal
Río Chone
Río Jaramijó
Río San Mateo
Río Manta
Río Portoviejo
Río Cañas
Río Canta
Gallo
Río Jipijapa
Río Buenavista
Río Ayampe
Río Manglaralto
Río Viejo
Río Javita
Río Grande
Río Salado
Río La Seca
Río Zapotal
Río Chongón
Río Daular
Estero del Morro
Río Guayas
Río Taura
Río Churute
Río Cañar
Río Naranjal
Río San Pablo
Río Jagua
Isla Puná
Río Balao
Río Siete
Río Gala
Río Tenguel
Río Pagua
Estero Guajabal
Río Zarumilla
Río Santa Rosa
Río Arenillas
Río Chira
COLOMBIA
Río Putumayo
Río Tigre
Río Morona
PERÚ
Esmeraldas
1.299 MW
Napo - Coca
4.640 MW
Napo - Napo
3.839 MW
Pastaza
1.121 MW
Santiago -
Namangoza
4.006 MW
Jubones
590 MW
Puyango
229 MW
Santiago
- Zamora
5.401 MW
Mayo -
Chinchipe
778 MW
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
LEYENDA
Potencial técnico y económicamente factible (MW)
100 - 250
250 - 800
800 - 1.300
1.300 - 4.100
> 4100
Mapa del potencial del recurso hídrico por cuenca para aprovechamiento eléctrico
Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Mapa de Densidad de Potencia Media Anual del Viento del Ecuador

ANX

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR



Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

ESMERALDAS
CARCHI
IMBABURA
PICHINCHA
SUCUMBÍOS
SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS
ZONA NO DELIMITADA
MANABÍ
NAPO
COTOPAXI
ORELLANA
TUNGURAHUA
LOS RÍOS
BOLIVAR
PASTAZA
GUAYAS
CHIMBORAZO
SANTA ELENA
CAÑAR
MORONA SANTIAGO
AZUAY
PERÚ
EL ORO
LOJA
ZAMORA CHINCHIPE

-80°0'0"

0°0'0"

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite provincial
- Límite internacional

LEYENDA

Densidad de Potencia del Viento a 50 m
W/m2

< 70	300 - 350
70 - 100	350 - 400
100 - 150	400 - 450
150 - 200	450 - 500
200 - 250	500 - 600
250 - 300	600 - 700
	700 - 800
	> 800

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 40 80 160 Kilómetros

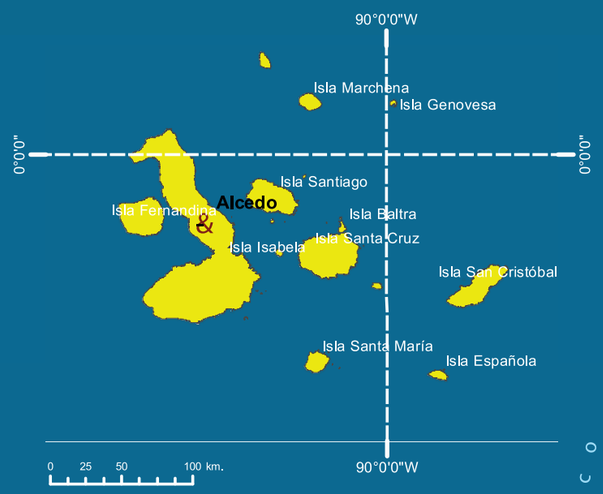
Mapa de densidad de potencia media anual del viento del Ecuador

Agencia de **Regulación** y **Control** de Electricidad

Mapa del Potencial del Recurso Solar y Geotérmico del Ecuador

ANX

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR



Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 40 80 160 Kilómetros

-80°0'0"

0°0'0"

Océano Pacífico

COLOMBIA

PERÚ

ESMERALDAS
MANABÍ
SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS
ZONA NO DELIMITADA
LOS RÍOS
GUAYAS
SANTA ELENA
EL ORO
LOJA
AZUAY
CAÑAR
BOLIVAR
CHIMBORAZO
TUNGURAHUA
COTOPAXI
PICHINCHA
IMBABURA
CARCHI
SUCUMBÍOS
NAPO
ORELLANA
PASTAZA
MORONA SANTIAGO
ZAMORA CHINCHIPE

Tufino-Chiles
Chalpatan
Iguan
Soche
Chachimbiro
Cuicocha
Mojanda
Cayambe
Pululahua
Guagua Pichincha
Chacana/Cachiyacu
Chacana/Oyacachi
Chacana/Jamanco
Chalupas
Salinas
Tungurahua
Chimborazo
San Vicente
Guapan
Cuenca
Portovelo

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite provincial
- Límite internacional

LEYENDA

- Límite provincial
- Potencial geotérmico
- Isohelias cada 150 Wh/m²/día

Insolación Global

Valor Máximo: 5748 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3634 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4574,99 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 301,4093 Wh/m²/día

Insolación Global
Promedio: 4574,99 Wh/m²/día

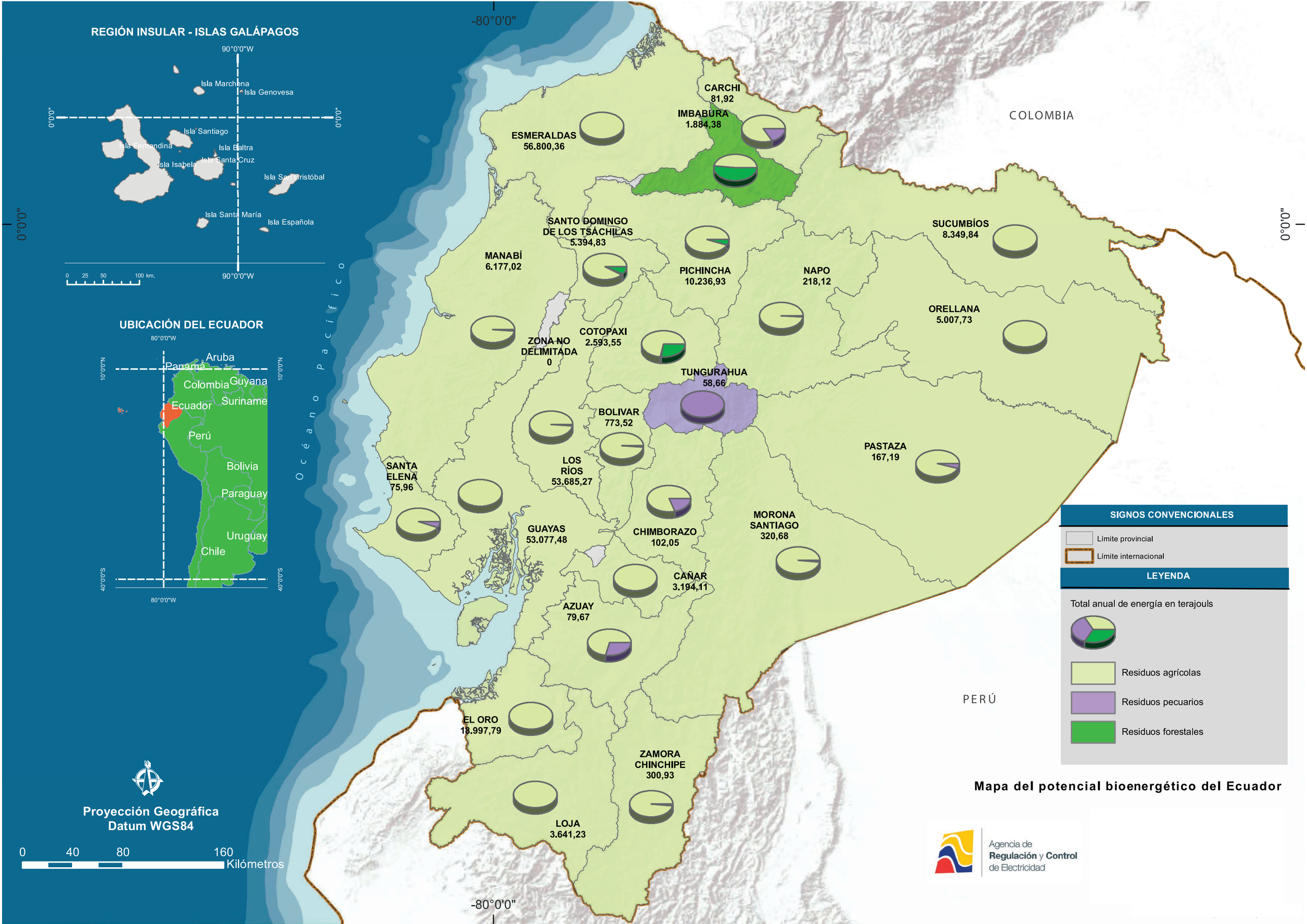
5748,47
5537,06
5325,65
5114,24
4902,83
4691,42
4480,02
4268,61
4057,2
3845,79
3634,38

Mapa del potencial del recurso solar y geotérmico del Ecuador

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Mapa del Potencial Bioenergético del Ecuador

ANX



Mapa del potencial bioenergético del Ecuador



Ministerio
de **Electricidad y**
Energía Renovable

Agencia de
Regulación y **Control**
de Electricidad

cenace
OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD

ISBN 978-9942-22-153-7

9 789942 221537

Esta publicación se realizó con el apoyo de:

BID